
TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Modellierung und Analyse von Lademodellen für
Elektroautos aus energiewirtschaftlicher und
Fahrzeugnutzer-Sicht

Dipl.-Ing. Univ. Olmo Tomás Mezger

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigten Dissertation.

Vorsitzender:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Georg Herzog

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen

Die Dissertation wurde am 10.07.2013 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 10.12.2013 angenommen.

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Methodik	3
3	Energiewirtschaftliche Simulation	5
3.1	Methodik	5
3.2	Fahrzeugnutzung	5
3.2.1	Statistiken	6
3.2.2	Fahrzeugdaten	7
3.2.3	Fahrprofile	9
3.2.4	Nebenverbraucher	10
3.2.5	Fahrzeugsimulation	12
3.3	Flottenbetrachtung	13
3.4	Validierung der Flotte	15
3.4.1	Beschreibung der Messdaten	16
3.4.2	Analyse der Messdaten	16
3.4.3	Ermittlung der Normwoche und Validierung der Simulation	17
3.5	Lademodelle	17
3.5.1	Grundsätzliche Lademöglichkeiten bzw. Märkte	18
3.5.2	Auswahl von Lademodellen und Infrastrukturszenarien	18
3.5.3	Ergebnisanalyse	25
3.6	Laden der Flotte	26
3.7	Energiewirtschaftliche Daten	26
3.7.1	Kraftwerkspark	26
3.7.2	Netzlaster	29
3.7.3	Residuallast	30
3.7.4	EEX Spotmarkt – Handel im Day-Ahead	31
3.7.5	EEX Spotmarkt – Intra-Day Handel	32
3.7.6	Sekundärregelleistungsmarkt	35
3.8	Ergebnisse der Simulationsrechnungen	40
3.9	Analyse und Diskussion der Simulationsergebnisse	47
4	Batterie- und Nutzersimulation	49
4.1	Probanden, Ladeszenarien und Fahrprofile	50
4.2	Fahrzeugmessungen und Fahrzeugmodell	51
4.3	Lademodelle und die Modellierung der Ladevorgänge	51
4.4	Batteriemessungen	52

4.4.1	Prüflinge	52
4.4.2	Messtechnik und Prüfstände	60
4.4.3	Theoretische Grundlagen zur Alterung von Lithium-Eisen-Phosphat Batterien..	61
4.4.4	Messmethodik und Beschreibung der kalendarischen Alterung	62
4.4.5	Ergebnisse der Messungen der kalendarischen Alterung	65
4.4.6	Messmethodik und Beschreibung der Alterung durch Zyklisierung	70
4.4.7	Ergebnisse der Messungen der Zyklenfestigkeit	73
4.4.8	Vergleich zwischen kalendarischer Alterung und Zyklenfestigkeit.....	75
4.4.9	Grenzen des Systems und Diskussion	76
4.5	Batteriesimulation	80
4.5.1	Überblick und Methodik der Batteriesimulation	80
4.5.2	Elektrisches Ersatzschaltbild.....	80
4.5.3	Temperaturmodell	85
4.5.4	SOC-Modell.....	88
4.5.5	SOH-Modell.....	90
4.5.6	Selbstentladung	98
4.5.7	Diskussion der Batteriesimulation	98
4.5.8	Validierung der Batteriesimulation	99
4.6	Ergebnisse der Simulationsrechnungen der Batterie- und Nutzersimulation	102
4.6.1	Alterung durch Zyklieren und kalendarische Alterung	102
4.6.2	Lebenszeit der Batterien in Abhängigkeit von User und Lademodell.....	105
4.6.3	Alterungsverlauf über die Zeit	107
4.6.4	Diskussion der Alterungsergebnisse.....	110
5	Kostenvergleich	111
5.1	Batteriekosten im Jahr 2020	112
5.2	Treibstoffkosten im Jahr 2020	112
5.3	Jährliche Kosten	114
6	Weiterer Forschungsbedarf	119
	Formelzeichen und Indices	121
	Abkürzungen	123
	Tabellenverzeichnis	125
	Abbildungsverzeichnis.....	127
	Literaturverzeichnis	133
	Danksagung	137

1 Einleitung

Heutzutage herrscht allgemein der Konsens, dass es in Zukunft eine nennenswerte Anzahl an Elektroautos (EV, *Electric Vehicle*) geben wird. Die Frage, die sich der Energiewirtschaft nun stellt, ist die nach der Bereitstellung der erforderlichen Energie. Frühere Studien /FfE-17 07/ haben gezeigt, dass es ab ca. 8 Mio. Elektroautos in Deutschland zu Problemen bei der Leistungsbereitstellung und dem Leistungstransport kommen könnte. Als Alternative zu einem unrealistischen großangelegten Netzausbau erscheint in diesem Zusammenhang der Einsatz von Ladesteuerungen auf Basis von Ladetarife am vielversprechendsten. Vor einer zeit- und ressourcenintensiven Entwicklung und vor allem Erprobung dieser Tarife sollte jedoch zunächst eine grundlegende, ganzheitliche theoretische Betrachtung dieser Thematik – wie sie in dieser Arbeit durchgeführt wurde – erfolgen. Nur so können viele Szenarien durchgespielt werden, und aus energiewirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht zukunftsfähige Optionen erörtert werden.

Der Strombedarf durch Batterie- und Hybridfahrzeuge wird zukünftig stark ansteigen. Hieraus ergibt sich die Frage, nach welchen Kriterien beim Einsatz von Ladesteuerungen das Laden geregelt werden soll. Dabei treffen die Interessen der Fahrzeughalter und der Elektrizitätswirtschaft aufeinander. Die vorliegende Arbeit soll Ansatzpunkte für zukünftige Tarife liefern, die die Erwartungen beider Akteure erfüllen können. Die dafür benötigten Simulationsmodelle und methodischen Ansätze bilden den Kern der Arbeit.

Die Modelle dieser Arbeit basieren auf eigenen Messungen und Literaturrecherchen. Die Batterie- und Fahrzeugmessungen wurden im Rahmen zweier Forschungsprojekte an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) durchgeführt.

Die Batteriebranche befindet sich im Aufbruch. Weltweit wird enorm in die Entwicklung und Verbesserung von Akkumulatoren investiert. Dies ist ein klares Signal für die Bedeutung des Themas und vor allem dafür, dass nach wie vor erhebliches Optimierungspotential besteht.

Es sind bis jetzt noch einige Fragen offen, viele davon drehen sich um die Themen „Laden von Batterien“ und „Batteriealterung“. Beide Aspekte beeinflussen die Wirtschaftlichkeit eines EV beträchtlich.

Es existieren bis dato einige wissenschaftliche Erkenntnisse über Infrastruktur und örtlichen Ladebedarf bei unterschiedlichen Penetrationsszenarien. Auch Erkenntnisse über die Integration von erneuerbaren Energien (EE) durch Elektromobilität bestehen, flankiert von Flottenversuchen im Rahmen der Regionenmodelle und des Konjunkturpaketes II in Deutschland. Auch im internationalen Kontext existieren diverse Erprobungsprojekte.

Bis jetzt wurde aber den Potentialen verschiedener Lademodelle nur wenig Aufmerksamkeit gewidmet. Konzepte, die nicht nur in der Fachpresse Anklang finden, sondern auch in der politischen und gesellschaftlichen Diskussion, werden analysiert, diskutiert und bewertet, ohne sich über deren Auswirkungen auf den deutschen Elektrizitätsmarkt im Klaren zu sein. Im ersten Teil dieser Arbeit, in Kapitel 3, wird diese Thematik aufgegriffen und vertieft.

Lademodelle können ebenfalls einen Einfluss auf die Lebensdauer der Batterie und somit auf die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen haben. In Kapitel 4 wird diese Thematik aufgegriffen und diskutiert.

2 Methodik

Die Motivation dieser Arbeit ist die Frage „Wie sollen Lademodelle in der Zukunft gestaltet sein, damit die ressourcen- und umweltschonenden Potenziale von Elektroautos sowohl für die Energiewirtschaft als auch für den Nutzer erschlossen werden?“ Zu ihrer Beantwortung wird im Rahmen dieser Arbeit eine Methodik vorgestellt, die mittels zweier getrennter Simulationsmodelle beide Sichten untersucht. Abbildung 2-1 stellt das Gesamtkonzept schematisch dar.

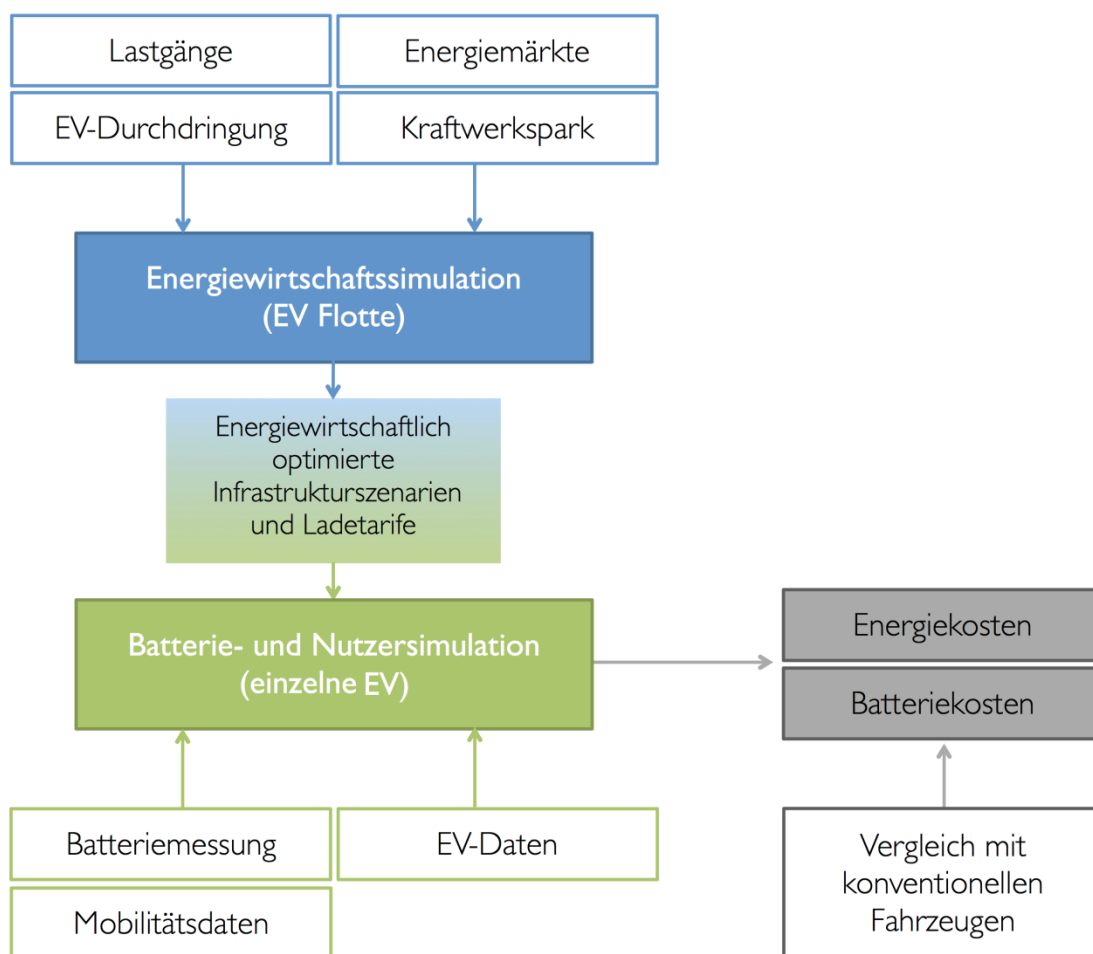


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der Methodik

Die Auswirkungen unterschiedlicher Ladetarife und Infrastrukturszenarien (für das Laden von Elektroautos) auf die Energiewirtschaft werden nur dann ersichtlich, wenn eine größere Flotte von Elektroautos betrachtet wird. Auf dieser Ebene ist es möglich, Verschiebungen der Residuallast zu erkennen, sowie Einspeisung von erneuerbaren Energien und deren Gleichzeitigkeitsfaktoren mit der Last und der EV-Flotte zu betrachten. Rückwirkungen auf einzelne Fahrzeuge sind bei diesem Schritt nicht sichtbar, da nur das Kollektiv betrachtet wird. Die zweite Stufe, die Batterie- und Nutzersimulation, konzentriert sich auf nutzerspezifische Effekte, die bei der energiewirtschaftlichen Betrachtung nicht untersucht wurden.

In der Energiewirtschaftssimulation werden zunächst Infrastrukturszenarien und Ladetarife für eine Flotte im Jahr 2020 und 2030 untersucht. Für die Analyse spielt die Modellierung des Kraftwerksparks, der Energiemärkte, von Einspeisungs- und Verbrauchslastgängen sowie von Durchdringungsszenarien für Elektroautos eine wichtige Rolle. In der Energiewirtschaftssimulation wird stets die Flotte als Gesamtes betrachtet. Vordefinierte Ladetarife und Infrastrukturszenarien bilden die Basis der Untersuchungen.

Viele Annahmen, die bei der Energiewirtschaftssimulation (EWi-Simulation) simplifiziert werden, müssen bei der Batterie- und Nutzersimulation konkreter betrachtet werden. Neben der Batterie, welche bei der EWi-Simulation lediglich als ein Speicher mit Wirkungsgrad simuliert und bei der Batterie- und Nutzersimulation als ein physikalisch-chemisches Modell hinterlegt wird, werden in letzterer Simulation auch die Fahrprofile genauer betrachtet. Es werden bei der Batterie- und Nutzersimulation reale, anonymisierte Fahrprofile von Nutzern aus dem an der FfE durchgeführten Projekt eFlott herangezogen /FFE-22 11/. Als wichtige Eingangsgrößen dienen dabei die durchgeführten Batteriemessungen, Fahrprofile realer Probanden, sowie eine Auswahl an Infrastrukturszenarien und Ladetarife, basierend auf den Ergebnissen der Energiewirtschaftssimulation.

Zentraler Punkt der Methodik ist die Aufteilung der Gesamthematik in zwei Modelle/Blickpunkte, um eine ganzheitliche Betrachtung zu ermöglichen (aus energiewirtschaftlicher und Anwender-Sicht). Diese Punkte werden zunächst getrennt betrachtet (Kapitel 3 und Kapitel 4), bevor in Kapitel 5 ein Vergleich der Kosten für Elektroautos (Batterie- und Energiekosten), sowie konventionelle Fahrzeuge durchgeführt wird.

3 Energiewirtschaftliche Simulation

3.1 Methodik

Mit dem Energiewirtschafts-Modell sollen mögliche Lademodelle mittels einer Fahrzeugflotte analysiert werden. Es ermöglicht die Identifizierung von Lademodellen, die einen energiewirtschaftlichen Mehrwert bieten und zudem die Bedürfnisse der Fahrer erfüllen. In Abbildung 3-1 wird die zugrunde gelegte Methodik zur Analyse und Bewertung vorgestellt.

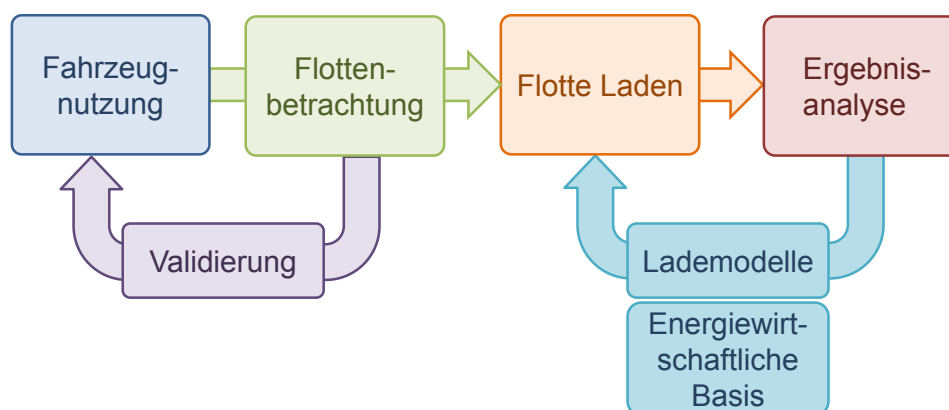


Abbildung 3-1: Schematischer Aufbau des Energiewirtschafts-Modells

Zuerst wird, basierend auf Szenarien und Mobilitätsstatistiken eine Flotte von 1 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2020 bzw. 7 Mio. im Jahr 2030 generiert (siehe Kapitel 3.2 und Kapitel 3.3). Ihre Validierung erfolgt anhand von Luftschadstoff-Emissionswerten (siehe Kapitel 3.4).

Als nächstes wird der Ladealgorithmus auf die Flotte angewendet und verschiedene Lademodelle werden gerechnet (siehe Kapitel 3.5). Diese basieren auf Daten der Energiewirtschaft (siehe Kapitel 3.7).

Abschließend werden die Ergebnisse analysiert und diskutiert (siehe Kapitel 3.8 und Kapitel 3.9).

3.2 Fahrzeugnutzung

Die Eigenschaften der zugrunde gelegten Elektrofahrzeuge sowie deren Nutzungscharakteristik sind entscheidend für die durchzuführenden Analysen, da hierdurch zum einen die zur Verfügung stehenden Ladezeiträume definiert werden als auch zum anderen der Energiebedarf ermittelt wird. Abbildung 3-2 gibt einen Überblick über die Einflussfaktoren auf die Fahrzeugnutzung. Die einzelnen Bestandteile des Modells werden in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

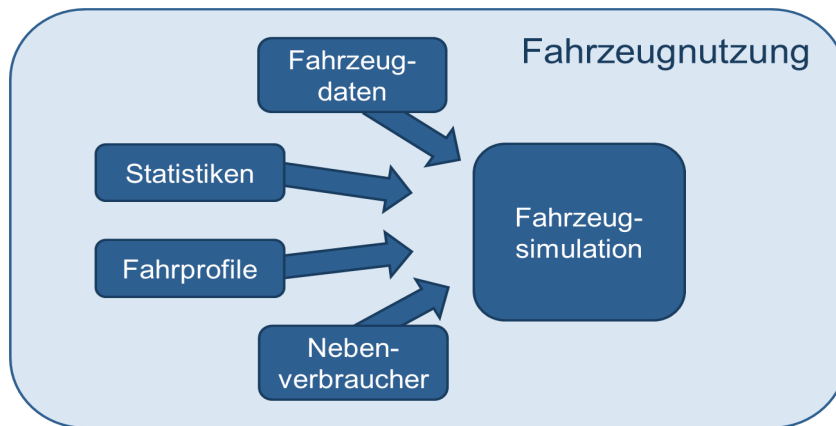


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der Einflussparameter auf die „Fahrzeugnutzung“

3.2.1 Statistiken

Für die Beschreibung der durchschnittlichen deutschlandweiten Fahrzeugnutzung werden verschiedene Nutzergruppen herangezogen. Dabei wird auf die in /FfE-17 07/ bereits definierten sechs Nutzergruppen mit unterschiedlichen täglichen und jährlichen Fahrleistungen zurückgegriffen (siehe Abbildung 3-3).

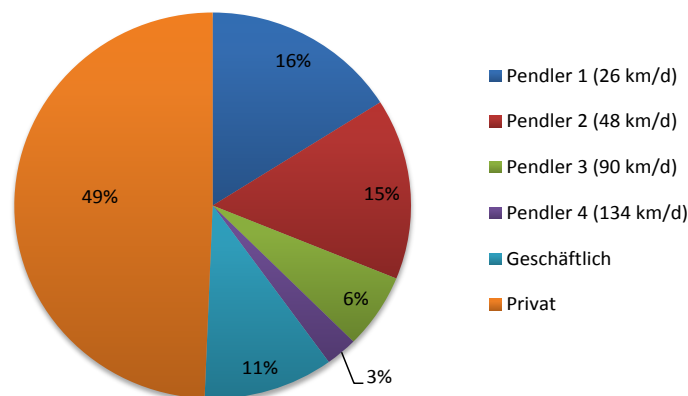


Abbildung 3-3: Aufteilung der Nutzerklassen basierend auf Mobilitätsdaten in Deutschland

Die Klassen setzen sich aus privater und geschäftlicher Nutzung sowie vier Pendlergruppen zusammen. Zur Unterscheidung der vier Pendlergruppen wurden die durchschnittlichen täglichen Streckenlängen herangezogen. Die prozentuale Verteilung der Fahrzeuge auf die Nutzerklassen ist in Abbildung 3-3 dargestellt. Diese Verteilung wird über die Jahre (2010, 2020 und 2030) als konstant angenommen.

3.2.2 Fahrzeugdaten

Den unterschiedlichen Nutzergruppen werden für die zwei Betrachtungsjahre (2020 und 2030) und das Basisjahr 2010 reine Elektrofahrzeuge bzw. Elektrofahrzeuge mit Range-Extender zugeordnet. Bei der Definition der Fahrzeuge wurde dabei jeweils darauf geachtet, dass die Anforderungen an die täglichen Fahrdistanzen der Nutzer abgedeckt werden können. Nachfolgend werden die Fahrzeuge und deren Spezifika für die drei Betrachtungsjahre gesondert betrachtet.

3.2.2.1 Fahrzeugdaten für das Basisjahr 2010

Für das Jahr 2010 wurden Fahrzeuge gewählt, die bereits im Jahr 2010/2011 auf dem Markt erhältlich waren. Die gewählten Fahrzeuge sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst und bereits den einzelnen Nutzerklassen zugeordnet.

Tabelle 3-1: Liste der Fahrzeuge im Jahr 2010 und Zuordnung auf die Nutzerklassen

ID	Nutzerklasse	Tägl. Strecke km	Klasse	Fahrzeugtyp	Kapazität kWh	PHEV?
1	Pendler 1	26	Polo	Smart ed	16	nein
2				Mitsubishi MiEV	16	nein
3	Pendler 2	48	Polo	Th!nk City	28	nein
4				Mitsubishi MiEV	16	nein
5	Pendler 3	90	Golf	Nissan Leaf	24	nein
6				Renault Fluence	22	ja
7	Pendler 4	134	Passat	GM Volt	16	ja
8				Tesla S	72	nein
9	Geschäftlich	90	Cargo/ Taxi	Mercedes Vito E-Cell	36	nein
10				Tesla S	72	nein
11	Privat	30	MiEV	Mitsubishi MiEV	16	nein
12				Renault Fluence	22	nein

Neben reinen Elektrofahrzeugen werden bei Klassen mit hohen Reichweitenanforderungen auch Plug-In-Hybridfahrzeuge (PHEV) berücksichtigt, da ansonsten die täglichen Distanzen nicht bewältigt werden können. Das in der Klasse „Pendler 3“ betrachtete Fahrzeug *Renault Fluence* wird als PHEV angenommen.

Da im Jahr 2010 Elektrofahrzeuge keinen nennenswerten Anteil am Verkehrsaufkommen haben, dient die Betrachtung der Fahrzeuge für 2010 lediglich der Entwicklung der Simulation und der Fortschreibung der Fahrzeugdaten für die Jahre 2020 und 2030.

3.2.2.2 Fahrzeugdaten für das Betrachtungsjahr 2020 und 2030

Für die Jahre 2020 und 2030 ist nicht absehbar, welche EV tatsächlich auf dem Markt verfügbar sein werden und wie deren Charakteristik (Reichweite, Batteriekapazität etc.) beschaffen sein wird. Aus diesem Grund wird, auf Basis der Angaben für das Jahr 2010, eine Fortschreibung der wesentlichen Fahrzeugkennwerte vorgenommen.

Basierend auf der zu erwartenden Entwicklung in der Automobilbranche wurden die Parameter der Fahrzeuge des Jahres 2010 variiert. Für die Fortschreibung wurden dabei Prognosen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) zu Grunde

gelegt. Das DLR geht davon aus, dass sich folgende Faktoren zukünftig verbessern werden /DLR-03 09/:

- das Produkt aus cw-Wert und der Stirnfläche des Fahrzeugs
- die Fahrzeugmasse
- der spezifische Energieinhalt von Traktionsbatterien

Die für die Jahre 2020 und 2030 definierten Fahrzeuge werden für die weitere Betrachtung über entsprechende Klassennamen adressiert (siehe Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: *Fahrzeugbeschreibung und Fahrzeugmasse*

Fahrzeugbezeichnung	
2010	2020/2030
Smart ed	Klein_1
Mitsubishi MiEV	Klein_2
Th!nk City	Klein_3
Nissan Leaf	Mittel_1
Renault Fluence	Mittel_2
GM Volt	Gross_1
Tesla S	Gross_2
Mercedes Vito E-Cell	LNF_1
Fiat Fiorino Cargo	LNF_2
Mitsubishi MiEV	Klein_2_Privat
Renault Fluence	Mittel_2_Privat

Zudem wird ausgehend von den Werten des Betrachtungsjahres 2010 die Entwicklung der oben erwähnten Faktoren für die beiden Jahre 2020 und 2030 berücksichtigt.

Exemplarisch wird in Tabelle 3-3 die Veränderung der Fahrzeugmasse dargestellt.

Tabelle 3-3: *Entwicklung der Fahrzeugmasse*

Fahrzeugmasse in kg			
	2010	2020	2030
Klein_1	730	685	650
Klein_2	920	863	819
Klein_3	1.150	1.079	1.024
Mittel_1	1.545	1.447	1.375
Mittel_2	1.543	1.445	1.373
Gross_1	1.400	1.313	1.247
Gross_2	1.400	1.313	1.247
LNF_1	2.150	2.065	2.001
Klein_2_Privat	920	863	819
Mittel_2_Privat	1.543	1.445	1.373

Wie auch in der Betrachtung des DLR /DLR-03 09/ wird zudem davon ausgegangen, dass die Batteriekapazität im Laufe der Betrachtungszeit ebenso wie die Nutzung die

Fahrzeuge unverändert bleibt. Tabelle 3-4 stellt die wichtigsten Daten der Fahrzeuge im Jahr 2020 und 2030 dar.

Tabelle 3-4: *Fahrzeugdaten im Jahr 2020 und 2030*

ID	Nutzerklasse	Tägl. Strecke km	Klasse	Fahrzeugtyp	Kapazität kWh	PHEV?	Anzahl der Fahrzeuge	
							2020	2030
1	Pendler 1	26	Polo	Klein_1	16	nein	80.086	560.602
2				Klein_2	16	nein	80.086	560.602
3	Pendler 2	48	Polo	Klein_1	28	nein	75.758	530.306
4				Klein_2	16	nein	75.758	530.306
5	Pendler 3	90	Golf	Mittel_1	24	nein	31.385	219.695
6				Mittel_2	22	ja	31.385	219.695
7	Pendler 4	134	Passat	Gross_1	16	ja	12.986	90.902
8				Gross_2	72	nein	12.986	90.902
9	Geschäftlich	90	Cargo/ Taxi	LeichtNutzfahrzeug_1	36	nein	53.030	371.210
10				Gross_2	72	nein	53.030	371.210
11	Privat	30	MiEV	Klein_2_Privat	16	nein	246.755	1.727.285
12				Mittel_2_Privat	22	nein	246.755	1.727.285
Summe:							1.000.000	7.000.000

3.2.3 Fahrprofile

Zur Bewertung der Fahrenergie wurden synthetische Fahrprofile auf Basis des „Neuen Europäischen Fahrzyklus“ (NEFZ¹) /RATEU-01 70/ generiert. In diesem festgelegten Fahrprofil sind sowohl die Fahrcharakteristik des Stadtverkehrs als auch von außerstädtischen Fahrten (Überland und Autobahn) berücksichtigt. Die Dauer beträgt insgesamt 1.180 Sekunden.

Die Nachbildung beliebig langer Fahrzyklen unterschiedlicher Nutzergruppen erfordert eine Segmentierung und Modifizierung des NEFZ in 3 Teile; Stadt, Überland und Autobahn (vgl. Abbildung 3-4).

¹ Der NEFZ ist ein standardisierter Vergleichszyklus anhand dessen beispielsweise die Verbrauchs- und Abgaswerte von Fahrzeugen ermittelt und gegenüber gestellt werden.

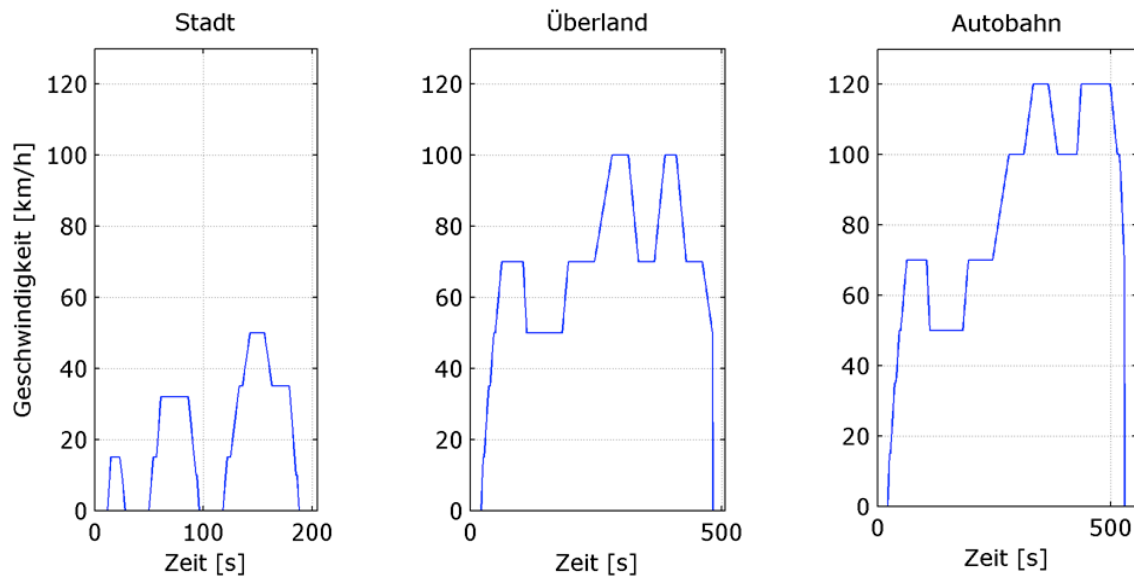


Abbildung 3-4: Segmente des modifizierten NEFZ

In Abbildung 3-4 werden die drei Grundsegmente vorgestellt, welche aus dem NEFZ abgeleitet wurden. Diese werden je nach Streckenlänge der unterschiedlichen Nutzergruppen in geeigneter Weise aneinandergereiht.

Die durchschnittliche tägliche Streckenlänge der einzelnen Nutzergruppen wurde anhand von Statistiken in /FfE-17 07/ ermittelt. Zudem wurden Annahmen über die Zusammensetzung der Profile getroffen. Beispielsweise beinhaltet das Profil von Pendler 1 lediglich Stadtfahrten, wohingegen Pendler 4, wegen der größeren täglichen Fahrleistung, auch einen Anteil an Überland- und Autobahnfahrten bewältigt.

3.2.4 Nebenverbraucher

Bei reinen Elektroautos ist der zusätzliche Energiebedarf durch die Nebenverbraucher von besonderem Interesse, da die Reichweite hierdurch u.U. drastisch beeinflusst werden kann. Unterschiedliche Betrachtungen und Analysen von Elektro- bzw. Hybridfahrzeugen /FFE-24 11/ haben gezeigt, dass sich die Nebenverbraucher in die folgenden drei Hauptkategorien unterteilen lassen:

- Heizenergiebedarf
- Kühlenergiebedarf
- sonstige Nebenverbraucher

Die Quantifizierung der einzelnen Verbraucher und die für die Simulation genutzten Werte werden nachfolgend beschrieben.

3.2.4.1 Heizenergiebedarf

Zur Ermittlung des Heizenergiebedarfs werden Messergebnisse des Mini-E-Feldversuchs des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik an der Technischen Universität München /IFE-01 09/ für eine erste Näherung herangezogen. Es hat sich gezeigt, dass der Mehrverbrauch des Fahrzeugs während der Wintermonate um bis zu

50 % des Nennverbrauchs (ermittelt auf Basis des NEFZ) beträgt. Diese Erkenntnisse wurden ebenfalls durch Messungen des TÜV-SÜD bestätigt /TÜV-01 11/.

Im Rahmen des Projekts „Analysezentrum für Elektromobilität – AZE“ /FFE-34 11/ wurden messtechnisch gestützte Untersuchungen des Heizenergiebedarfs an einem Toyota Prius durchgeführt. Diese Ergebnisse wurden zur weiteren Verfeinerung der bisher genutzten Werte des Mini-E und zur weiteren Verbesserung des Modells verwendet.

3.2.4.2 Kühlenergiebedarf

Für die Bewertung des Kühlenergiebedarfs werden die Ergebnisse aus der Vermessung des Toyota Prius /FFE-24 11/ genutzt (vgl. Abbildung 3-5).

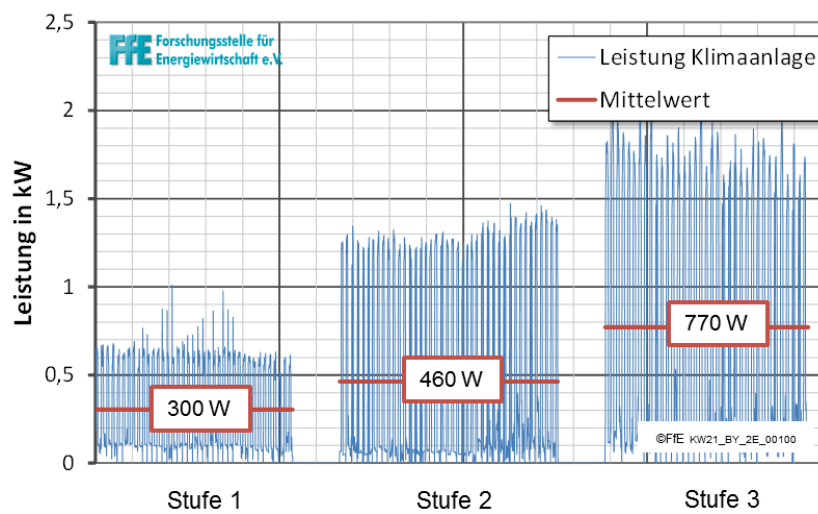


Abbildung 3-5: *Kühlstufen eines Toyota Prius II*

Die Kühlleistung kann in diesem Fahrzeug in drei Stufen abgerufen werden. Die entsprechenden Messergebnisse werden in Abbildung 3-5 dargestellt. Im Durchschnitt ergaben sich Leistungsaufnahmen von 300, 460 und 770 W_{el}.

Da die Leistung der Klimaanlage im Mittel über alle Fahrzeuge einer Flotte mit der Außentemperatur verknüpft ist, wird nachfolgend nochmals gesondert auf diese Abhängigkeit eingegangen (vgl. Abbildung 3-6).

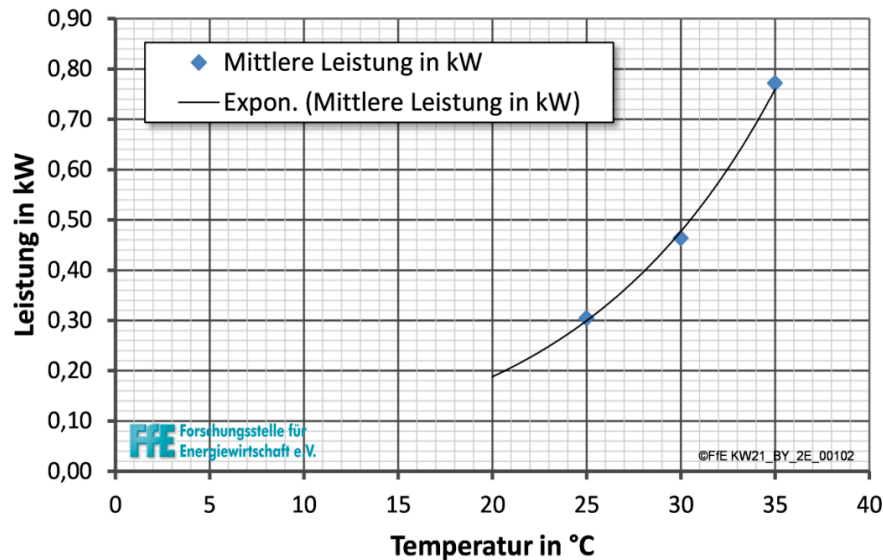


Abbildung 3-6: Temperaturabhängigkeit der Kühlleistung eines Toyota Prius II

Abbildung 3-6 zeigt die elektrische Leistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur, um die gewünschte behagliche Innentemperatur im Fahrzeug zu erhalten. Für die Berücksichtigung des zusätzlichen Energiebedarfs wurde anhand der Stützwerte, die aus der messtechnischen Untersuchung des Toyota Prius II ermittelt wurden, eine Interpolation durchgeführt. Dadurch ist es möglich, in der Simulation für jeden Wert der Außentemperatur eine entsprechende Kühlleistung zu hinterlegen.

3.2.4.3 Restliche Verbraucher

Die restlichen, kleineren Nebenverbraucher werden nicht einzeln betrachtet, da diese generell einen geringen Anteil am Gesamtenergiebedarf ausmachen, weshalb eine detaillierte Betrachtung nur eine sehr geringe Steigerung der Genauigkeit ergeben würde. Aus diesem Grund werden die zusätzlichen Kleinverbraucher in dieser Gruppe zusammengefasst. Sie beinhaltet beispielsweise den Energiebedarf für die Scheinwerfer und Lichter, die Steuergeräte, Bremskraftverstärker, Audioanlage etc. Die Leistungsaufnahme dieser Verbraucher ist unabhängig vom Geschwindigkeitsprofil bzw. der Außentemperatur. Für den Toyota Prius wurde eine Durchschnittsleistung von 160 W ermittelt. Dieser Wert wurde in der Simulation als Näherung für alle Fahrzeuge angenommen.

3.2.5 Fahrzeugsimulation

Anhand der Fahrzeugsimulation werden die Leistung sowie die Energie anhand der zugrunde gelegten Fahrprofile sowie der zusätzlichen Verbraucher ermittelt. In der Fahrzeugsimulation werden die wesentlichen Fahrwiderstände (Luft- und Rollreibung, etc.) in Abhängigkeit des Geschwindigkeitsprofils berechnet, anhand derer, unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Wirkungsgrade (z. B. der Batterie beim Laden und Entladen, des Elektromotors, des Getriebes, etc.), die benötigte elektrische Leistung bzw. Energie ermittelt werden.

Das Fahrzeugmodell wurde im Rahmen des Projekts AZE an der FfE entwickelt und mittels detaillierten Messungen an einem Toyota Prius (HEV und PHEV) validiert

/FFE-24 11/. Das Modell betrachtet die Kräfte, die auf einem Auto während des Fahrens wirken. Das Auto wird dabei durch seine charakteristischen Größen bzgl. Geometrie, Gewicht, Wirkungsgraden und Reibungskoeffizient beschrieben. Hinzu kommt die Leistung der Nebenverbraucher hinzu.

Sowohl das Fahrzeugmodell als auch dessen messtechnische Validierung wurden im Endbericht des Projekts AZE /FFE-24 11/ detailliert beschrieben. Da sie nicht primärer Bestandteil dieser Arbeit sind, und der Bericht öffentlich zugänglich ist, soll hierauf an dieser Stelle nicht im Detail eingegangen werden. Stattdessen wird ein kurzer Überblick über die Funktionsweise des Algorithmus gegeben.

Mechanische Leistung

Das Fahrzeugmodell berechnet aus einem Geschwindigkeits- und Höhenprofil die Kräfte (Reibungs-, Beschleunigungs- und Luftwiderstandskräfte), die während der Fahrt auf ein definiertes Fahrzeug wirken. Anschließend wird die mechanische Leistung ermittelt, die zur Überwindung dieser Kräfte vom Elektromotor über ein Getriebe bereitgestellt werden muss. Diese Leistung kann sowohl positiv als auch negativ sein.

Über den Motor- und Getriebewirkungsgrad kann die elektrische Leistung an den Klemmen des Motors/Generators ($P_{el, MG}$) ermittelt werden.

Nebenverbraucher

Die Modellierung der Nebenverbraucher ($P_{el, Aux}$) wurde in Kapitel 3.2.4 beschrieben. Die Leistung der Nebenverbraucher beinhaltet das Heizen und Kühlen des Fahrzeuges sowie die restlichen Verbraucher wie Licht, Radio, On-Board Computer und sonstige Geräte. Die Temperatur- und Klimadaten stammen aus dem Testreferenzjahr (TRY) des Deutschen Wetterdienstes für die Region 13 (Bayern) /DWD-01 12/. Sie wurden in /FFE-05 11/ auf das Jahr 2020 übertragen.

Leistungsbilanz und elektrische Batterieleistung

Die Batterieleistung ($P_{el, Batt}$) setzt sich aus der Leistung der elektrischen Maschine und der Leistung der Nebenverbraucher zusammen (vgl. **Formel (1)**).

$$P_{el, Batt} = P_{el, MG} + P_{el, Aux} \quad (1)$$

Im Motorbetrieb (z. B. bei Beschleunigung) sind $P_{el, MG}$ und $P_{el, Aux}$ positiv. In diesem Fall deckt die Batterie beide Leistungen ab. Im Generatorbetrieb (bei Rekuperation) ist $P_{el, MG}$ negativ und es wird der Saldo aus erzeugter Leistung abzüglich Nebenverbraucherleistung in die Batterie zurückgespeist oder von ihr bezogen.

3.3 Flottenbetrachtung

Innerhalb der Flottenbetrachtung werden die Daten der Nutzerklassen (zwei Fahrzeuge pro Nutzerklasse, insgesamt 12 Fahrzeuge) auf eine vorab definierte Flotte hochgerechnet. Dabei werden

- der täglich für die Fahrt benötigte Energiebedarf,

- die Abfahrtszeit sowie
- die Fahrtdauer

variiert. Hierdurch soll eine realistische Annäherung an das Nutzerverhalten erreicht werden.

In Abhängigkeit von unterschiedlichen Faktoren, wie dem Verkehrsfluss, dem Fahrstil, den Witterungsbedingungen, etc. ergeben sich Variationen des durchschnittlichen Energiebedarfs (vgl. Abbildung 3-7).

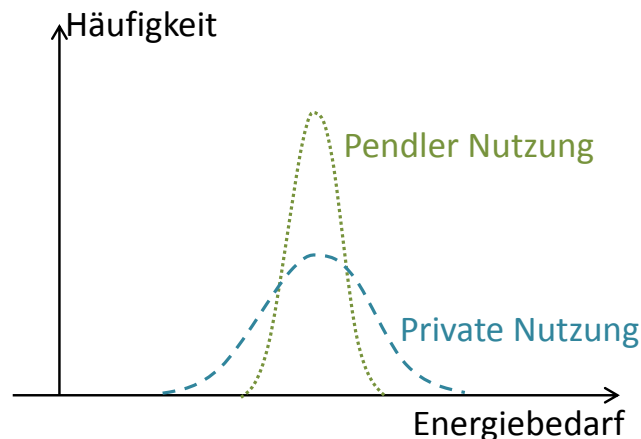


Abbildung 3-7: Exemplarische Darstellung der Variierung des Energiebedarfs

Die Variation der Faktoren ist entsprechend höher, je mehr sich die täglich gefahrenen Strecken voneinander unterscheiden. Beispielsweise ist die Schwankung bei Pendlern mit vergleichbaren Tages-Profilen eher gering, wohingegen der Energiebedarf bei Privatfahrten teilweise bereits von Tag zu Tag eine erhebliche Variation aufweisen kann. Zur Simulation der Schwankung des Energiebedarfs wird jeweils eine Normalverteilung zu Grunde gelegt. Dabei werden die Faktoren Mittelwert, Standardabweichung sowie die maximal möglichen Grenzen der Verteilung nutzergruppenspezifisch variiert.

Neben dem Energiebedarf werden ebenfalls die Abfahrtszeiten variiert. Bis auf die geschäftliche Nutzung wird dabei wiederum auf eine Normalverteilung zurückgegriffen. Für die geschäftlichen Fahrten wird stattdessen eine X^2 -Verteilung (Chi-Funktion) genutzt. Diese erlaubt eine bessere Abbildung der Nutzungscharakteristik, da diese zunächst relativ steil ansteigt und nach dem Maximalwert flach abfällt. Hierdurch kann die rasche Zunahme des Geschäftsverkehrs am Vormittag und das langsame Abklingen am Nachmittag sehr gut dargestellt werden.

Es wurde angenommen, dass sich das Nutzungsverhalten während der Urlaubstage von dem der herkömmlichen Tage unterscheidet. Die EV werden in der Urlaubszeit nicht genutzt, weshalb kein Energieverbrauch an den berücksichtigten Ladestationen anfällt. Die Verteilung der Urlaubstage basiert auf den Übernachtungszahlen der Tourismusstatistik des Salzburger Landes /SBG-01 10/.

Da die absolute Anzahl an Fahrzeugen für die Betrachtung wesentlich ist, wurden unterschiedliche Prognosen für die EV-Durchdringung der Stützjahre 2020 und 2030 verglichen. Die Ergebnisse werden in Abbildung 3-8 dargestellt.

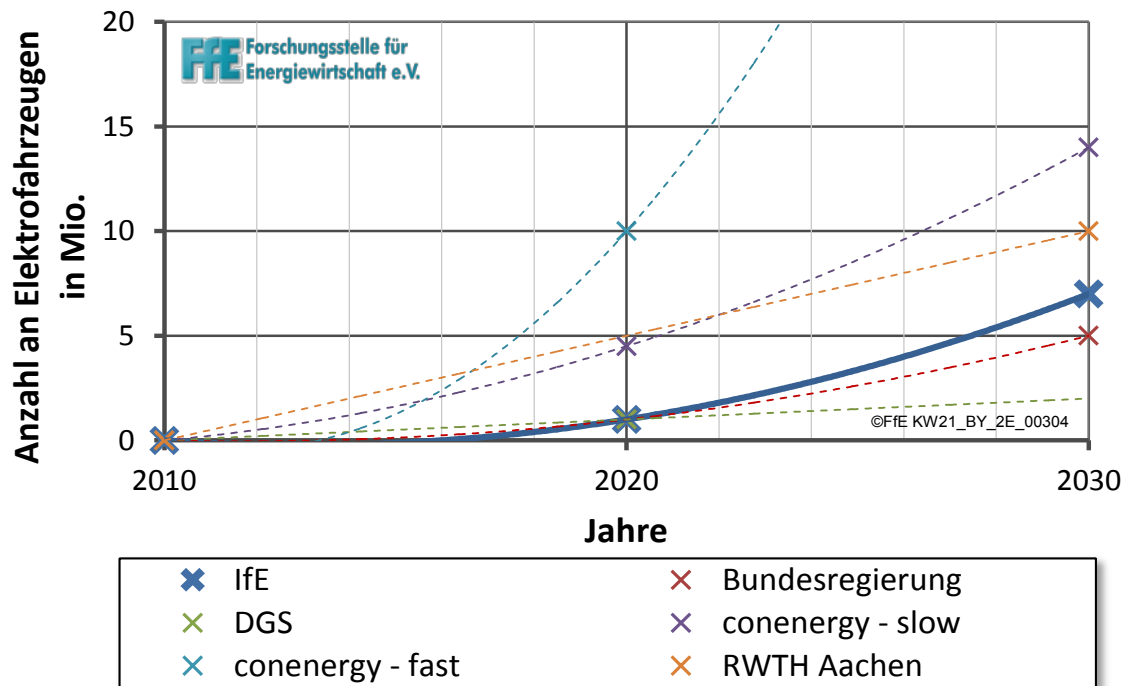


Abbildung 3-8: Penetrationsszenarien für Elektroautos in Deutschland bis 2030 in Mio.

In Abbildung 3-8 werden aus verschiedenen Studien und Publikationen die Szenarien für die Penetration von Elektroautos dargestellt. Man kann erkennen, dass sich die Spannweite der Durchdringung je nach zugrunde gelegten Annahmen erheblich unterscheidet. Zusammen mit dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München wurde ein Szenario definiert, welches für 2020 1 Millionen EV und für das Jahr 2030 7 Millionen EV vorsieht. Da diese Größenordnung im Vergleich zu den anderen Szenarien als plausibel erachtet wird, wird dieses Szenario für diese Arbeit zur Grunde gelegt.

3.4 Validierung der Flotte

Genauere Aussagen über den Energieverbrauch und die Verfügbarkeit der Fahrzeuge der betrachteten Flotte sind wesentlich für die Qualität der Ergebnisse, weshalb die Vorgehensweise der Flottenbetrachtung folgender Validierung unterzogen wurde.

Die Ergebnisse der Studie /FfE-17 07/ basieren u.a. auf einer Verkehrszählung aus dem Jahr 2003 in Düsseldorf. Die im Projekt generierte Lastgangwoche stützt sich dabei auf Zählungen an unterschiedlichen Hauptverkehrsstraßen zwischen 6 und 22 Uhr. Nachtverkehr wurde bei dieser Verkehrszählung nicht berücksichtigt.

Ergänzend dazu wurden im Rahmen dieser Arbeit zudem Stickstoffmonoxid- (NO-) Messungen unterschiedlicher Messstationen in Hessen analysiert. Die aufgenommenen Daten können zur Überprüfung des Verkehrsaufkommens genutzt werden. Anhand des Vergleiches mit den Ergebnissen der NO-Messungen werden Adaptionen der Parameter durchgeführt, wodurch eine Annäherung der simulierten Verteilung an die gemessenen Werte erfolgt.

Nachfolgend wird näher auf die Methodik der Validierung eingegangen.

3.4.1 Beschreibung der Messdaten

Das Hessische Landesamt für Umwelt /HLU-01/ stellt für die letzten 10 Jahre in halbstündlicher Auflösung Daten von Luftschadstoffmessungen zur Verfügung. Im Rahmen dieser Arbeit wurden ausschließlich Messstationen an stark befahrenen Straßen betrachtet. Als repräsentativer Luftschadstoff wurde Stickstoffmonoxid (NO) gewählt. NO entsteht ausschließlich bei Verbrennungsprozessen und wird anschließend durch die Reaktion mit bodennahem Ozon in der Atmosphäre zu Stickstoffdioxid (NO₂) oxidiert. Die Abbaupzeit für NO liegt in der Größenordnung von 1 bis 2 Minuten. Es ist somit eine sehr gute Korrelation zwischen dem NO-Gehalt und dem Verkehrsaufkommen möglich /RON-01/.

3.4.2 Analyse der Messdaten

Die NO-Emissionen werden nicht nur vom Verkehrsaufkommen beeinflusst. Zusätzlich haben folgende Parameter weiteren Einfluss:

- spezifischer Emissionsfaktor der Fahrzeuge
- häusliche, gewerbliche und industrielle Quellen für NO
- atmosphärische NO-Konzentration
- Witterungseinfluss auf die NO-Emissionen

Nachfolgend werden die einzelnen Punkte betrachtet.

Unterschiedliche Fahrzeuge weisen verschiedene spezifische Emissionsfaktoren auf:

- Die Verbrennung findet bei unterschiedlichen Temperaturen statt.
- Die Fahrzeuge werden jeweils anders betrieben
- Die Fahrzeuge verfügen über abweichende technische Ausstattungen.
- Die technische Instandhaltung verläuft unterschiedlich.

Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich diese Unterschiede bei der Flottenbetrachtung durch die Vielzahl an Fahrzeugen aufheben.

Um zusätzliche Emittenten (z. B. Ölheizungen von Gebäuden) auszuschließen, erfolgt die Filterung („Hintergrundsubtraktion“) der Daten. Dafür werden die Emissionen des städtischen² und ländlichen³ Hintergrunds von denen der straßennahen Station subtrahiert. Die Messwerte der ländlichen Stationen dienen dazu, die ständig in der Luft vorherrschende NO-Konzentration zu erfassen. Zusätzlich wurden nicht plausible Messwertveränderungen, z. B. die einen Gradienten von mehr als 200 % des vorherigen Wertes aufweisen, geglättet.

² NO ohne Verkehr z. B. von Bildung von NO durch Ölheizungen

³ Messstation außerhalb der Stadt

Während der Analyse konnte keine erkennbare Abhängigkeit von der Außentemperatur entdeckt werden. Aus diesem Grund wurde die Witterungsabhängigkeit nicht weiter berücksichtigt.

3.4.3 Ermittlung der Normwoche und Validierung der Simulation

Anschließend wurde eine Durchschnittswoche ermittelt. Diese entspricht dem Durchschnitt der bereinigten Emissionen aller 6 Stationen für das ganze Jahr.

Die Parameter der Hochrechnung wurden so angepasst, dass der Verkehrslastgang der Flotte den Emissionswerten ähnelt (vgl. Abbildung 3-9).

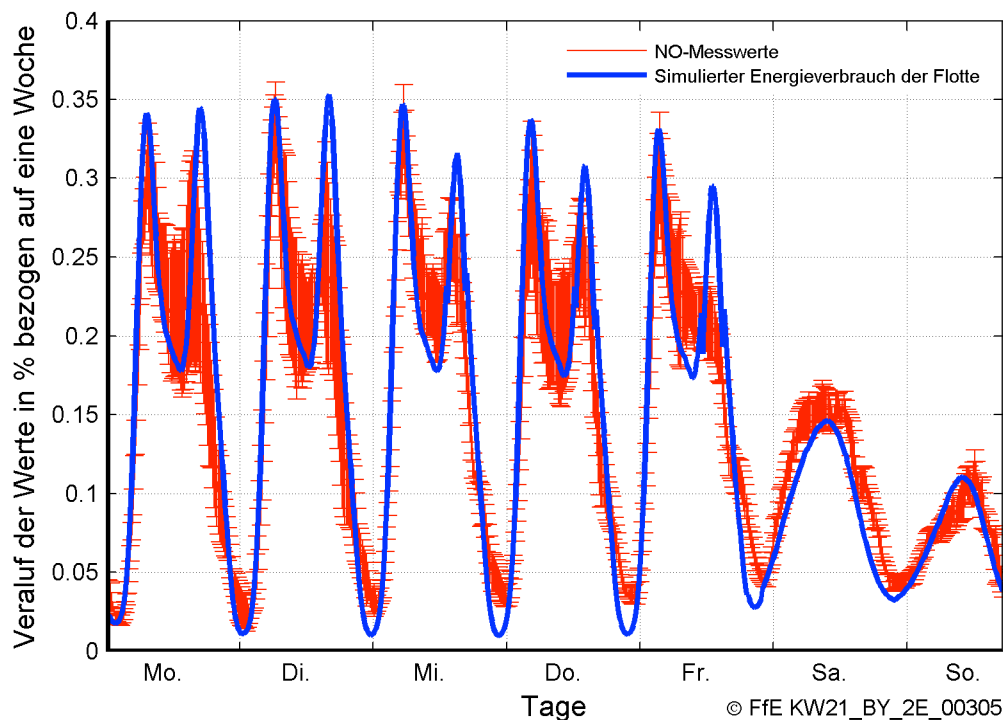


Abbildung 3-9: Vergleich des simulierten Verkehrsaufkommens und der NO-Emissionen in Prozent bezogen auf eine Woche

In Abbildung 3-9 wird eine mittlere Typwoche des simulierten Verkehrsaufkommens und der NO-Emissionen als Anteil der Gesamtmenge in der Woche dargestellt, um beide Kurven vergleichbar zu machen. Der simulierte Verlauf des Energieverbrauchs für die Typwoche konnte sehr gut nachgebildet werden.

3.5 Lademodelle

Nachfolgend wird auf die Definition der Lademodelle eingegangen. Zunächst werden die grundsätzlichen Möglichkeiten und Märkte betrachtet. Darauf aufbauend wird die Auswahl der betrachteten Lademodelle und Infrastrukturszenarien präsentiert. Zuletzt werden die angewandten Analysemethoden dargestellt.

3.5.1 Grundsätzliche Lademöglichkeiten bzw. Märkte

In Deutschland existieren mehrere Strommärkte, an denen eine Flotte von Elektroautos theoretisch den benötigten Strom beziehen kann. Am geeignetsten gelten dabei der Day-Ahead-Markt, der Intra-Day-Markt und der Markt für Sekundärregelleistung (SRL). Aus heutiger Sicht wäre Primärregelleistung (PRL) für EV nicht attraktiv, da am Netz befindliche Großkraftwerke bereits ausreichend Kapazitäten zur Bereitstellung dieser Leistung vorhalten. Das erforderliche Pooling von EV zu größeren Einheiten und der entsprechende Kommunikationsaufwand wären zu groß, um eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Alternative darzustellen. Der Markt für Minutenreserve wird ebenfalls nicht betrachtet. Es ist davon auszugehen, dass sich die Abrufe ähnlich wie in den vorherigen Jahren entwickeln werden, weshalb dieser Markt aufgrund der geringen Abruf-Wahrscheinlichkeit für das Laden von Elektrofahrzeugen uninteressant ist und im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet wird. /FFE-42 11/

Die einfachste Möglichkeit zum Laden eines EV ist der Weg über den herkömmlichen Haushaltsstromvertrag. Hierbei kann zu jeder Zeit Strom bezogen werden. Es ist Aufgabe des Stromlieferanten und nicht des Fahrzeughalters, eine Prognose für den Energiebezug zu erstellen, welche im Normalfall vom Day-Ahead-Markt bezogen wird. Werden die Fahrzeuge „gepoolt“ und die Ladeleistung von einem sog. „Mobilitätsanbieter“ zentral geregelt, ergibt sich die Möglichkeit, die Fahrenergie direkt im Day-Ahead-Markt zu beziehen. Der Mobilitätsanbieter muss in diesem Fall nicht nur eine zeitliche- und energetische-Prognose der Fahrzeuge durchführen, sondern auch die Kommunikation zu den einzelnen EV aufrechterhalten, um die Ladeleistung zu überwachen bzw. zu beeinflussen. Der Vorteil hierbei wäre die Möglichkeit, die zeitliche Fluktuation der Strompreise zu nutzen, um den EV-Haltern einen entsprechenden finanziellen Anreiz zur Teilnahme an einem solchen System zu bieten.

Zudem kann der Mobilitätsanbieter bei der Teilnahme am Intra-Day-Markt auf Preisänderungen an der Börse schneller reagieren. Diese Vorstellung entspricht der Zukunftsvision des Smart-Meters, bei der Strompreise nicht nur in Hochtarif (HT)- und Niedertarif (NT)-Phase angeboten, sondern variabelere Preise und Zeitfenster zur Verfügung gestellt werden.

3.5.2 Auswahl von Lademodellen und Infrastrukturszenarien

Basierend auf den drei in Frage kommenden Märkten wurde eine Auswahl an möglichen Lademodellen erstellt. In diversen Gesprächen mit Experten der Energiebranche wurde daraus eine engere Auswahl von relevanten Lademodellen getroffen, welche letztendlich betrachtet und simuliert wurden.

Die Auswahl der Lademodelle wurde mit Szenarien für die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur gekoppelt. Tabelle 3-5 gibt einen Überblick der ausgewählten Variationen.

Tabelle 3-5: Szenarien zur Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen

Jahr		Szenarien			
		Ladeplätze	P _{Lad}	Anzahl EV	V2G
2020	1	Zuhause	3 kW	1 Mio.	nein
	2	Zuhause + Arbeit	3 kW	1 Mio.	nein
	3	Zuhause + Arbeit	9 kW	1 Mio.	nein
2030	1	Zuhause + Arbeit	3 kW	7 Mio.	ja
	2	Zuhause + Arbeit	9 kW	7 Mio.	ja

Wie in Tabelle 3-5 zu erkennen ist, wird bei der Flotte zwischen „Arbeits-, und „heimischen“ Ladeplätzen differenziert. Im Jahr 2020 werden dabei drei Szenarien unterschieden. Das erste lässt lediglich die Ladung der EV mit einer Leistung von 3 kW⁴ zu Hause zu. Das entspricht der maximalen Leistung einer herkömmlichen Haushaltssteckdose abzüglich eines Sicherheitsabschlags von ca. 20 %. Als zweite Variation wird ein Szenario betrachtet, in dem zusätzlich noch in der Arbeit geladen werden kann. Dieses Szenario wurde definiert, um den Einfluss einer dichteren Infrastruktur zu erörtern. Als dritte Möglichkeit im Jahr 2020 wird das Laden mit Drehstrom betrachtet. Hierbei stehen statt 3 kW 9 kW⁵ zur Verfügung. Ein Vergleich der zweiten und dritten Möglichkeit ermöglicht es, den Bedarf bzw. Mehrwert einer Schnellademöglichkeit zu analysieren.

Im Jahr 2020 wird zusätzlich davon ausgegangen, dass die V2G Technologie (*Vehicle to Grid*, Entladen der Batterie und Rückspeisen ins Netz) noch nicht flächendeckend implementiert wird. Bei 1 Mio. EV sind die Potenziale von V2G gering, weshalb diese Technologie erst ab 2030 in Betracht gezogen wird.

Die Flotte von 7 Mio. EV wird im Jahr 2030 ebenfalls mit einer Ladeleistung von 3 kW bzw. 9 kW geladen.

Die nachfolgende Tabelle 3-6 gibt einen Überblick über die Lademodelle und ihre Zuordnung zur Ladeinfrastruktur.

⁴ Die maximale Leistung eines normalen Stromanschlusses beträgt 3,6 kW bei 16 A und 230 V. Da durch Elektroautos jedoch eine hohe Belastung der Kabel aufgrund der langen Ladedauer entsteht, wird ein Sicherheitsabschlag von ca. 20 % der maximalen Leistung berücksichtigt.

⁵ Die maximale Leistung eines normalen Drehstromanschlusses (bei 3*16 A und 230 V) beträgt 11 kW. Bei der Berücksichtigung des Sicherheitsabschlags stehen 9 kW zur Verfügung.

Tabelle 3-6: Auswahl an Lademodellen für Elektroautos

Jahr	Day-Ahead			Intra-Day		SRL		
	SL	KL	Optim.	Ankauf	Verkauf	-	+	+ (V2G)
2020	1	X	X	X	X	X	X	
	2	X	X	X	X	X	X	
	3	X	X	X	X	X	X	
2030	1	X	X	X	X	X	X	X
	2	X	X	X	X	X	X	X

Nachfolgend wird auf die jeweiligen Lademodelle eingegangen.

3.5.2.1 Day-Ahead

Bei den „Day-Ahead“-Lademodellen handelt es sich um die „Standard-Lademodelle“, bei denen, ähnlich wie bei fast allen anderen Verbrauchern im Netz, die Leistung für die folgenden Tage prognostiziert und im Day-Ahead-Markt angekauft wird. Es werden drei unterschiedliche Definitionen herangezogen, die nachfolgend dargestellt werden.

Eine Beschreibung des Day-Ahead-Marktes befindet sich im Kapitel 3.7.4.

Sofort Laden (SL)

Das Modell „Sofortladen“ wird als Referenz genutzt. Es ist festgelegt, dass jedes Fahrzeug unmittelbar nach der Fahrt geladen wird. In Abhängigkeit vom betrachteten Szenario wird für die Autos dabei eine Ladeleistung von 3 kW oder 9 kW zugrunde gelegt. Geladen wird in diesem Modell bevorzugt bis zum Vollladezustand (Ladezustand (SOC) von 100 %) bzw. bis zum Zeitpunkt der nächsten Fahrt (siehe Abbildung 3-10).

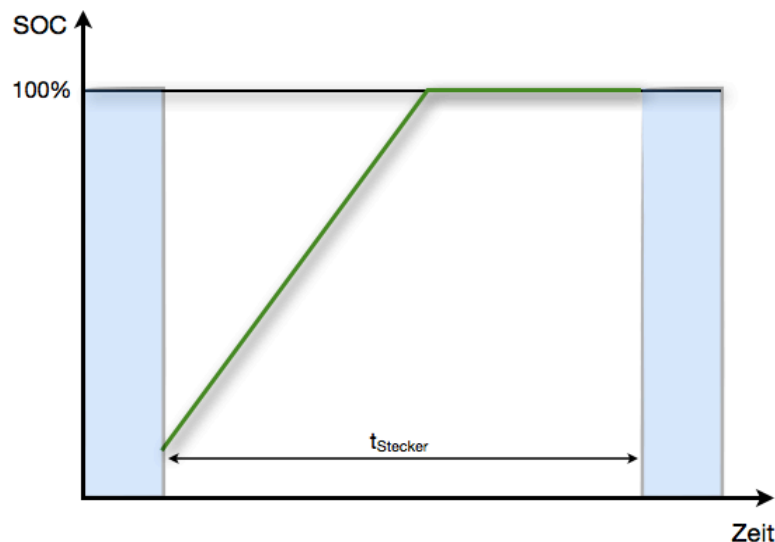


Abbildung 3-10: Schematische Darstellung des Lademodells „Sofortladen“

In Abbildung 3-10 wird schematisch die Funktionsweise des Sofortladens dargestellt. Die Zeit t_{Stecker} symbolisiert die Zeit, während der die EV angesteckt sind. Es wird die Annahme zugrunde gelegt, dass jedes Auto 5 Minuten nach der Ankunft an die Stromversorgung angeschlossen ist und bis zur nächsten Fahrt angesteckt bleibt. Die

Ladeleistung ist dabei jeweils die maximale Ladeleistung des betrachteten Szenarios. Es kann unter Umständen dazu kommen, dass die Ladezeit frühzeitig durch die nächste Fahrt unterbrochen wird. In diesem Fall ist die geladene Energie ($t_{\text{Stecker}} \cdot P_{\text{Laden}}$) kleiner als die zum Vollladen benötigte Energie des Fahrzeugs.

Kontinuierliches Laden (KL)

Beim Lademodell „Kontinuierliches Laden“ wird die Energie über die gesamte Zeit t_{Stecker} mit konstanter Leistung bezogen. Die Ladeleistung ist variabel, allerdings nie größer als die maximale Leistung im jeweiligen Szenario (vgl. Abbildung 3-11).

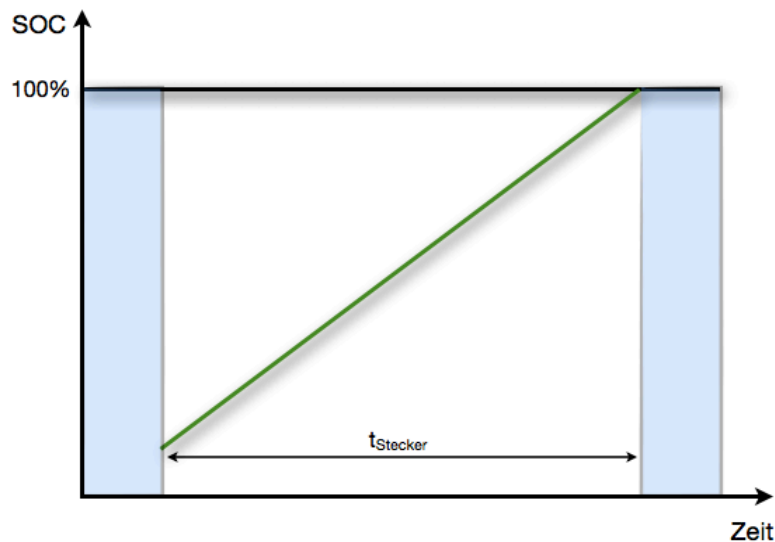


Abbildung 3-11: Schematische Darstellung des Lademodells „Kontinuierliches Laden“

Wie in Abbildung 3-11 zu erkennen ist, wird beim kontinuierlichen Laden im Vergleich zum Modell „Sofortladen“ die gesamte Zeit t_{Stecker} ausgenutzt. Die Leistung ist dabei so klein wie möglich. Der Vorteil hierbei liegt in der Entzerrung der erforderlichen Ladeleistung, wodurch das Entstehen eventueller Lastspitzen möglichst vermieden wird.

Preisoptimiertes Laden

Da die Preise im Day-Ahead-Markt im normalen Tagesverlauf stark schwanken, wird beim preisoptimierten Laden die für EV benötigte Energie zu Zeiten geringer Preise bezogen (vgl. Abbildung 3-12).

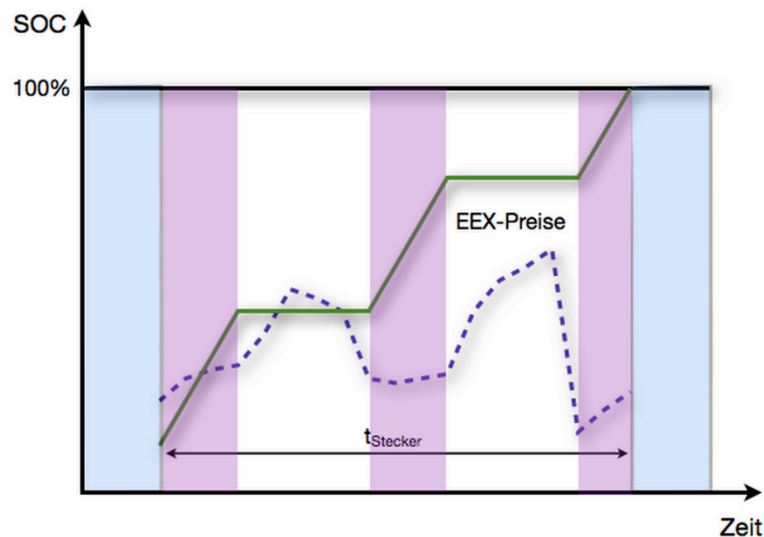


Abbildung 3-12: Schematische Darstellung des Lademodells „Preisoptimiertes Laden“

In Abbildung 3-12 ist der schematische Verlauf des Ladezustands (SOC) und der Energiepreise gegeben. Zu Zeiten geringer Energiepreise (lila dargestellt) wird das Fahrzeug geladen und der SOC nimmt entsprechend zu. Die Optimierung der Preise erfolgt für jedes Fahrzeug innerhalb des jeweiligen Ladezeitraums, so dass jeweils die günstigsten Preise innerhalb des Ladefensters berücksichtigt werden, ohne dadurch die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer zu beeinträchtigen.

„Late“ Laden

Das Lademodell „late“ wird ebenfalls als Referenz betrachtet. Es ist ein theoretisches Konstrukt, in dem die Fahrzeuge so spät wie möglich und bei maximal verfügbarer Leistung geladen werden.

3.5.2.2 Intra-Day

Der Intra-Day-Markt hat mitunter die Aufgabe, kurzfristige und unvorhergesehene Änderungen der Verbraucherleistung oder der Kraftwerksfahrpläne im Markt zu platzieren. Um die Flexibilität der Elektroautos weiter auszunutzen, wurden zwei Lademodelle entwickelt, die im Intra-Day-Markt agieren.

Die nachfolgenden Lademodelle benötigen die Definition eines Grenzladezustands (SOC_{Grenze}), welcher vom Mobilitätsanbieter auf jedem Fall garantiert wird. Das Ziel ist also nicht, wie bei den Day-Ahead-Lademodellen einen Ladezustand von 100 % nach jedem Ladevorgang zu erreichen. Es wird stattdessen eine Grenze (SOC_{Grenze}) definiert, die es trotzdem erlaubt, die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer zu garantieren.

Eine kurze Beschreibung des Intra-Day-Marktes befindet sich im Kapitel 3.7.5.

Ankauf im Intra-Day

Bei Ankunft eines Elektroautos an einer Lademöglichkeit wird zunächst die benötigte Energie bis zum Erreichen eines gewünschten Ladezustands (SOC_{Grenze}) ermittelt. Die Ladung erfolgt analog dem Lademodell „Kontinuierliches Laden“ (Beschrieben im Kapitel 3.5.2.1) (Siehe Abbildung 3-13).

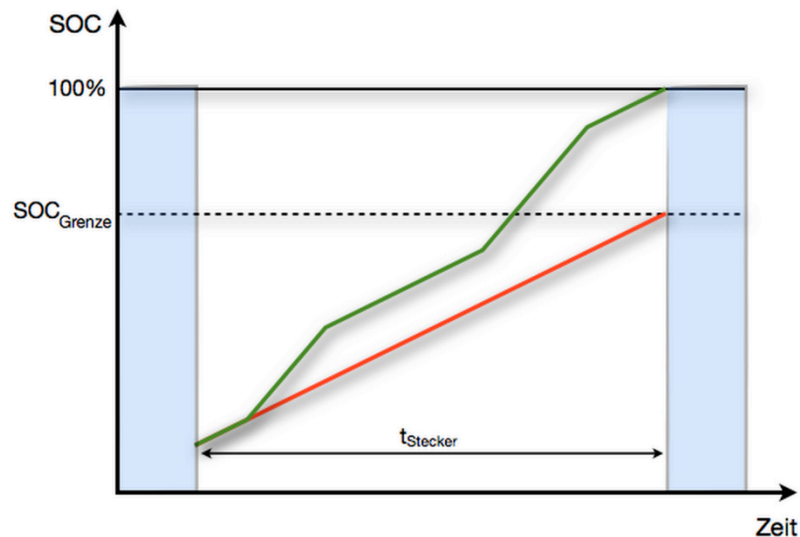


Abbildung 3-13: Schematische Darstellung des Lademodells Ankauf im Intra-Day

Wie in Abbildung 3-13 zu erkennen ist, wird der gewünschte Ladezustand SOC_{Grenze} in jedem Fall erreicht (rote Linie), sobald die Ladezeit und/oder die Ladeleistung ausreichend sind. Zur Deckung des fehlenden Energiebedarfs wird zusätzlich im Intra-Day-Markt agiert. Dabei wird die benötigte Energie im betrachteten Zeitraum gekauft, sobald die Intra-Day-Preise geringer sind als der mittlere Day-Ahead-Preis. Ein Teil der Batteriekapazität (zwischen SOC_{Grenze} und $SOC = 100\%$) wird somit flexibel geladen (grüne Linie).

Verkauf im Intra-Day

Im Unterschied zum Ankauf-Modell wird beim Verkauf im Intra-Day zunächst eine Vollladung ($SOC = 100\%$) angestrebt. Sobald die Preise im Intra-Day höher sind als die mittleren aktuellen Day-Ahead-Preise, wird Energie im Intra-Day-Markt verkauft (vgl. Abbildung 3-14). Dabei wird maximal bis zum Erreichen des Grenzladezustands (SOC_{Grenze}) verkauft. Die Leistung für den Verkauf ergibt sich aus der aktuellen Ladeleistung (Ladungsunterbrechung).

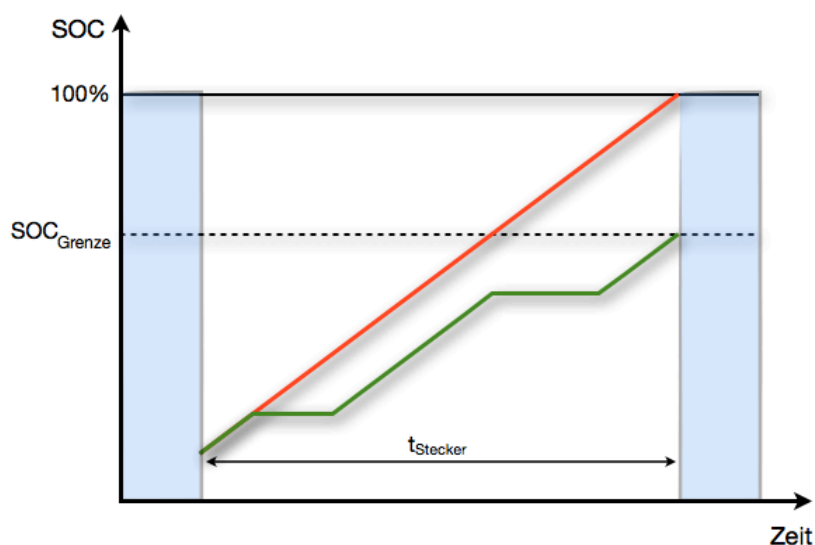


Abbildung 3-14: Schematische Darstellung des Lademodells Verkauf im Intra-Day

3.5.2.3 Sekundärregelleistung (SRL)

Der SRL-Markt ist charakterisiert durch eine hohe Volatilität und eine große Abrufwahrscheinlichkeit, weshalb er aufgrund der Flexibilität der Elektroautos sehr attraktiv ist.

Das ausschließliche Laden mit SRL ist nicht praktikabel /FFE-33 10/. Es wäre zwar unter Umständen möglich, aber der technische und organisatorische Aufwand wäre wirtschaftlich nicht vertretbar. Aus diesen Erkenntnissen heraus wurden drei verschiedene SRL-Lademodelle entwickelt, die, analog zu den Intra-Day-Modellen, eine gewisse Grundversorgung und somit Sicherheit durch den Day-Ahead-Markt besitzen.

Eine kurze Beschreibung des SRL-Markts und ihre Modellierung für das Jahr 2030 befindet sich im Kapitel 3.7.6.

Negative SRL

Abruf von negativer SRL bedeutet, dass die Energieerzeugung die Last übersteigt. Aus diesem Grund werden im Sinne der Elektromobilität diejenigen Akteure wirtschaftlich belohnt, die diese Energie abnehmen können. Analog zum Modell „Ankauf im Intra-Day“ (vgl. Abbildung 3-13) wird hierbei ebenfalls ein gesicherter Ladezustand (SOC_{Grenze}) angestrebt. In diesem Falle wird beim Abruf von negativer SRL die Ladeleistung der Fahrzeuge erhöht.

Positive SRL

Abruf von positiver SRL wird hingegen getätigt, wenn zu wenig Energie zur Versorgung der Last vorhanden ist. Die Elektroautos können einen Beitrag leisten, indem sie die Ladeleistung reduzieren, und die vorher im Day-Ahead-Markt gekaufte Energiemenge nicht beziehen. Der schematische Verlauf dieses Modells ähnelt dem des Lademodells „Verkauf im Intra-Day“ (vgl. Abbildung 3-14).

Positive SRL – V2G

Dieses Modell repräsentiert eine weitere Variante des Lademodells „Positive SRL“. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass die Fahrzeuge in diesem Modell aktiv Energie rückspeisen können, weshalb pro Fahrzeug mehr Leistung bereitgestellt werden kann als allein durch die Ladeunterbrechung möglich ist. Der schematische Ablauf wird in Abbildung 3-15 dargestellt.

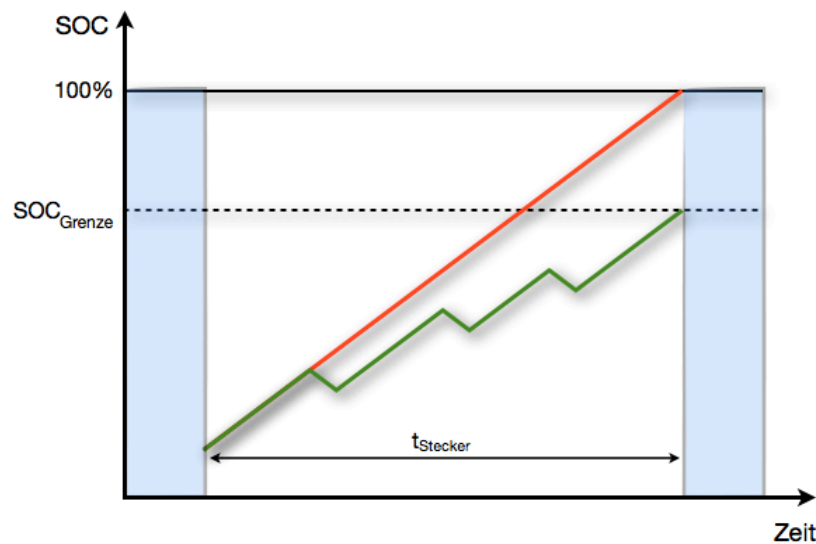


Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des Lademodells Positive SRL – V2G

3.5.3 Ergebnisanalyse

Die Analyse der Lademodelle bzgl. der jeweiligen Effekte auf die genutzten Märkte bzw. auf den Fahrzeughalter erfolgt anhand dreier Indizes, i_{Tech} , i_{Drive} und i_{Market} . Der energiewirtschaftliche Effekt wird zusätzlich durch die Verschiebung der Residuallast und die Korrelation zu den Einspeisungen von erneuerbaren Energien überprüft.

Nachfolgend werden die Indizes näher beschrieben.

i_{Tech}

Der Index i_{Tech} beschreibt aus technischer Sicht die Fähigkeit der Elektroautos, die täglichen Strecken zu bewältigen. Damit die Fahrstrecken bewältigt werden können, muss die Kapazität der Batterie der EV größer sein als die benötigte Fahrenergie. Sobald die erforderliche Fahrenergie die zur Verfügung stehende Batteriekapazität übersteigt, könnte die Fahrt aus technischen Gründen nicht getätigt werden. Der Index i_{Tech} gibt somit das Verhältnis zwischen technisch nicht durchführbaren Fahrten zur Gesamtanzahl der Fahrten der Flotte wieder und ist vom Lademodell und Ladeszenario unabhängig. Er wird wie folgt definiert:

$$i_{Tech} = \frac{\text{Anzahl der technisch nicht durchführbaren Fahrten}}{\text{Alle Fahrten der flotte im Jahr}}$$

Demzufolge ist ein möglichst geringer Wert für i_{Tech} anzustreben. Es ist anzumerken, dass Fahrten von EV mit Range-Extender nicht berücksichtigt werden, da diese keine wesentlichen Einschränkungen hinsichtlich der Reichweite haben.

i_{Drive}

Der Index i_{Drive} beschreibt die Einschränkungen der Mobilitätsbedürfnisse aufgrund der jeweils gewählten Lademodelle. Dieser Index wird analog zur Vorgehensweise für i_{Tech} berechnet. Bei der Berechnung von i_{Drive} werden jedoch all jene Fahrten, die aufgrund von i_{Tech} nicht möglich waren, nicht berücksichtigt.

Der Index i_{Drive} gibt Aufschluss darüber, wie gut ein Lademodell die Fahrbedürfnisse einer Flotte erfüllen kann. Es gilt wiederum der Ansatz, dass die Qualität des Lademodells mit kleiner werdenden Werten für i_{Drive} zunimmt.

$$i_{Drive} = \frac{\text{Anzahl aller Fahrten, die aus ladetechnischen Gründen nicht getätigt werden können}}{\text{Alle Fahrten der Flotte im Jahr}}$$

i_{Market}

Der Index i_{Market} beschreibt die Güte, mit der durch das Anbieten von Regelenergie mit Elektroautos die Vorgaben des Marktes erfüllt werden können. In den Lademodellen Day-Ahead und Intra-Day hat i_{Market} keine Funktion, da von einer perfekten Prognose der benötigten Energie ausgegangen wird. Es besteht erst im Falle der Teilnahme am Regelleistungsmarkt ein Risiko, dass die abgerufene Energiemenge nicht mehr erbracht werden kann. Der Index i_{Market} wird für eine Fahrzeugflotte wie folgt definiert:

$$i_{Market} = \frac{\text{Erbrachte Regelenergie}}{\text{Abgerufene Energie}}$$

Die Energiemenge, die nicht bezogen bzw. erbracht werden konnte, wird aufsummiert und auf die gesamte, in diesem Markt abgerufene Regelenergie normiert.

Verschiebung der Residuallast

Das Laden einer Flotte von Elektroautos wirkt sich auf die Residuallast aus. Bei der Analyse von ihrer Verschiebung können in erster Näherung u. a. Aussagen darüber getroffen werden, welche Erzeugungsanlagen des Kraftwerksparks für das Laden der Elektroautos genutzt werden.

3.6 Laden der Flotte

Nachdem der Energiebedarf zeitlich aufgelöst und fahrzeugabhängig für die gesamte Flotte berechnet wurde und die Lademodelle definiert wurden, wird im Schritt „Flotte Laden“ das Laden der Fahrzeuge in $\frac{1}{4}$ h-Schritten simuliert.

Das Ergebnis dieses Schrittes ist der zeitlich aufgelöste elektrische Ladelastgang der EV-Flotte sowie die Bewertungsindizes, die in Kapitel 3.5.3 beschrieben wurden. Die verschiedenen Möglichkeiten zur Analyse der Ergebnisse werden gesondert in Kapitel 3.8 beschrieben.

3.7 Energiewirtschaftliche Daten

Für die Berechnung der Lademodelle wird eine Reihe von energiewirtschaftlichen Daten benötigt. Vor allem der Ausblick für die Jahre 2020 und 2030 erfordert Annahmen bzw. Szenarien, die nachfolgend dargestellt werden. Diese Szenarien wurden mit den Auftraggebern und Partnern im KW21 Phase II Forschungskonsortium entwickelt und abgestimmt.

3.7.1 Kraftwerkspark

Im Rahmen des Projekts KW21 BY 1E /IFE-02 11/ wurde am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München ein iteratives und hybrides Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerks- und

Speicherausbaus entwickelt. Grundsätzliches Ziel des Modells ist die Deckung der Stromnachfrage zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten.

In dem Model werden der Kraftwerkspark sowie der Speicherbestand und -Einsatz unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklungen bzw. Szenarien für erneuerbare Energien und Strombedarf optimiert.

In Abbildung 3-16 wird die installierte Leistung im Kraftwerkspark vom 2010 bis 2050 dargestellt.

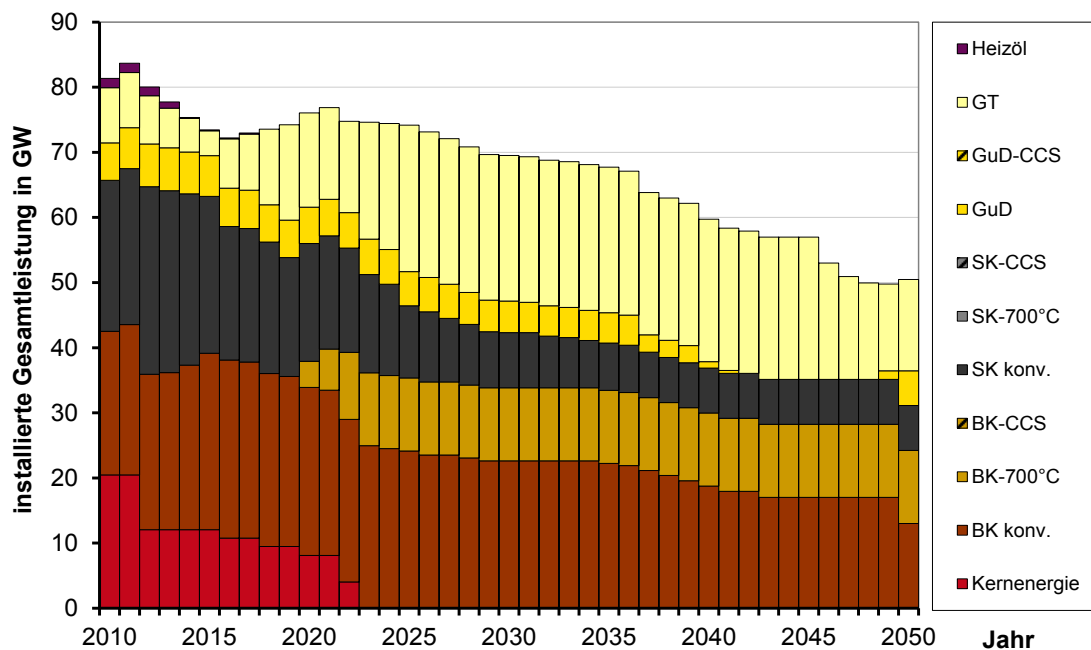


Abbildung 3-16: Kraftwerksausbau zwischen 2010 und 2050 im Szenario „80 minus“ nach KW21 BY 1E /IFE-02 11/

In Abbildung 3-16 ist nicht nur der Ausstieg aus der Kernenergie deutlich erkennbar, sondern auch eine erhebliche Reduktion der installierten Leistung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050. Diese Reduktion hängt zum einem mit dem Ziel zusammen, im Jahr 2050 bis zu 80 % der Stromnachfrage durch die Einspeisung erneuerbarer Energien zu decken. Zum anderen aber auch mit einem Rückgang der Stromnachfrage von 15 % bis zum Jahr 2050.

Diese Effekte sind in Abbildung 3-17 anhand des Verlaufs der Energieerzeugung zwischen 2010 und 2050 deutlich sichtbar.

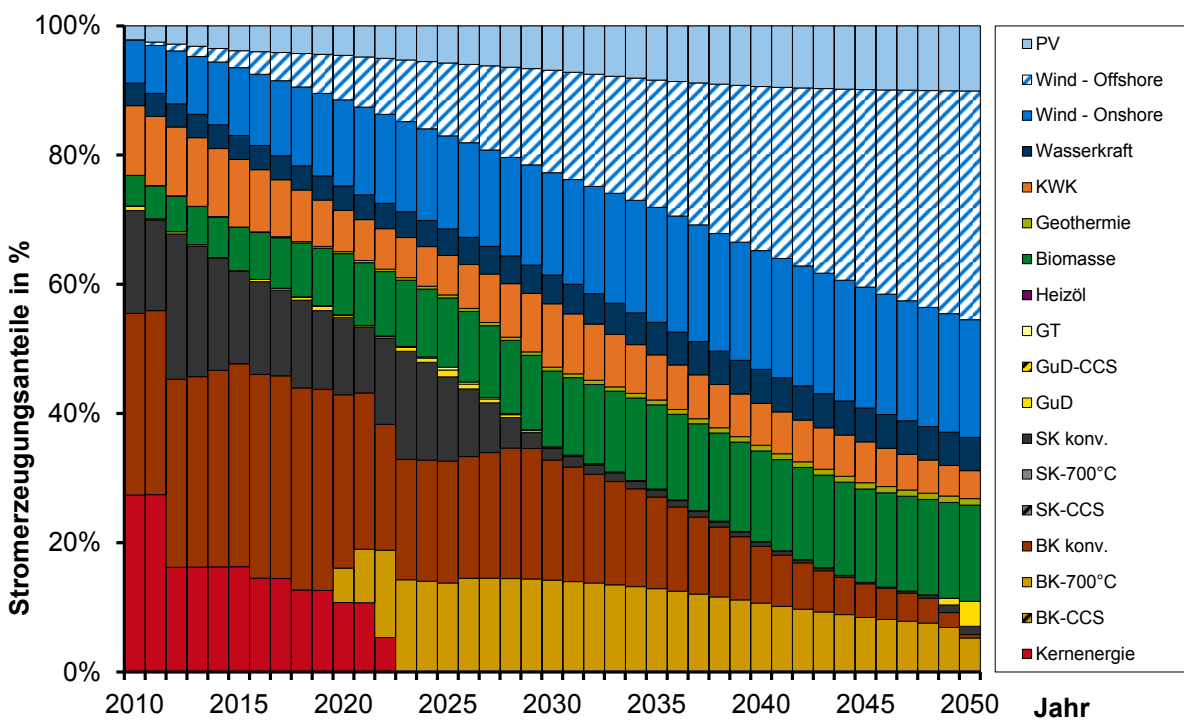
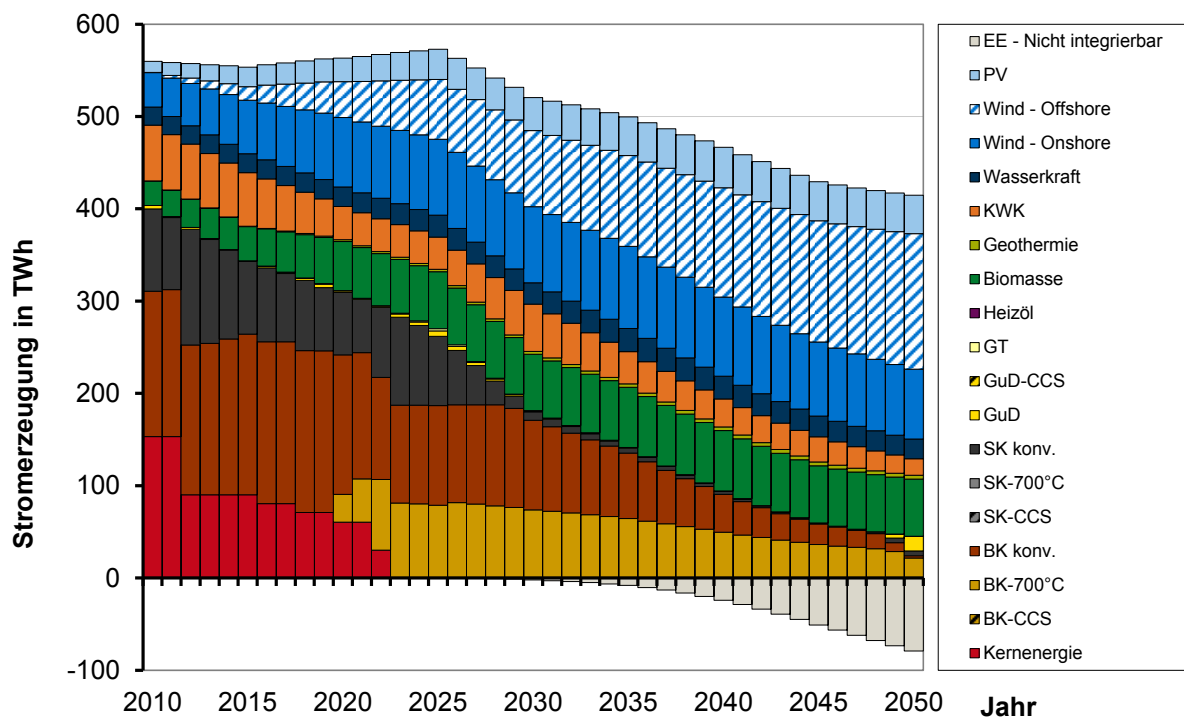


Abbildung 3-17: *Energieerzeugung zwischen 2010 und 2050 im Szenario „80 minus“ nach KW21 BY 1E – absolut (oben) und prozentual (unten) /IFE-02 11/*

Gemäß der Szenariodefinition „80 minus“, sinkt in Abbildung 3-17 die Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 um 15 %. Im Jahr 2050 wird 80 % des Stroms regenerativ erzeugt.

3.7.2 Netzlast

Für die Darstellung der Ergebnisse wird in den folgenden Kapiteln auf die Netzlast zurückgegriffen. Im Rahmen des Projekts KW21 BY 3E /FFE-03 12/ wurde an der FfE die Verbraucherlast in den Jahren 2020 bis 2050 modelliert. Die Netzlast und die geordnete Netzlast werden für die Jahre 2020 und 2030 in Abbildung 3-18 und Abbildung 3-19 dargestellt.

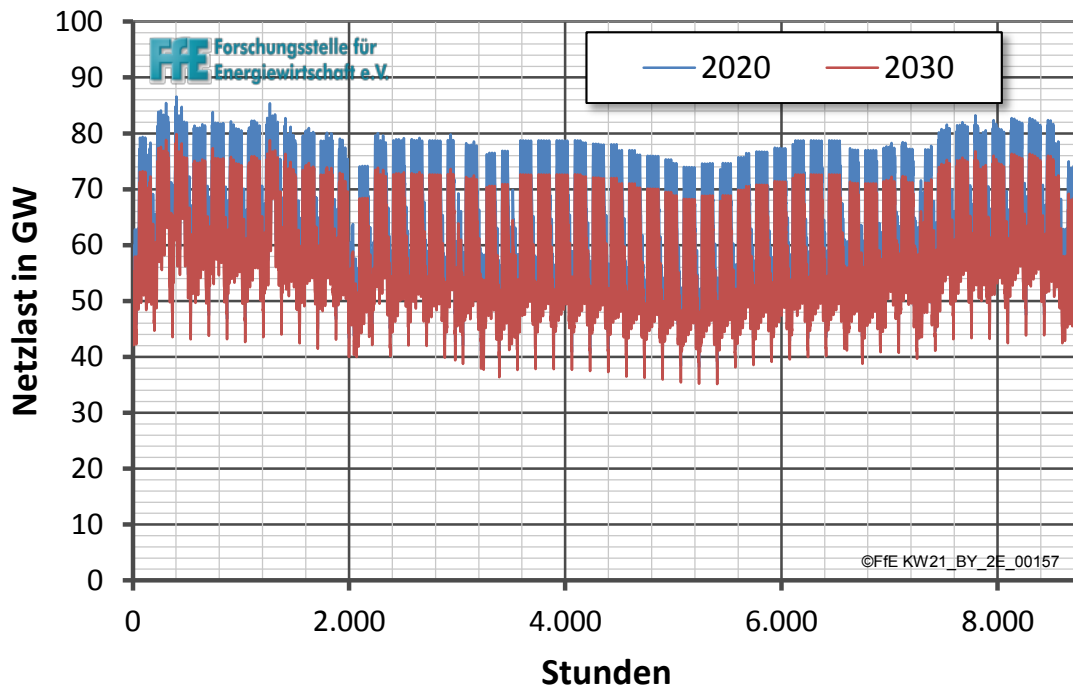


Abbildung 3-18: Netzlastgang nach KW21 BY 3E und KW21 BY 1E für die Jahre 2020 und 2030 /IFE-02 11/ und /FFE-03 12/

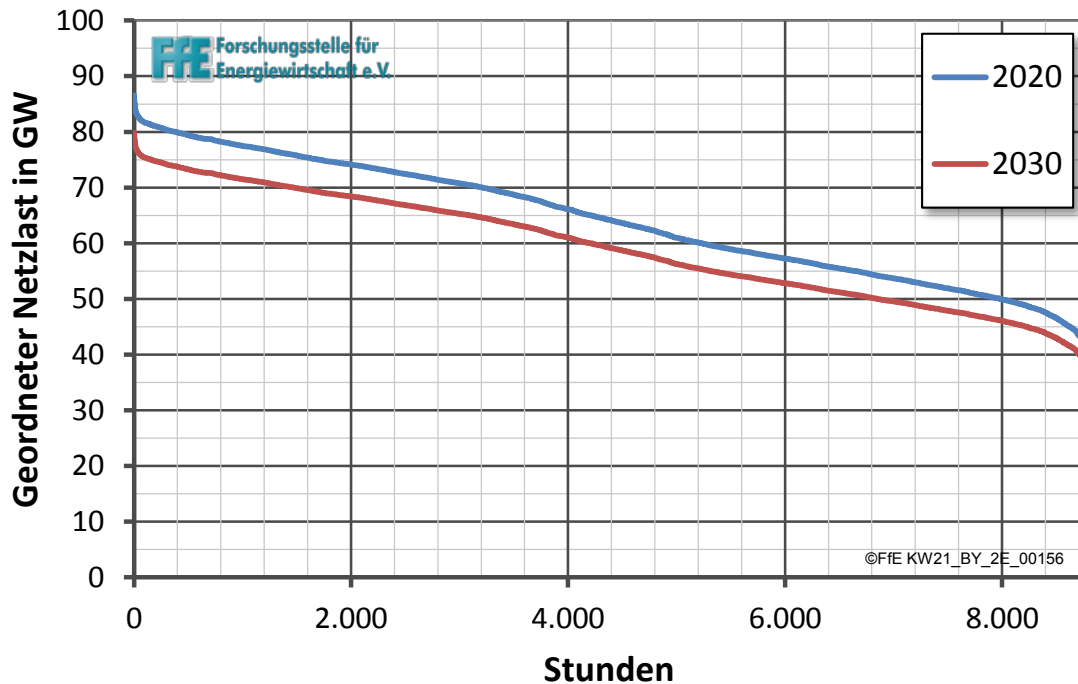


Abbildung 3-19: Geordneter Netzlastgang nach KW21 BY 3E und KW21 BY 1E für die Jahre 2020 und 2030 nach /IFE-02 11/ und /FFE-03 12/

Die in Abbildung 3-18 und Abbildung 3-19 dargestellten Lastgänge basieren auf dem Verbrauchslastgang des Jahres 2005, welcher als Basis für die lineare Skalierung der Lastgänge im Jahr 2020 und 2030 herangezogen wurde. Bei der Skalierung wird sichergestellt, dass die Energiemenge inklusive der Netzverluste der erzeugten Energiemenge (vgl. Abbildung 3-17) entspricht.

3.7.3 Residuallast

Die Residuallast ist die im Netz anfallende Last abzüglich der Erzeugungsleistung der sogenannten „Must-Run“-Anlagen, vor allem regenerativer Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen. Sie ist also die Last, die durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss. Theoretisch gehört zu den „Must-Run“-Anlagen ebenfalls ein Anteil an konventionellen Anlagen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Im Rahmen der Projekte der zweiten Phase von KW21 wurde dieser Effekt nicht berücksichtigt. Ebenfalls spielt der Stromaustausch für Betrachtungen im Rahmen dieser Arbeit keine Rolle.

Die Residuallast im Jahr 2020 und 2030 ist ein Teil des Szenarios „80 minus“ des KW21 Phase II Forschungskonsortium (vgl. Abbildung 3-20).

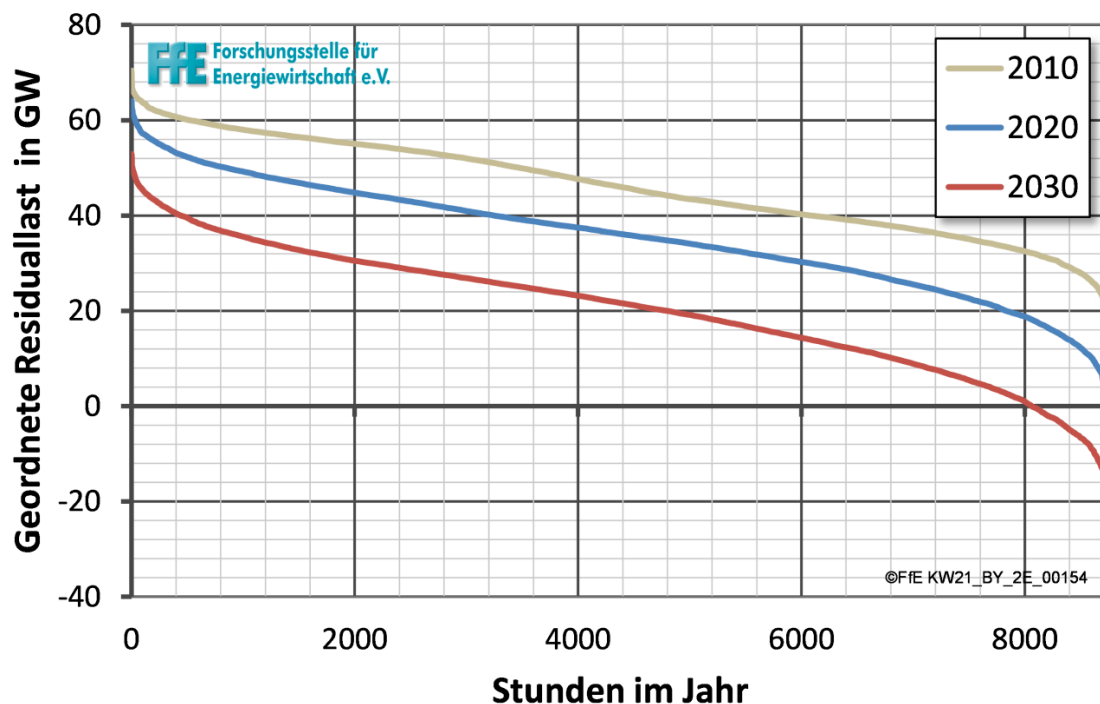


Abbildung 3-20: *Residuallast für die Jahre 2010, 2020 und 2030 nach KW21 BY 1E /FFE-03 12/*

Wie in Abbildung 3-20 zu erkennen ist, verschiebt sich die Residuallast im Szenario „80 minus“ bereits im Jahr 2020 in den negativen Bereich. Im Jahr 2030 gibt es ca. 800 Stunden, die eine negative Residuallast aufweisen. Eine negative Residuallast bedeutet, dass die Einspeisung durch regenerative Energieerzeugung höher ist als die Stromnachfrage.

3.7.4 EEX Spotmarkt – Handel im Day-Ahead

Der EEX Spotmarkt ermöglicht kurzfristige Beschaffung und kurzfristigen Verkauf von Strom, denn am Day-Ahead-Markt wird jeweils der Strom für den folgenden Tag gehandelt. Die Leistung wird stundenweise angeboten (Angebotsende 12 Uhr), wobei der jeweilige Preis in der Auktion festgelegt wird (Market-Clearing-Price-Verfahren).

Für die Jahre 2020 und 2030 wird die Annahme getroffen, dass sich die Day-Ahead-Preise den Grenzkosten der Strombereitstellung durch den konventionellen Kraftwerkspark angleichen. Das Simulationsmodell aus dem Projekt KW21 BY 1E (siehe Kapitel 3.7.1) berechnet diese Grenzkosten.

Die Abbildung 3-21 zeigt geordnet die Grenzkosten bzw. die Day-Ahead-Preise in den Jahren 2020 und 2030.

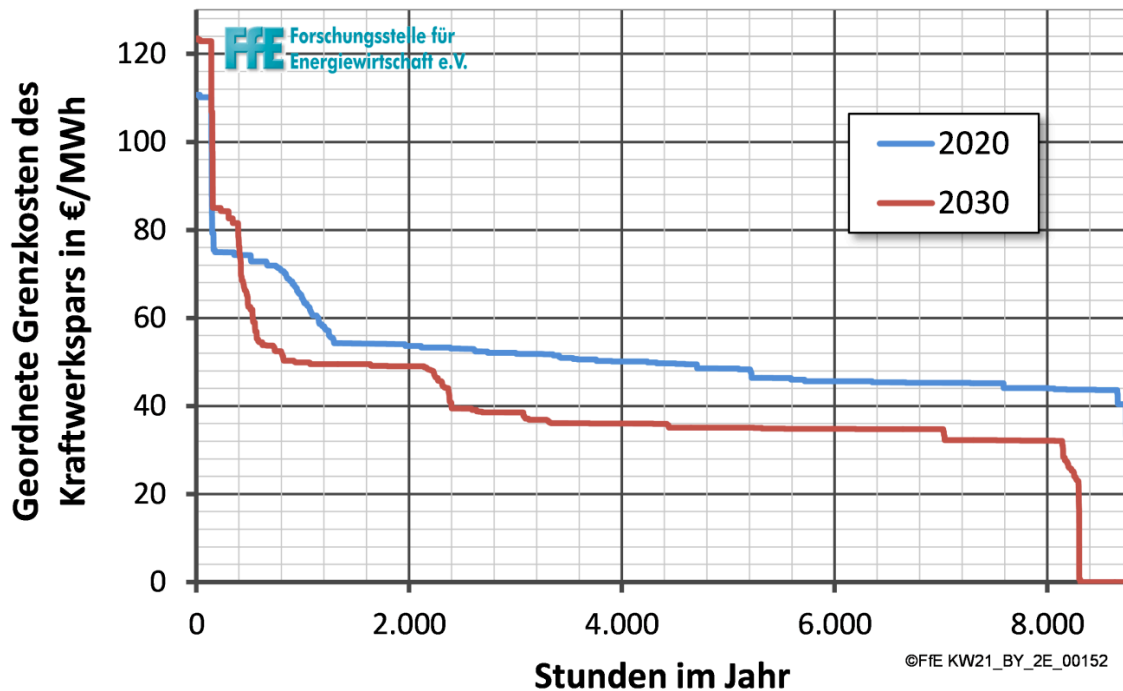


Abbildung 3-21: *Grenzkosten der Stromerzeugung in den Jahren 2020 und 2030 im Szenario „80 minus“ nach KW21 BY 1E /IFE-02 11/*

Im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 3-21, rote Kurve) macht sich die reduzierte Kraftwerksleistung bemerkbar, die sich in den höheren maximalen Preisen im Vergleich zum Jahr 2020 widerspiegeln. Zudem gibt es aufgrund der erhöhten Leistung der erneuerbaren Energien Stunden, während derer der Preis gleich Null ist.

3.7.5 EEX Spotmarkt – Intra-Day Handel

Im Intra-Day-Markt werden Stromkontrakte mit Lieferung am gleichen oder nächsten Tag gehandelt. Dabei können Einzelstunden bis 45 Minuten vor Liefertermin gehandelt werden. Diese Kurzfristigkeit erlaubt dem Teilnehmer, Prognosen und Fahrplanänderungen zu korrigieren, so dass der Bedarf bzw. Abruf von Regelenergie vermieden wird.

Die Preise im Intra-Day-Markt bzw. der Preisunterschied zwischen ID und DA hängen maßgeblich vom Wind-Prognose-Fehler ab. Andere Faktoren wie beispielsweise der Photovoltaik-Prognose-Fehler haben dabei bisher eine untergeordnete Rolle gespielt. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft nicht nur der Wind-Prognose-Fehler sondern auch eine Reihe weiterer Faktoren einen maßgeblichen Einfluss auf die Preisbildung im Intra-Day-Markt haben wird. Letztere Annahme erschwert die Prognose der Preise für die Jahre 2020 und 2030.

Im Projekt „Windenergie - Ausgleich der Prognosefehler“ /FFE-04 10/ wurden verschiedene Szenarien für den Wind-Prognose-Fehler im Jahr 2020 entwickelt. Basierend auf historischen Daten des Intra-Day- und Day-Ahead-Marktes wurde der Zusammenhang zwischen den Windprognosefehlern und den Preisunterschieden in den Märkten beschrieben. Dabei wurden zunächst stundenweise die Preisunterschiede

zwischen Intra-Day- und dem Day-Ahead-Markt berechnet. Dann wurden diese Preisunterschiede mit dem Windprognosefehler korreliert (vgl. Abbildung 3-22).

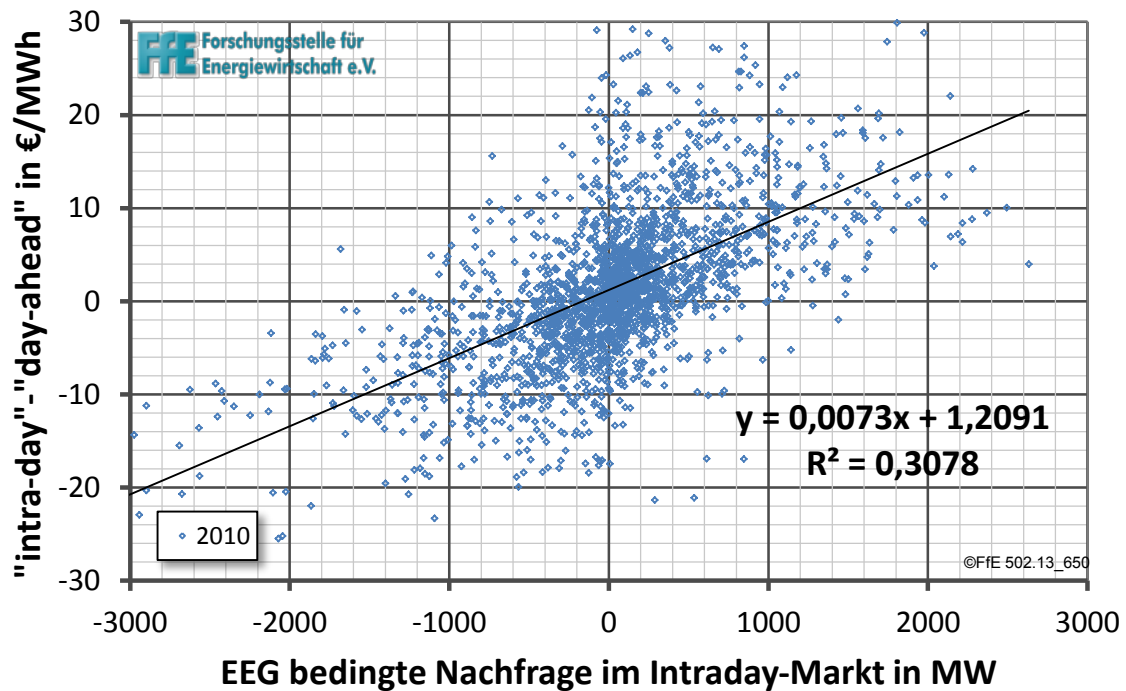


Abbildung 3-22: Zusammenhang zwischen den Windprognosefehlern und dem Preisunterschied der EEX-Märkte nach /FFE-04 10/

Der Zusammenhang zwischen dem Wind-Prognose-Fehler (dargestellt als EEG-bedingte Nachfrage im Intra-Day-Markt) und den Preisunterschieden der EEX-Märkte (Intra-Day – Day-Ahead) wird in Abbildung 3-22 linear angenähert. Dieser Zusammenhang wird auch für das Jahr 2020 angewandt.

Basierend auf den für die KW 21-Projekte gewählten Windeinspeisungsvektoren wurde aus dem Projekt /FFE-04 10/ ein dazu passender Prognose-Fehler gewählt. Somit wurde es möglich, den Preisvektor im Intra-Day-Markt für das Jahr 2020 zu berechnen.

Wie sich der Markt im Jahr 2030 entwickeln wird, ist schwer vorherzusehen. Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Annahmen bzgl. der Entwicklung des Intra-Day-Markts im Jahr 2030 getroffen (vgl. Abbildung 3-23).

- a) Es werden mehr Teilnehmer (Player) im Markt aktiv sein, da sich beispielsweise Speicher und Demand Side Management (DSM) weiter etablieren. Aus diesem Grund werden häufiger geringe Preisdifferenzen eintreten.
- b) Da bei EE-Anlagen häufiger eine direkte Vermarktung angestrebt wird, werden negative Preisdifferenzen, vor allem die Extremwerte, seltener auftreten. Extrem negative Preisdifferenzen im Intra-Day-Markt werden häufig durch eine Übereinspeisung von Must-Run-Anlagen verursacht bzw. durch den dadurch möglichen Prognosefehler.

- c) Insgesamt werden erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 einen größeren Anteil an der Energieeinspeisung ausmachen (ca. 40 % im Jahr 2020 und ca. 60 % im Jahr 2030, vgl. Abbildung 3-17). Zudem wird in der DENA II Studie /DENA-07 10/ der Deutschen Energie-Agentur davon ausgegangen, dass die Prognose-Güte steigt, wodurch sich diese zwei gegenläufigen Effekte bis zum Jahr 2030 in etwa angleichen.
- d) Da mehr EE- Anlagen am Netz sind, sinkt die Anzahl an konventionellen Kraftwerken. Dadurch werden Prognose-Fehler im positiven Bereich (Untereinspeisung) teurer, sodass häufiger höhere Preise auftreten. (vgl. Abbildung 3-16).

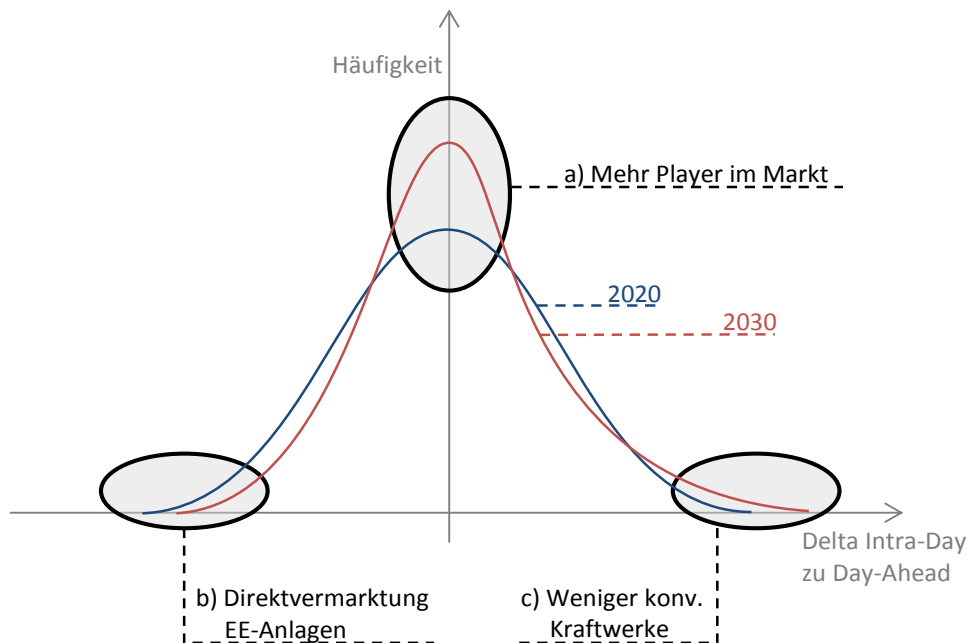


Abbildung 3-23: *Modifizierung der Intra-Day Preise von 2020 für das Jahr 2030*

In Abbildung 3-23 werden schematisch die Häufigkeitsverteilungen der Preisunterschiede zwischen dem Intra-Day-Markt und den Day-Ahead-Markt dargestellt.

Basierend auf diesen rein qualitativen Aussagen wurde der Intra-Day-Preisvektor von 2020 so modifiziert, dass die Häufigkeitsverteilung die o.g. Form annimmt. Die Verteilung der genutzten Daten wird in Abbildung 3-24 dargestellt.

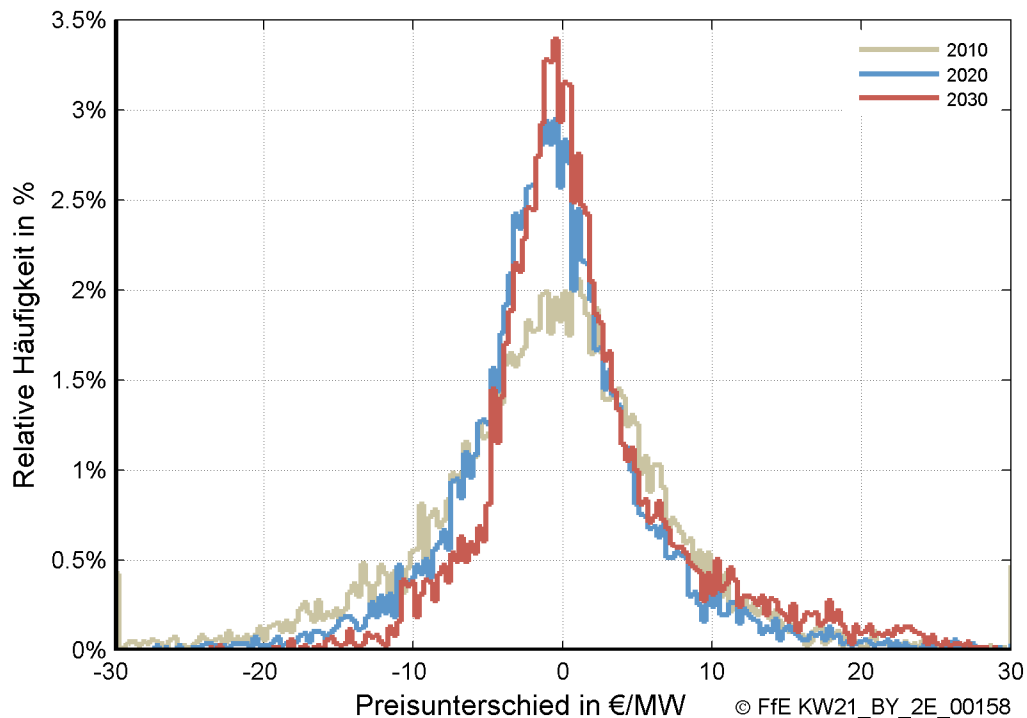


Abbildung 3-24: *Verteilung der Preisunterschiede im Intra-Day-Markt in den Jahren 2010, 2020 und 2030*

Abbildung 3-24 zeigt analog zu Abbildung 3-23 die Preisunterschiede zwischen Intra-Day- und Day-Ahead-Markt für die Jahre 2010, 2020 und 2030. Der oben beschriebene Trend zwischen 2020 und 2030 ist auch zwischen 2010 und 2020 zu beobachten.

3.7.6 Sekundärregelleistungsmarkt

Der Sekundärregelleistungsmarkt hat sich in den vergangenen Jahren stark verändert. Zum einen wurden drei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber in den letzten Jahren von den Energieversorgungsunternehmen ausgegliedert. Zum anderen wird die Sekundärregelleistung seit September 2009 durch den Netzregelverbund kostenoptimal abgerufen. Zu diesen grundsätzlichen Veränderungen kommen dauerhafte Anpassungen hinsichtlich der Präqualifikations- und Ausschreibungsbedingungen. Aus diesem Grund ist es aus wissenschaftlicher Sicht nicht akzeptabel, anhand historischer Marktdaten die zukünftige Marktentwicklung zu approximieren.

Die EnBW beschäftigt sich in /ENBW-03 11/ mit den Zusammenhängen zwischen der abgerufenen Regelleistung und dem Windgradienten. Die Erkenntnisse hieraus zeigen, dass der Abruf von Sekundärregelleistung (SRL) von vielen Faktoren abhängt, wie zum Beispiel von Verbrauchsprognosen oder Kontraktänderungen im Stundentakt (gemäß Day-Ahead und Intra-Day Handlungen), und nicht von einzelnen Ereignissen dominiert wird. Somit lässt sich sagen, dass sich keine sichere Aussage bezüglich einer Korrelation zwischen Wind und SRL für die Jahre 2020 und 2030 treffen lässt. Es existiert in der wissenschaftlichen Landschaft ein großer Bedarf an einer soliden Studie zur mittel- und langfristigen Entwicklung der SRL in Deutschland.

Aus diesem Grund werden folgende Annahmen getroffen, um ein synthetisches Abrufprofil zu erstellen:

- a) Basierend auf historischen Daten von 2008 bis 2010 kann festgestellt werden, dass die maximale Abrufmenge der SRL nicht größer als 2,8 GW war. Es wird angenommen, dass sich diese Grenzen in der Zukunft nicht verändern werden.
- b) Laut der DENA II-Studie /DENA-07 10⁶ wird sich der Bedarf an Regelleistung in den nächsten Jahren trotz einer Erhöhung der fluktuierenden Einspeisung vor allem aufgrund der Verbesserung der Prognose-Güte kaum von dem heutigen Bedarf unterscheiden. Dies führt zur Annahme, dass die abgerufene Energiemenge im SRL-Markt konstant bleibt.
- c) Bei der Betrachtung der SRL-Abrufen der vergangenen Jahre (2008 bis 2010) als 15-Minuten-Werte werden deren Gradienten analysiert. Diese charakterisieren indirekt die Netz- und Marktstruktur. Es wird angenommen, dass diese Gradienten zukünftig ebenfalls konstant bleiben werden.
- d) Die Marktveränderungen in den letzten Jahren führten zu einer Erhöhung der Liquidität des SRL-Markts. Sie sind zurückzuführen auf die Bestrebungen der Politik, den SRL-Markt dynamischer zu gestalten. Zusätzlich dazu führte die Ausgliederung von drei der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus den Energieversorgungsunternehmen zu einem weiteren Schritt in Richtung eines freien Markts. Es wird angenommen, dass diese Tatsachen zu einer Vergleichmäßigung der Abrufe im SRL-Markt führen werden. Die Betrachtung der SRL-Abruf-Charakteristika der letzten Jahre zeigt auch, dass der Abruf immer mehr einer Normalverteilung entsprach.

Basierend auf diesen Annahmen wird ein synthetisches Abrufprofil für die Jahre 2020 und 2030 erstellt, welches in Bezug auf die Grenzen, die abgerufene Menge und den Abrufgradienten ähnlich ausfällt wie das für das Jahr 2010.

Des Weiteren ist zu beachten, dass aufgrund der gegebenen Unsicherheiten bei solchen Langzeitprognosen die Granularität der zu erwartenden Ergebnisse gröber ist als bei realen Messwerten. Aus diesem Grund ist die Nutzung eines stark vereinfachten, synthetischen Abrufprofils für SRL im 15-Minuten Takt aus wissenschaftlicher Sicht notwendig und legitim.

In Abbildung 3-25, Abbildung 3-26 und Abbildung 3-27 wird der Abruf von SRL in den Jahren 2010, 2020 und 2030 als Rasterdiagramm dargestellt.

⁶ Es ist zu beachten, dass die DENA II Studie primär eine Netzstudie ist. Folglich wurden dort Speichertechnologien und deren Einsatz nur am Rande betrachtet, wobei diese ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf den SRL-Markt haben können.

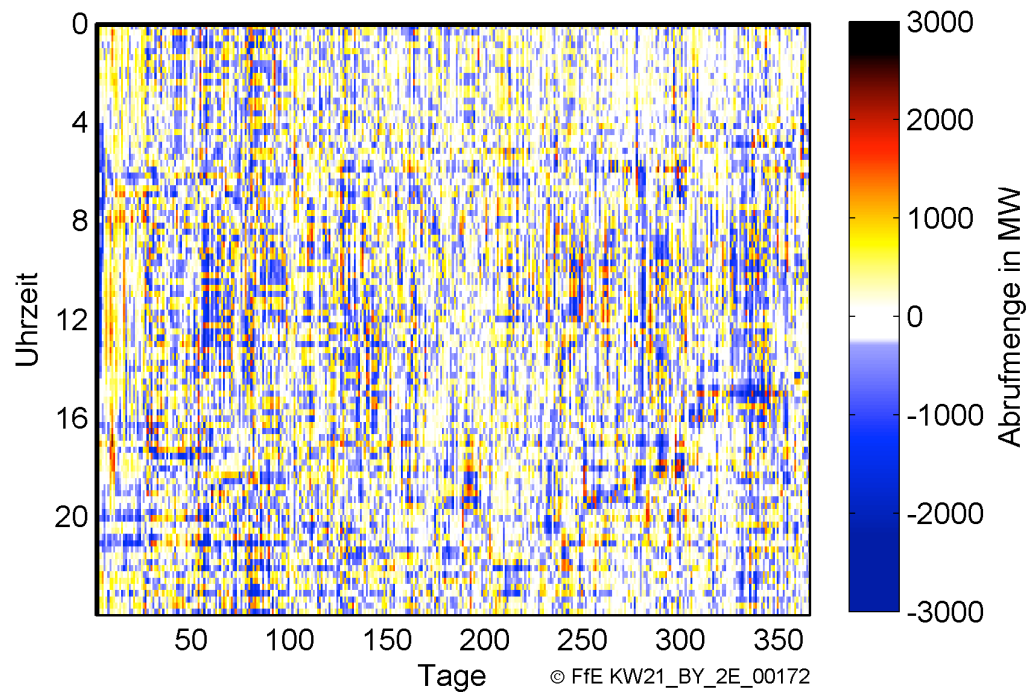


Abbildung 3-25: Abrufe von SRL im Jahr 2010 – Messwerte

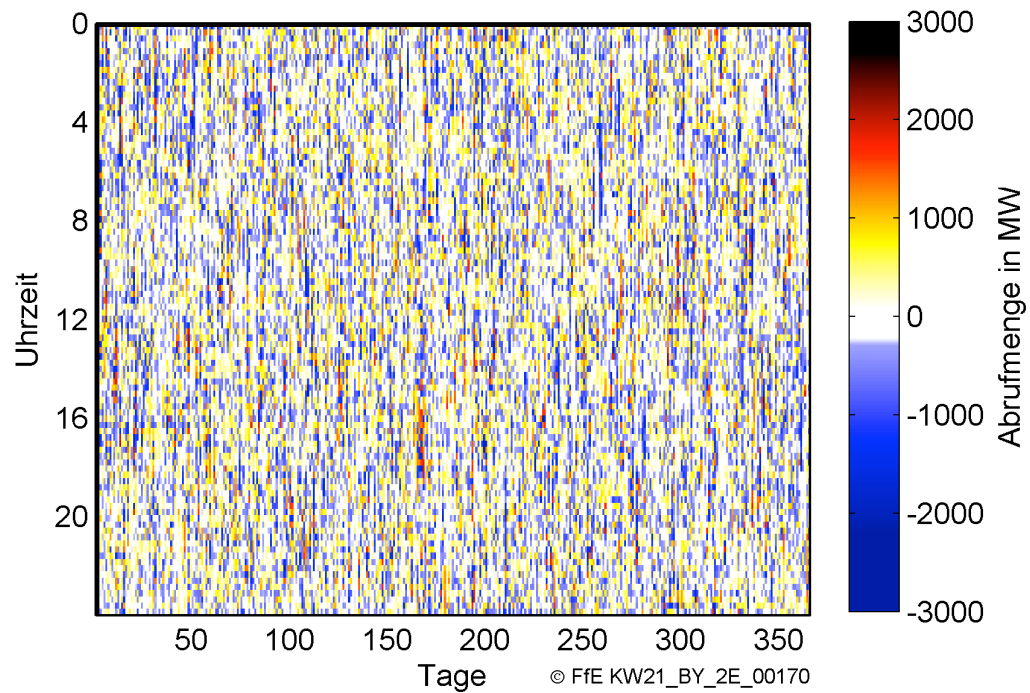


Abbildung 3-26: Abrufe von SRL im Jahr 2020

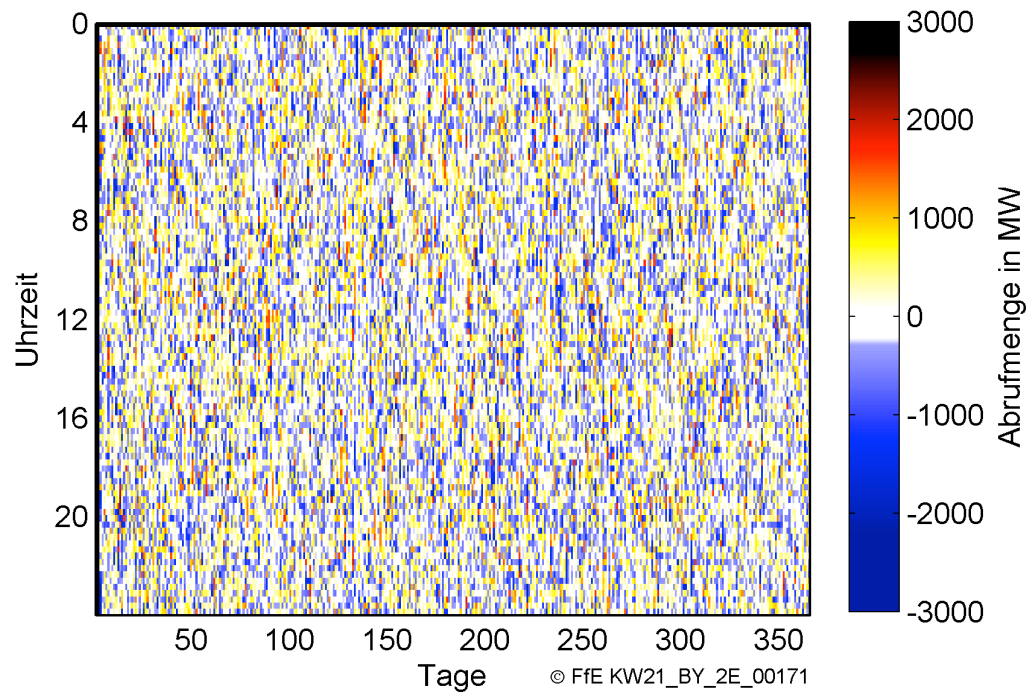


Abbildung 3-27: *Abrufe von SRL im Jahr 2030*

In Abbildung 3-25 sind trotz des aktiven Netzregelverbunds immer noch Wirkungsmuster zu erkennen, welche in den Abrufen der Jahre 2020 und 2030 nicht mehr zu sehen sind.

In Abbildung 3-28 ist die Häufigkeit der Abrufe in den Jahren 2010, 2020 und 2030 dargestellt.

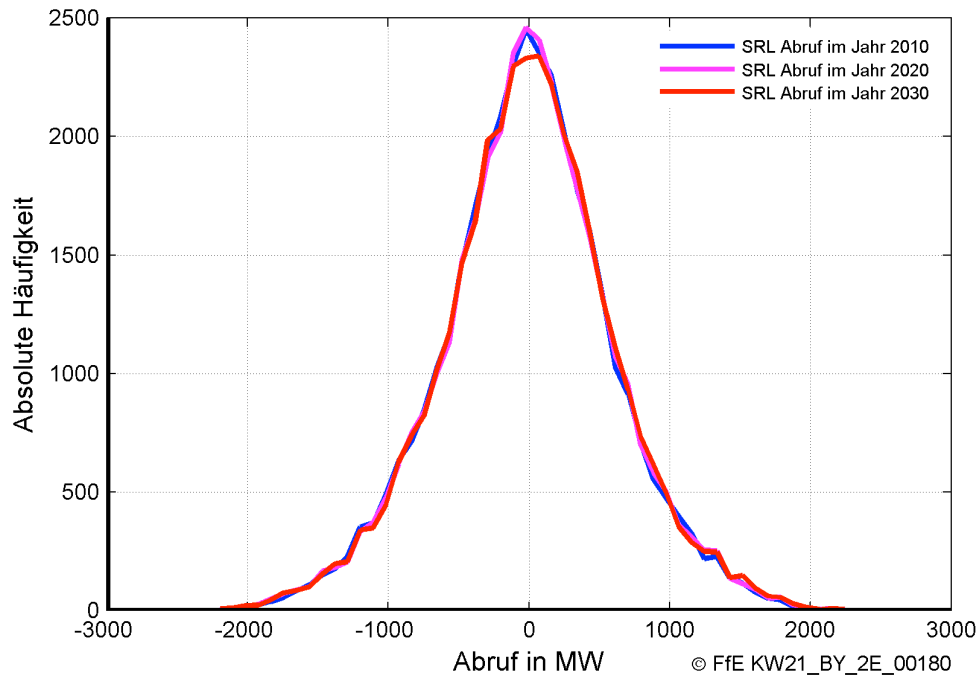


Abbildung 3-28: Absolute Häufigkeit der Abrufe von SRL in den Jahren 2010 bis 2030 (15-Minuten-Saldo)

Durch das gewählte Verfahren konnten für die Jahre 2020 und 2030 SRL-Abruf-Profile erstellt werden, welche eine sehr ähnliche Verteilung wie die Daten von 2010 aufweisen. Allerdings wurden für die Jahre 2020 und 2030 etwas häufiger höhere Gradienten erzeugt als für das Jahr 2010 (vgl. Abbildung 3-29).

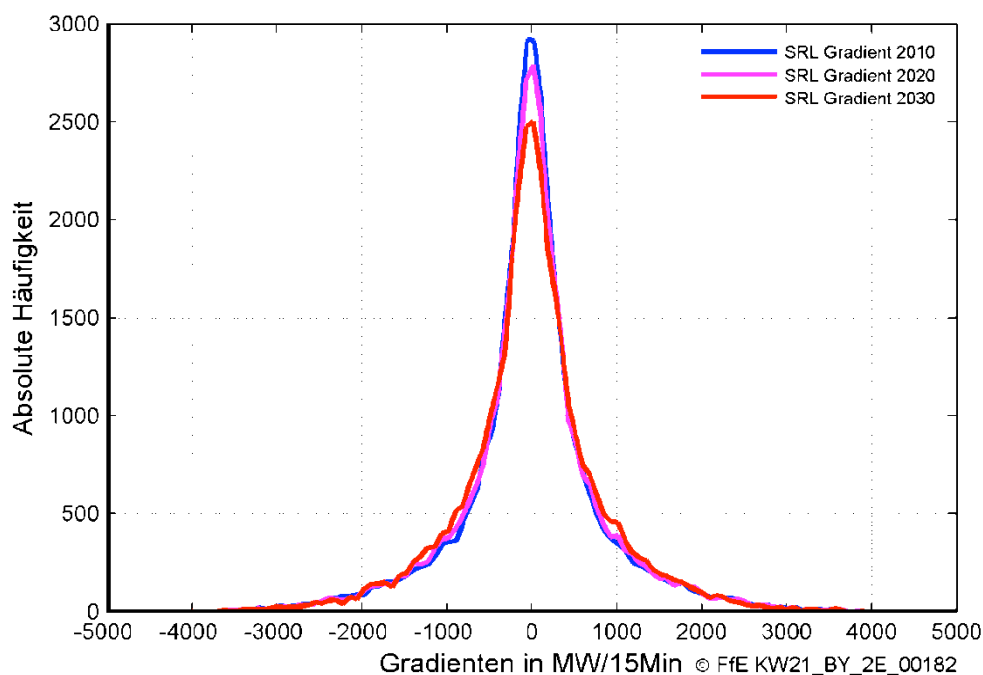


Abbildung 3-29: Absolute Häufigkeit der Gradienten von SRL-Abrufen in den Jahren 2010 bis 2030 (Saldi zwischen zwei 15-Minuten-Blöcken)

Abbildung 3-30 zeigt die Intervalllängen zwischen einem Vorzeichenwechsel bei SRL-Abrufen in den Jahren 2010, 2020 und 2030.

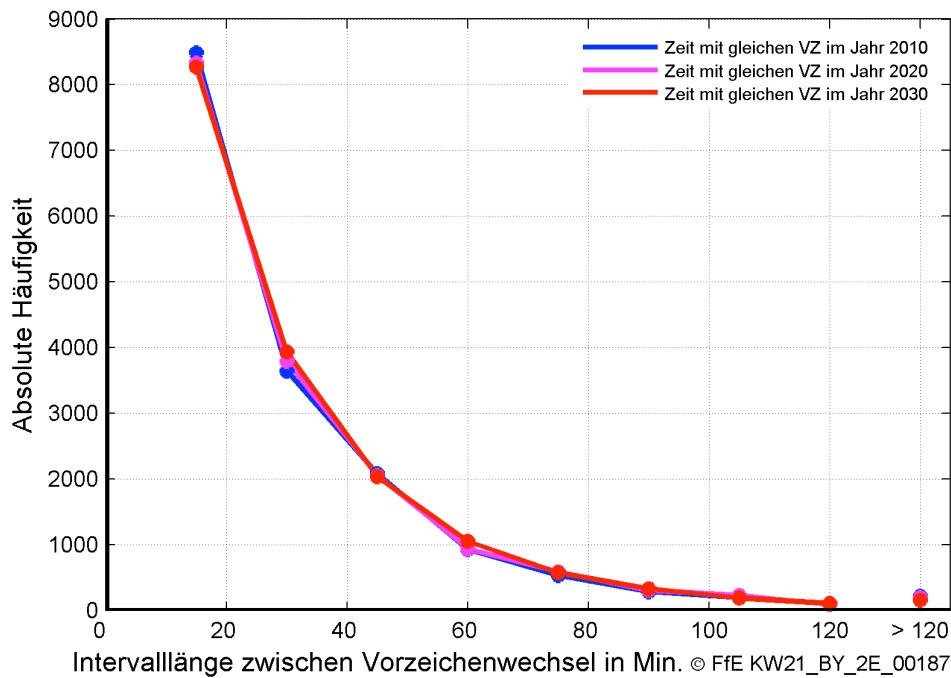


Abbildung 3-30: Absolute Häufigkeit der Intervalllängen zwischen einem Vorzeichenwechsel der SRL-Abrufe in den Jahren 2010 bis 2030

3.8 Ergebnisse der Simulationsrechnungen

Nachfolgend wird auf die wichtigsten Erkenntnisse aus den Auswertungen der Lademodelle eingegangen, wobei verschiedene Aspekte betrachtet werden.

Mobilitätsbedürfnisses des Fahrers

Alle Lademodelle wurden so parametrisiert, dass es zu keinen Mobilitätseinschränkungen für den Fahrer kommt. Dieses wurde durch den Faktor i_{Drive} überprüft.

Für alle betrachteten Lademodelle konnte ein $i_{Drive} \leq 0,4\%$ garantiert werden. Das bedeutet, dass maximal 0,4 % aller Fahrten durch die Einschränkungen der Lademodelle nicht getätigt werden konnten.

Ausweitung der Lademöglichkeiten

Die Ausweitung der Lademöglichkeiten (Laden am Arbeitsplatz) führt allgemein zu einer Harmonisierung des Lastgangs. Zudem können hierdurch die absoluten Ladespitzen gesenkt werden. Dies lässt sich durch die Betrachtung der geordneten Ladeleistung der Flotte für eine Woche im Jahr 2020 bestätigen (vgl. Abbildung 3-31).

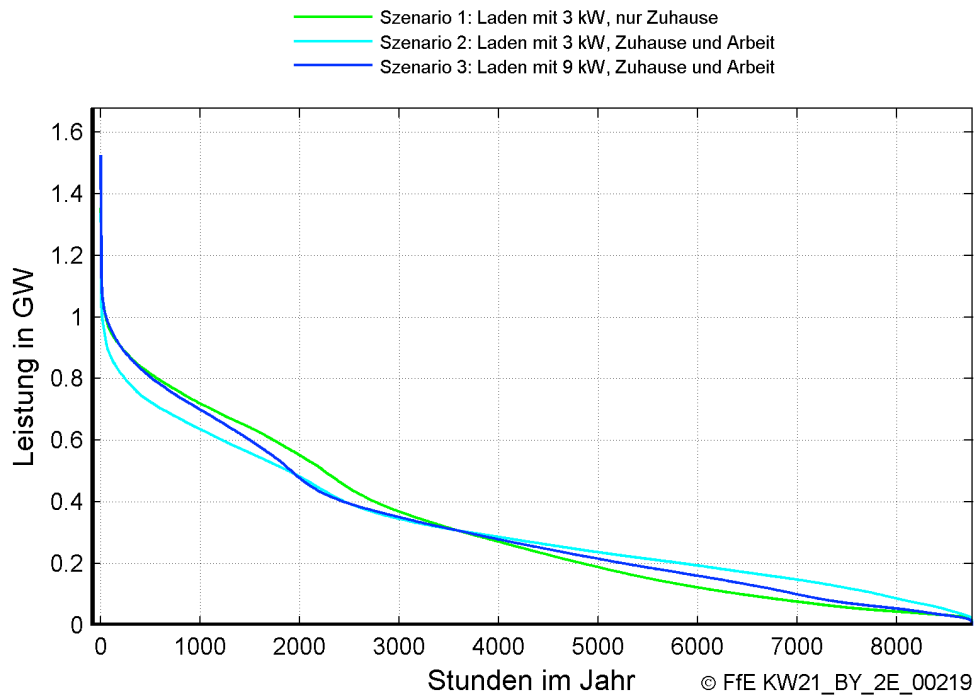


Abbildung 3-31: Geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2020 für das Lademodell „Sofortladen“

In Abbildung 3-31 wird die geordnete Ladeleistung des Lademodells „Sofortladen“ für das Jahr 2020 dargestellt. Durch eine Ausweitung der Lademöglichkeiten auf den Arbeitsplatz (hellblaue Kurve) lässt sich die Häufigkeit großer Ladeleistungen reduzieren. Eine zusätzliche Erhöhung der Ladeleistung pro Fahrzeug von 3 kW auf 9 kW bewirkt jedoch wiederum eine Erhöhung der maximalen Leistung der Flotte um ca. 13 % von 1,3 GW auf 1,5 GW.

Kontinuierliches Laden

Durch das Lademodell „Kontinuierliches Laden“ lässt sich im Vergleich zum Referenzfall eine generelle Vergleichmäßigung der Last, d. h. geringere Spitzen sowie eine Erhöhung der Grundlast, erzielen.

Die Betrachtung der geordneten Ladeleistung im Jahr 2030 ergibt den folgenden Zusammenhang (vgl. Abbildung 3-32).

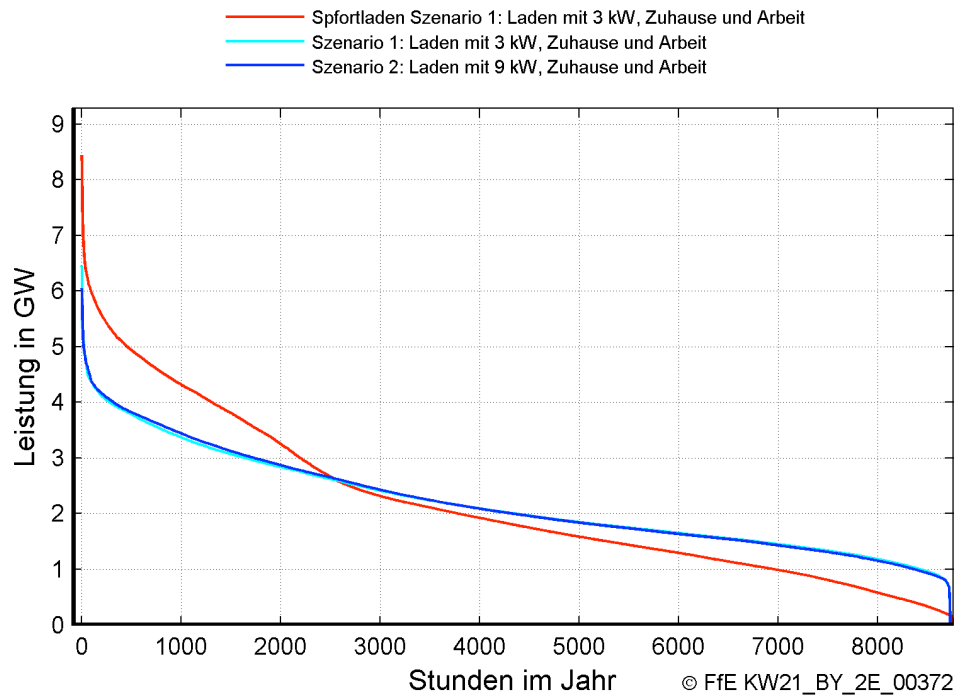


Abbildung 3-32: Geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für das Lademodell „Kontinuierliches Laden“ im Vergleich zu „Sofortladen“

Abbildung 3-32 stellt die geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für die Lademodelle „Sofortladen“ (Szenario 1) und „Kontinuierliches Laden“ (Szenario 1 und 2) dar. Es ist deutlich zu sehen, dass die Ladekurve nach dem Lademodell „Kontinuierliches Laden“ unabhängig vom Szenario flacher als die Referenz ist.

Außerdem ist zu konstatieren, dass die Ladelast für das Lademodell „Kontinuierliches Laden“ über 8.500 Stunden im Jahr größer als 1 GW und während der Hälfte des Jahres sogar größer als 2 GW ist.

Erhöhung der Ladeleistung

Die geordnete Ladeleistung in Abbildung 3-32 zeigt ebenfalls, dass die Erhöhung der Ladeleistung im Modell „Kontinuierliches Laden“ (Szenario 1 zu Szenario 2) keine Erhöhung der Spitzenleistung bewirkt. Die weiteren Verläufe beim Laden mit 3 kW und 9 kW sind annähernd identisch. Bei anderen Lademodellen und Ladeszenarien wirkt sich eine Erhöhung der Ladeleistung ähnlich aus. Die einzige Ausnahme ergibt sich beim Lademodell „Ankauf im Intra-Day“.

Reduzierung der Spitzenlast durch „Preisoptimiertes Laden“

Durch das preisoptimierte Laden lässt sich keine wesentliche Reduzierung der Spitzenlast erreichen. Im Jahr 2030 lässt sich hingegen sogar eine zusätzliche Erhöhung der Spitzenlast erkennen. Dies liegt im Wesentlichen an den Marktpreisen im Jahr 2020 und 2030.

Einfluss der EV auf den Day-Ahead-Markt

Der Einfluss der Ladelast der Fahrzeuge auf die Preischarakteristik des Day-Ahead-Markts ist sowohl im Jahr 2020 als auch im Jahr 2030 vernachlässigbar klein. Hierzu wurde iterativ mit dem Modell „Wirtschaftliche Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus“ des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München /IFE-02 11/ der Einfluss der aufgrund der Preise veränderten Ladeleistung analysiert. In Abbildung 3-33 wird ein Vergleich der Preise in der ersten und dritten Iteration wiedergegeben.

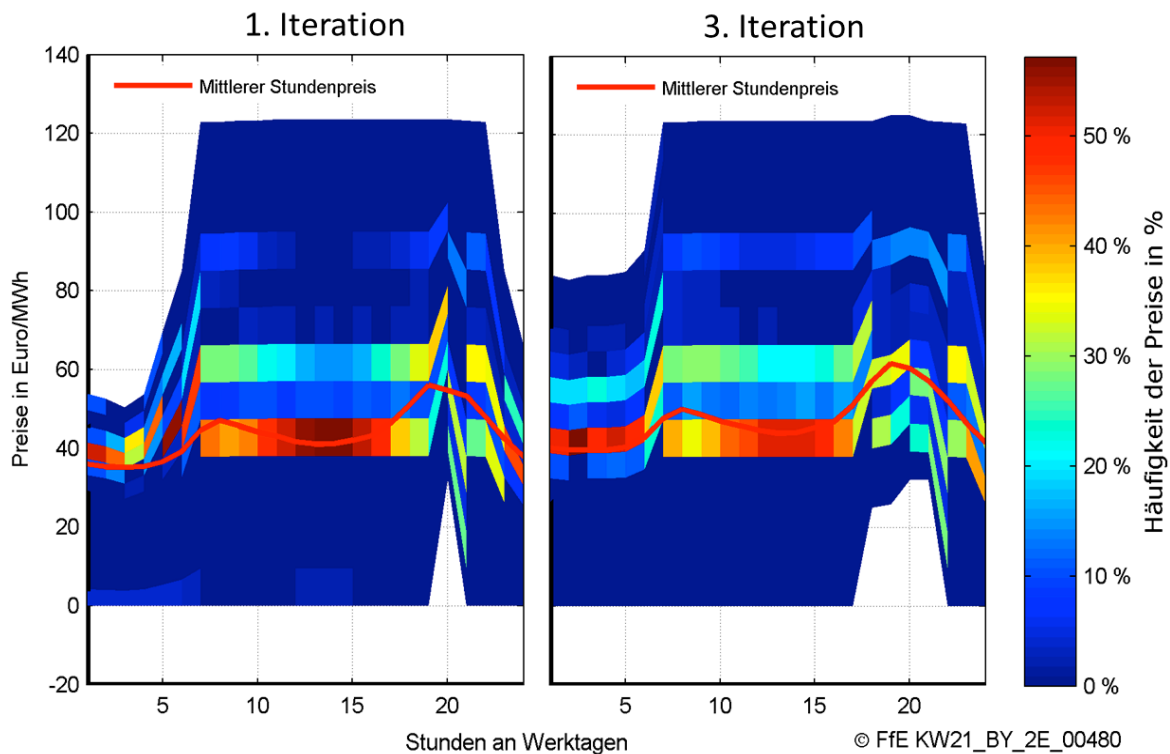


Abbildung 3-33: *Mittlerer Preis und Preisverteilung an Werktagen bei der ersten und dritten Iteration im Jahr 2030*

In Abbildung 3-33 wird deutlich, dass der Mittelwert der Preise zwischen der ersten und dritten Iteration sich nur geringfügig erhöht. Zudem ist erkennbar, dass bei der dritten Iteration extrem geringe Preise seltener auftreten, vor allem gegen 20 Uhr. Gleichzeitig erhöhen sich die Preise in der Nacht geringfügig. Der Effekt ist trotz 7 Mio. Elektroautos sehr gering. Es wurden nur drei Iterationen durchgeführt, da sich zwischen dem zweiten und dritten Iterationsschritt keine nennenswerten Änderungen mehr ergaben.

Ladespitzen im Lademodell „Ankauf im Intra-Day“

Die Leistungsspitzen im Lademodell „Ankauf im Intra-Day“ sind im Vergleich zu den „Day-Ahead“-Lademodellen wesentlich höher (vgl. Abbildung 3-34). Wie die Simulationen beweisen, sind die Fahrzeuge in der Lage, diese Leistungsspitzen bereitzustellen, sodass eine Entlastung für die konventionellen Systeme, die ansonsten diese Spitzen abfangen müssten, stattfinden kann. Die Frage, die offen bleibt, ist, ob diese Spitzen in der Zukunft tatsächlich auch auftreten werden. Diese Frage kann mit der vorhandenen Simulation nicht beantwortet werden und ist nicht Gegenstand dieser Arbeit.

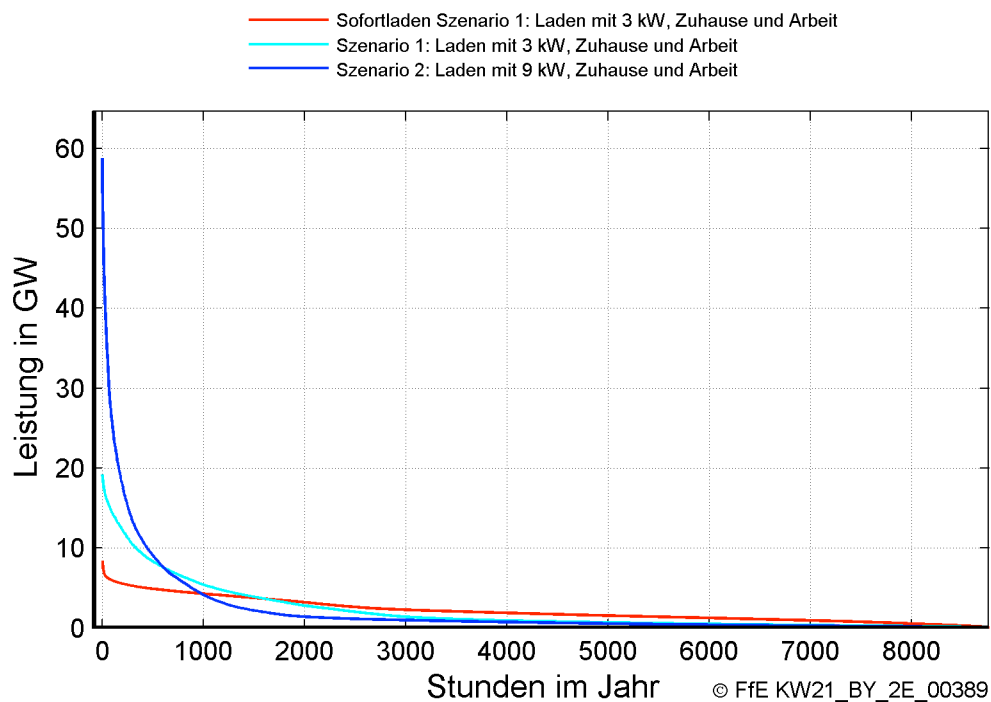


Abbildung 3-34: Geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für das Lademodell „Ankauf im Intra-Day“

Die maximale Ladeleistung in Szenario 2 beträgt 58,8 GW, was einer mittleren Ladeleistung von ca. 8,5 kW pro EV entspricht. Für das Szenario 1 im Jahr 2030 beträgt die maximale Ladeleistung 19,2 GW oder 2,7 kW pro EV. Es ist ersichtlich, dass im Jahr 2030 mit 7 Mio. EV über 90 % der verfügbaren Leistung abgerufen werden kann. Diese Dynamik kann exemplarisch durch die Betrachtung der Ladelast für die Kalenderwoche 12 im Jahr 2030 in Abbildung 3-35 veranschaulicht werden.

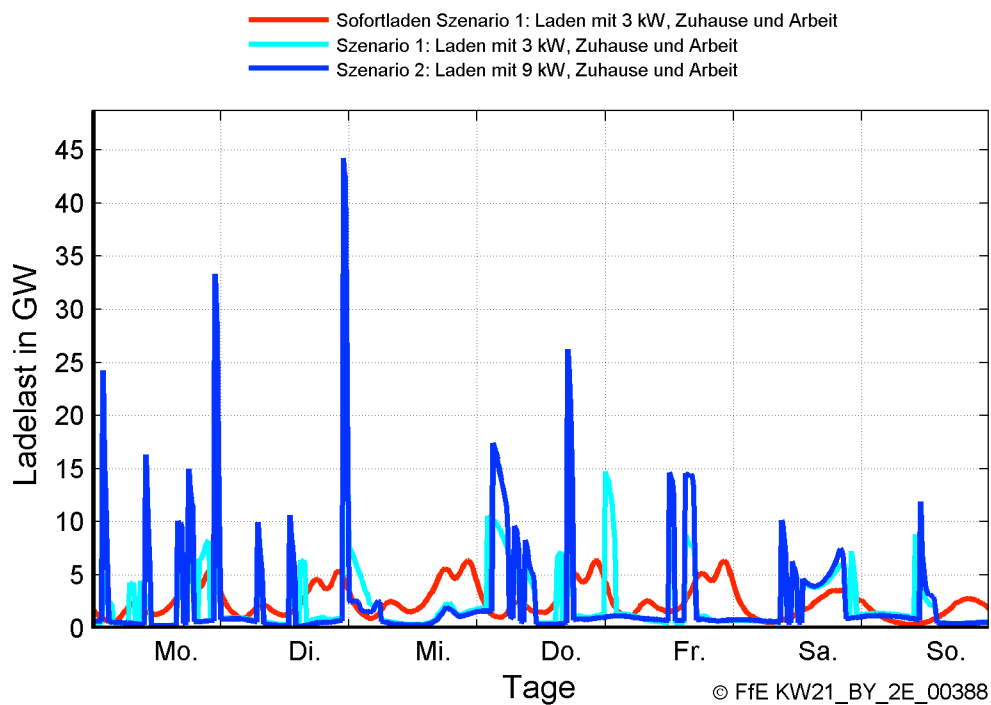


Abbildung 3-35: Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für Kalenderwoche 12 und Lademodell „Ankauf im Intra-Day“

In Abbildung 3-35 wird für eine Woche im Jahr 2030 der Ladelastgang der Flotte für die Szenarien 1 und 2 im Lademodell „Ankauf im Intra-Day“ dargestellt. Diese werden dem Lastgang der Flotte im Szenario 1 mit dem Lademodell „Sofortladen“ gegenübergestellt. Die Ladelastgänge des Lademodells „Ankauf im Intra-Day“ haben eine grundsätzlich andere Charakteristik als die Referenz; diese folgen den Preisänderungen der Märkte und verletzen dabei nicht die Mobilitätsanforderungen der Fahrer.

Aufgrund der synthetischen Preisvektoren im Intra-Day Markt können keine Aussagen über die Wirtschaftlichkeit dieses Modells getroffen werden. Wichtig ist, dass die Flotte eine hohe Dynamik aufweist, und dass sie dadurch in der Lage ist, schnellen Preisänderungen zu folgen.

Hohe Dynamik beim Abruf von Sekundärregelleistung

Beim Laden in Kombination mit positiver oder negativer SRL ergeben sich aufgrund der Ladesteuerungen (Leistungserhöhung, Ladeunterbrechung) häufigere Schwankungen der Ladelast (vgl. Abbildung 3-36). Diese schnellen Veränderungen der Last sind, ebenfalls wie bei den Lademodellen im „Intra-Day-Markt“, beabsichtigt.

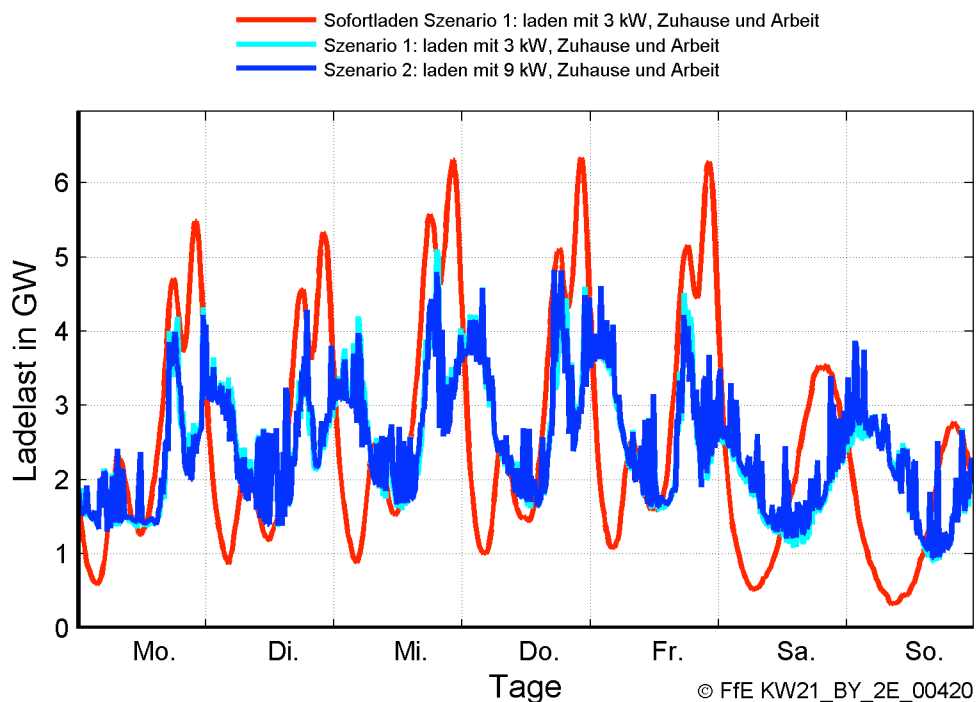


Abbildung 3-36: *Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für Kalenderwoche 12 und Lademodell „Abruf von negativer SRL“*

Abbildung 3-36 stellt für eine Woche den Ladelastgang der Flotte dar. Die Ladelastgänge bei Szenario 1 und Szenario 2 unterscheiden sich kaum. Sie folgen den Abrufen von negativer SRL, basierend auf dem Lademodell „Kontinuierliches Laden“.

Abrufmenge von SRL und V2G

Im Jahr 2030 kann 100 % der im Markt abgerufenen negativen SRL durch die Flotte erbracht werden. Das Potential für positive SRL ist dagegen nicht sehr groß. Dies resultiert aus der Tatsache, dass die erreichten SOC-Werte bei negativen SRL (Erhöhung der Ladeleistung beim Abruf) wesentlich höher sind als bei positiven SRL (Reduzierung der Ladeleistung beim Abruf).

Zudem steht fest, dass V2G (Zurückspeisen ins Netz) zwar grundsätzlich möglich ist, aber bei den betrachteten Märkten und Szenarien nie benutzt wird. Die Reduzierung der Ladeleistung hat bereits ein kleines Potenzial und ist für die aufgerufene Leistung ausreichend.

In allen betrachteten Fällen betrug i_{Market} stets weniger als 99,5 %. Fast alle Abrufe konnten erfüllt werden.

Einfluss der Einspeisung von regenerativen Energien auf das Ladeverhalten der Elektroautos

Elektroautos werden häufig als ideale Ausgleichsmöglichkeit zur fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) gesehen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Energieflüsse für das Jahr 2030 untersucht, in dem der regenerative Anteil am Strommix 60 % beträgt.

Durch das Lademodell „Preisoptimiertes Laden“ wird mehr regenerative Energie in den Batterien der Flotte gespeichert als bei den anderen Lademodellen (vgl. Abbildung 3-37).

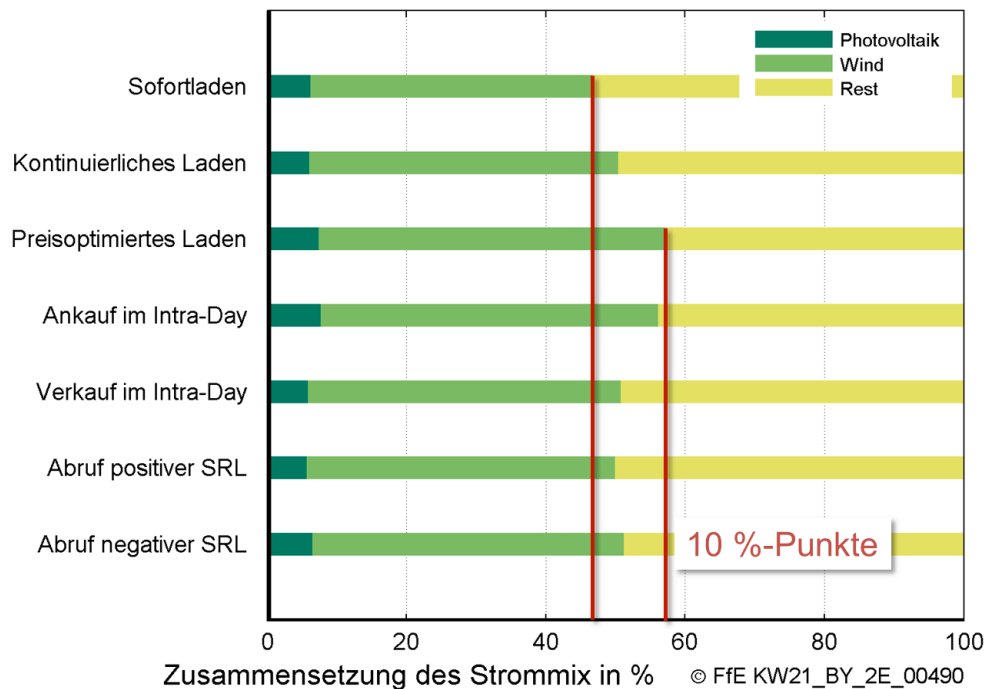


Abbildung 3-37: Zusammensetzung des Strommix in % für die verschiedenen Lademodelle im Jahr 2030 und Ladeszenario 2

In Abbildung 3-37 wird der Strommix für die verschiedenen Lademodelle im Jahr 2030 und Szenario 2 dargestellt. Das Lademodell „Preisoptimiertes Laden“ führt dazu, dass 10 Prozentpunkte mehr erneuerbare Energie gespeichert werden als beim Lademodell „Sofortladen“.

3.9 Analyse und Diskussion der Simulationsergebnisse

Im vorherigen Kapitel wurden die wichtigsten Erkenntnisse der EWi-Betrachtung dargestellt. Der Fokus dieser Arbeit liegt bei dem methodischen Ansatz, sodass nicht auf alle Ergebnisse in vollem Umfang eingegangen wurde. Die Ergebnisse werden detailliert in /FFE-15 12/ präsentiert und analysiert.

Die Simulation lässt zusammenfassend erkennen, dass im Rahmen des „Day-Ahead“-Markts aus energiewirtschaftlicher Sicht keine signifikanten Einsparpotenziale durch die Elektromobilität entstehen. Auch im „Day-Ahead- und SRL“-Markt ergeben sich nur geringe wirtschaftliche Potenziale, wobei die Modellierung dieser Märkte sehr vereinfacht gestaltet wurde, und zukünftige Entwicklungen schwierig vorhersehbar sind.

Es ist ebenfalls erkennbar, dass eine Flotte von EV sehr dynamisch geladen werden kann, sodass ein gewisses Potenzial für mögliche zukünftige, unvorhersehbare Entwicklungen der Märkte besteht.

Im folgenden Kapitel wird die Betrachtung aus Nutzersicht vorgenommen. Es werden dabei die Lademodelle „Sofortladen“, „Kontinuierliches Laden“ und „Preisoptimiertes Laden“ berücksichtigt.

4 Batterie- und Nutzersimulation

Die Batterie- und Nutzersimulation ist dem EWi-Modell nachgeschaltet. Hierbei ist das Ziel, die zuvor ermittelten Ergebnisse nochmals aus der Sicht einzelner Nutzer zu betrachten. Dabei stehen speziell die Batterie und ihr Verhalten bei der Fahrzeugnutzung bzw. beim Laden im Fokus. Die im vorherigen Schritt als geeignet identifizierten Lademodelle sollen in Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Batterie und vor allem deren Alterung untersucht werden. Hieraus sollen sich Aussagen darüber ableiten lassen, welche Lademodelle für die jeweiligen Nutzergruppen in Frage kommen und wie hoch die spezifischen Kosten der Mobilität sind. Diese Aussagen lassen letztendlich einen Vergleich zwischen den einzelnen Lademöglichkeiten zu.

Die Nutzersimulation besitzt eine grundsätzlich andere Struktur als das zuvor beschriebene EWi-Modell. Bei letzterem wurde eine große Flotte von Elektrofahrzeugen über ein Jahr, aufgelöst in 15-Minuten-Schritten, betrachtet. Die Nutzersimulation analysiert dagegen ein einziges Fahrzeug in sekundlicher Auflösung. Die Fahrprofile sind nicht synthetisch wie im Fall des EWi-Modells, sondern auf reale Fahrten zurückzuführen. Das Fahrzeugmodell der Nutzersimulation wurde weitestgehend aus dem EWi-Modell übernommen. Der wesentliche Unterschied zum EWi-Modell ist, dass die Nutzer- und Batteriesimulation ein detailliertes Batteriemodell beinhaltet, das unter anderem Ströme, Spannungen, Temperaturen und die Alterung der Traktionsbatterie berechnet. In diesem Abschnitt wird daher ein Schwerpunkt auf die Batterie- und Nutzersimulation gelegt. Nachfolgend (vgl. Abbildung 4-1) ist das Schema der Batterie- und Nutzersimulation dargestellt.

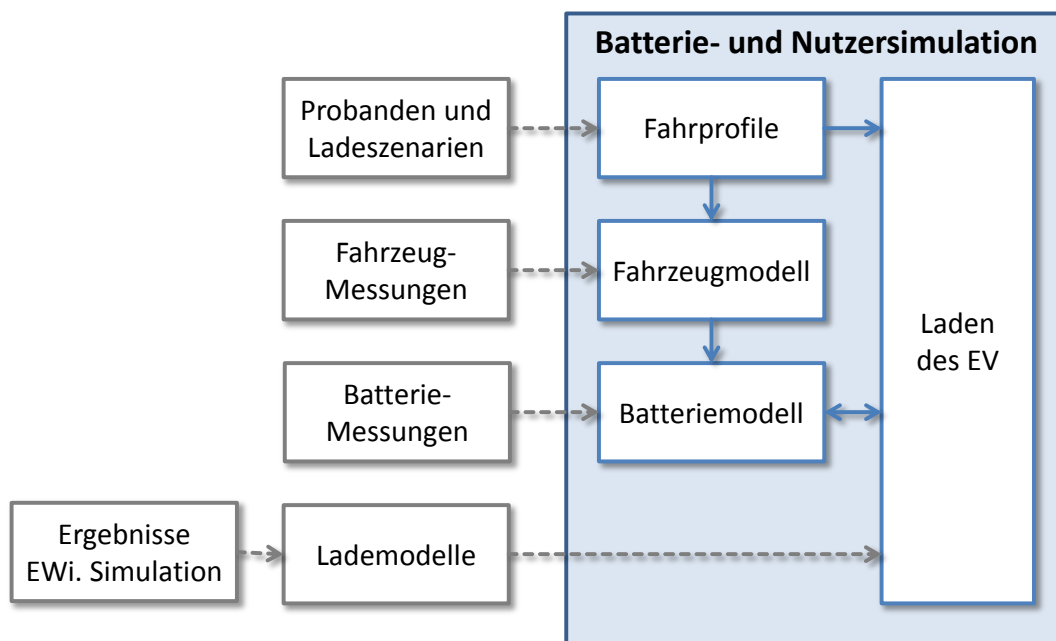


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Batterie- und Nutzersimulation

Nachfolgend werden die Blöcke aus Abbildung 4-1 einzeln beschrieben.

4.1 Probanden, Ladeszenarien und Fahrprofile

Die durchgeführte Nutzersimulation soll ein realistisches Fahrverhalten von Elektroautos nachbilden. Aus diesem Grund wurden reale Fahrprofile von Probanden aus dem FfE-Projekt eFlott /FFE-22 11/ benutzt. Im Rahmen dieses Projekts wurden Fahrprofile von Nutzern konventioneller Fahrzeuge im Mittel drei Monate lang erfasst.

Die Probanden wurden so ausgewählt, dass im Vorfeld das technische und wirtschaftliche Potential für einen Wechsel zur Elektromobilität vorhanden war. Die wichtigsten Kriterien, die erfüllt werden mussten, sind folgende:

- Tägliche Pendlerstrecke mit zwischen 5 km und 150 km
- Persönliche Lademöglichkeit
- Pendlerstrecke innerhalb des Einzugsgebiets Münchens

Für die Fahrprofile wurden lediglich Geschwindigkeitsprofile und Höhendaten verwendet, da aus datenschutzrechtlichen Gründen die realen GPS-Koordinaten nicht zugänglich sind. Zusätzlich dazu wurde lediglich ein Zustandsvektor übergeben, der den Parkort beschreibt. Dieser kann „zu Hause“, „an der Arbeit“ oder „woanders“ sein.

Von den insgesamt 125 Probanden wurden zwei selektiert und für die weiteren Berechnungen herangezogen. Für die Auswahl wurden nur Probanden in Betracht gezogen, deren Daten folgende Kriterien erfüllten:

- Die mittlere tägliche Fahrstrecke liegt nahe den Fahrstrecken der bereits im EWi-Modell /FFE-15 12/ definierten Pendlerklassen 1 und 3.
- Das Parken findet zum überwiegenden Teil Zuhause oder am Arbeitsplatz statt.
- Es handelt sich um ein ausgeprägtes Pendlerprofil mit relativ konstanten Fahrzeiten zum Arbeitsplatz.

Die Verteilung der Parkorte und die täglichen Fahrstrecken der beiden selektierten Probanden sind in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Auswahl von Probanden aus dem eFlott Projekt

User	Pendler-Klasse	Tägliche Strecke Klasse	Tatsächliche mittlere Strecke	Verteilung der Parkorte	Fahrzeug (Batterie Kapazität)	Lade-Szenario
User 11	1	26 km/d	26,2 km/d		Th!nk City (28 kWh)	Laden Zuhause mit 3 kW
User 31	3	90 km/d	84,5 km/d		BMW Active E (32 kWh)	Laden Zuhause und Arbeit mit 9 kW

Den Probanden wird jeweils ein Elektroauto zugeordnet, welches im Fahrzeugmodell simuliert wird. Wie in Tabelle 4-1 dargestellt, erhält Pendler 1 einen Th!nk City mit 28 kWh, Pendler 3 einen BMW Active E mit 32 kWh. Die Verschaltung der Zellen in der Batterie wurde unter Berücksichtigung der Batteriespannung des jeweiligen Fahrzeugs und des benötigten Energieinhalts gewählt (die Serienschaltung beeinflusst die Spannung und die Parallelschaltung die Kapazität des Akkus).

Basierend auf den Ladeszenarien aus der Energiewirtschaftssimulation, werden im Rahmen der Nutzersimulation zwei verschiedene Szenarien untersucht. Pendler 1 darf, aufgrund seiner geringen Fahrdistanzen, nur Zuhause mit einer Ladeleistung von 3 kW laden. Pendler 3 darf mit einer erhöhten Ladeleistung (9 kW) sowohl Zuhause als auch an der Arbeitsstelle laden. Es werden keine Ladevorgänge außerhalb der definierten Ladeplätze zugelassen.

4.2 Fahrzeugmessungen und Fahrzeugmodell

Das Fahrzeugmodell der Batterie- und Nutzersimulation ist identisch mit jenem der EWi-Simulation, das bereits in Kapitel 3.2.5 beschrieben wurde.

4.3 Lademodelle und die Modellierung der Ladevorgänge

Nachfolgend wird auf die Synthese der aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvollen Lademodelle zurückgegriffen und ihre Implementierung in der Simulation dargestellt. Es wurden acht Lademodelle implementiert, welche im Folgenden dargestellt werden.

Sofortladen

Das Lademodell „Sofortladen“ wird bei der Nutzer- und Batteriesimulation, wie ebenfalls bei der EWi-Simulation, als Referenz benutzt. Das Lademodell repräsentiert den Fall, bei dem der Fahrzeughalter ein EV ohne Lademanagement betreibt (vgl. Abbildung 3-10).

Die Orte für das Laden und die Ladeleistung werden in den jeweiligen Szenarien definiert.

Preisoptimiertes Laden

Das Modell „Preisoptimiertes Laden“ soll die Vorteile eines gesteuerten Ladevorgangs analysieren, der zu Zeiten geringer Strompreise stattfindet. Das Laden erfolgt dabei in den 15-Minuten-Phasen des Ladefensters ($t_{Stecker}$), während denen die Strompreise (EEX-Day-Ahead) am geringsten sind. Dieses Lademodell ist äquivalent zum Modell „Preisoptimiertes Laden“ der Energiewirtschafts-Simulation (vgl. Abbildung 3-12).

Kontinuierliches Laden

Beim Modell „Kontinuierliches Laden“ wird die Energie über das gesamte Ladefenster ($t_{Stecker}$) mit konstanter Leistung bezogen. Die Ladeleistung ist dabei kleiner oder gleich der maximalen Leistung im jeweiligen Szenario und wird bei jedem Ladevorgang in Abhängigkeit von $t_{Stecker}$ und dem aktuellen SOC neu ermittelt. Dieses Lademodell ist ähnlich mit dem Lademodell „Kontinuierliches Laden“ der EWi-Simulation (vgl. Abbildung 3-11). Unterschiedlich ist lediglich die Definition der unteren Grenze von 800 W für die Ladeleistung. Dies ist besonders bei langen Standzeiten nach kurzen Fahrten notwendig.

Beim Lademodell „Kontinuierliches Laden“ wird, bis auf wenige Ausnahmen bei denen die Ladeleistung begrenzt wird, die gesamte Zeit zwischen Ankunft und Abfahrt für den Ladevorgang genutzt. Mit diesem Lademodell soll überprüft werden, wie sich die Alterung der Batterie bzgl. der Zyklenfestigkeit in diesem Extremfall (geringste Ladeleistung) im Vergleich zum Lademodell „Sofortladen“ verhält.

4.4 Batteriemessungen

In diesem Kapitel werden die durchgeführten Batteriemessungen und ihre Ergebnisse dargestellt. Ziel der Messungen war es, geeignete Parameter für ein Batterie-Simulationsmodell zu finden und diese zu validieren. Hierfür standen zwei identische Batterien sowie eine Vielzahl an einzelnen Zellen zur Verfügung. Nachfolgend werden Versuchsaufbauten, Messmethodiken und Messergebnisse dargestellt. Anschließend erfolgt eine Diskussion bzgl. der Grenzen des Systems.

4.4.1 Prüflinge

Die im Rahmen der Messungen benutzten LiFePO_4 -Zellen zeichnen sich im Vergleich zu anderen Lithium-Batterien durch eine hohe thermische Stabilität sowie eine geringere Brandgefahr aus. Sie können kostengünstig hergestellt werden und besitzen ein umweltfreundliches Kathodenmaterial. Durch ihre hohe Zyklenfestigkeit und ihre hohe Energiedichte sind sie besonders attraktiv für die Elektromobilität [WHIT-01 04]. Aktuelle Nachteile sind das im Vergleich zu anderen Kathodenmaterialien relativ niedrige Elektrodenpotential gegen Li/Li^+ , was zu einer etwas geringeren Energiedichte als bei anderen Lithium-Batterien führt. Außerdem hat Eisenphosphat (FePO_4) in reiner Form im Allgemeinen eine schlechte elektrische Leitfähigkeit [IRV-01 06], was sich negativ auf den Innenwiderstand der Zelle auswirkt.

Die Messungen wurden sowohl an Zellen als auch an Batterien durchgeführt, wobei letztere aus Einzelzellen des gleichen Typs aufgebaut wurden.

4.4.1.1 Zellen

Im Rahmen der Messungen wurden Zellen vom Typ *ANR26650* der Firma *A123 Systems* verwendet. Dabei handelt es sich um Lithium-Eisen-Phosphat Zellen, deren Kathodenmaterial durch eine spezielle Technologie namens *Nanophosphate™ Technology* modifiziert wird. Dadurch erreicht die Zelle höhere Zyklenfestigkeit, Leistung und kalendarische Beständigkeit. [AS-01 10], [ASYS-01 06]

Die Zellen (vgl. Abbildung 4-2) verfügen über eine Kathode (positive Elektrode) aus LiFePO_4 und eine Anode (negative Elektrode) aus Graphit.



Abbildung 4-2: Für die Messungen verwendete LiFePO_4 -Zelle ANR26650 der Firma *A123 Systems*

Die Kenndaten der *ANR26650*-Zellen können Abbildung 4-3 entnommen werden.

Nominal capacity and voltage	2.3 Ah, 3.3 V
Internal impedance (1kHz AC)	8 mΩ typical
Internal resistance (10A, 1s DC)	10 mΩ typical
Recommended standard charge method	3A to 3.6V CCCV, 45 min
Recommended fast charge current	10A to 3.6V CCCV, 15 min
Maximum continuous discharge	70A
Pulse discharge at 10 sec	120A
Cycle life at 10C discharge, 100% DOD	Over 1,000 cycles
Recommended pulse charge/discharge cutoff	3.8V to 1.6V
Operating temperature range	-30°C to +60°C
Storage temperature range	-50°C to +60°C
Core cell weight	70 grams

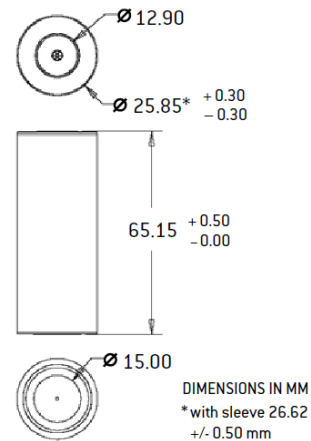


Abbildung 4-3: Auszug aus dem Datenblatt der verwendeten LiFePO_4 -Zellen ANR26650 /AS-01 10/

Wie in Abbildung 4-3 zu sehen ist, können die Zellen mit 70 A einen sehr hohen Entladestrom liefern. Einer der größten Vorteile dieser Batterietechnologie ist ihre intrinsische Sicherheit. Im Gegensatz zu anderen Lithium-Zellen fallen weder an der Anode noch der Katode Sauerstoffatome an, die mit dem Lithium reagieren könnten. Aus diesem Grund kann das in der Zelle gespeicherte Lithium nicht leicht in Brand geraten.

Im Rahmen der Messungen wurden insgesamt 91 Zellen eingesetzt, 53 davon zur Untersuchung der kalendarischen Alterung. 28 weitere wurden ununterbrochen zyklisiert und dienten so der Ermittlung der Zyklenfestigkeit. Die zehn übrigen Zellen wurden für weitere Messungen vorgehalten.

4.4.1.2 Green-Road-Batterien

Die Firma Green Road GmbH lieferte im Juli 2011 zwei Batterien, mit denen die Batteriemessungen durchgeführt werden konnten. Der schematische Aufbau der neuen Batterien wird in Abbildung 4-4 dargestellt.

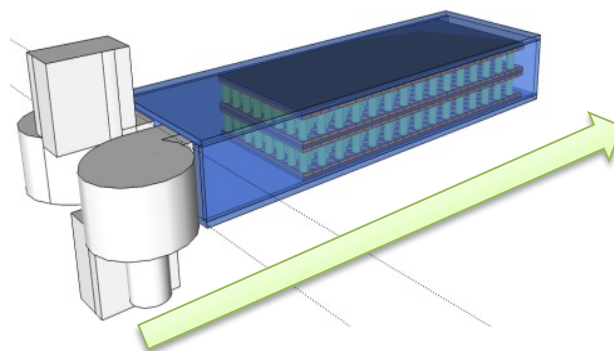


Abbildung 4-4: Schematischer Aufbau der Green-Road-Batterie inkl. Lüftungskonzept

In Abbildung 4-5 ist eine der untersuchten Green-Road-Batterien abgebildet.

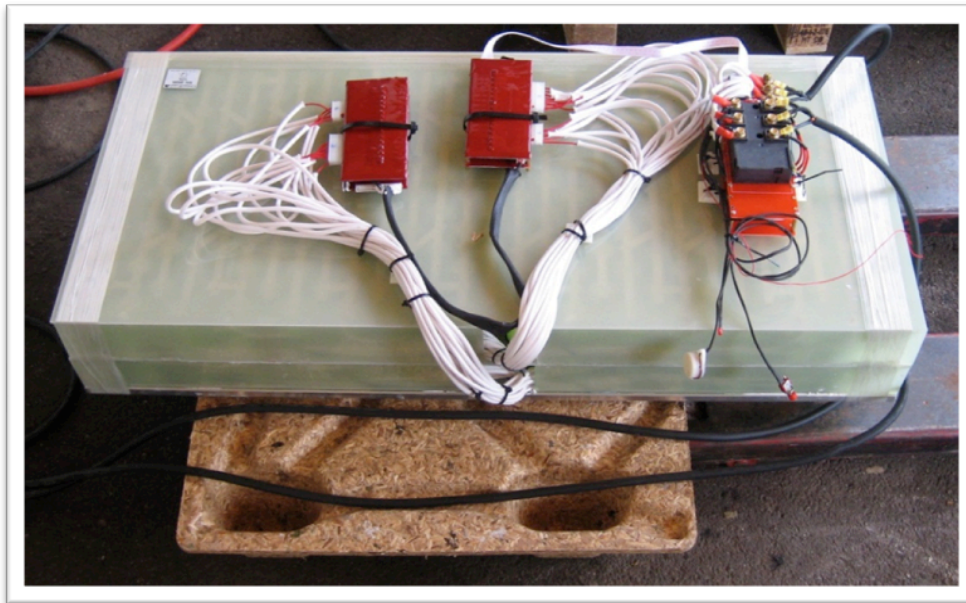


Abbildung 4-5: *Green-Road-Batterie*

Das Batteriemanagementsystem (BMS) wurde, wie in Abbildung 4-5 dargestellt, oberhalb der Batterie befestigt, um zu verhindern, dass diese im Falle eines Brandes durch die Stichflamme geschädigt wird. Die Balancingplatinen (linkere und mittlere Platine) sind mit brandgeschützten Kabeln (weiß) mit den einzelnen Zellenstufen verbunden. Die Hauptplatine ist in Serie mit den Balancingplatinen über einen Datenkabel verbunden.

Elektrische Verschaltung

Die Green-Road-Batterien bestehen jeweils aus zwei Modulen à 225 Zellen in der Verschaltung 15P15S. Die beiden Module sind übereinander angeordnet (vgl. Abbildung 4-6) und seriell verschaltet.

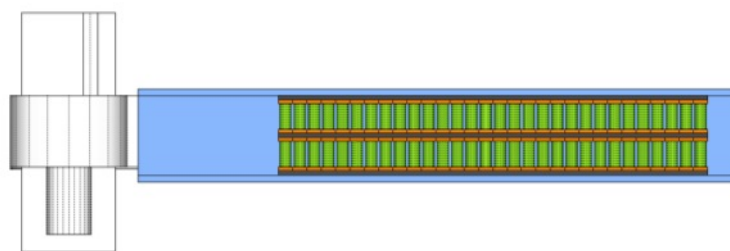


Abbildung 4-6: *Schematischer Seitenblick auf die Green-Road-Batterie*

Da das BMS der Green-Road-Batterien ermöglicht keine CAN-Bus-Kommunikation ermöglicht, ist die Anbindung an den Prüfstand etwas aufwändig. Jede zweite Spannungsstufe muss einzeln messtechnisch angebunden werden.

Kühlung

Nach andere Erfahrungen mit ähnliche Batterien wurde bei der Konzeption der Green-Road-Batterien viel Wert auf die Kühlung gelegt. Aus diesem Grund wurden große

Freiräume zwischen den Zellen gelassen (vgl. Abbildung 4-7), um hohe Luftdurchsätze zu ermöglichen.

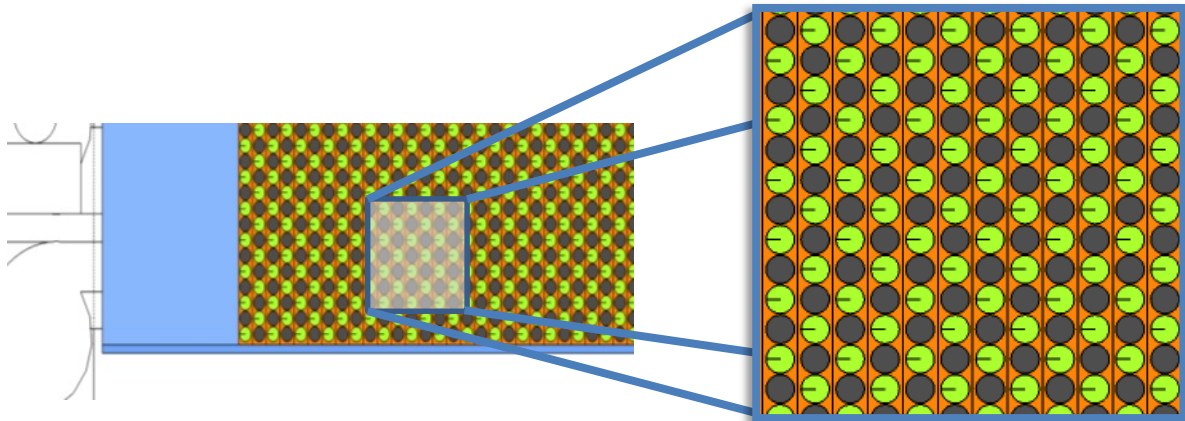


Abbildung 4-7: Schematischer Blick von oben auf die Green-Road-Batterie

Wie in Abbildung 4-7 zu erkennen ist, wurde zwischen zwei Zellen jeweils ein „Platz“ frei gelassen, an dem auch eine Zelle hätte montiert werden können (vgl. Abbildung 4-8).



Abbildung 4-8: Seitlicher Blick in das Modul einer Green-Road-Batterie

Die Kühlung hat sich als erfolgreich erwiesen, sowohl bei Messungen mit 20°C Umgebungstemperatur als auch bei 40°C (vgl. Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10).

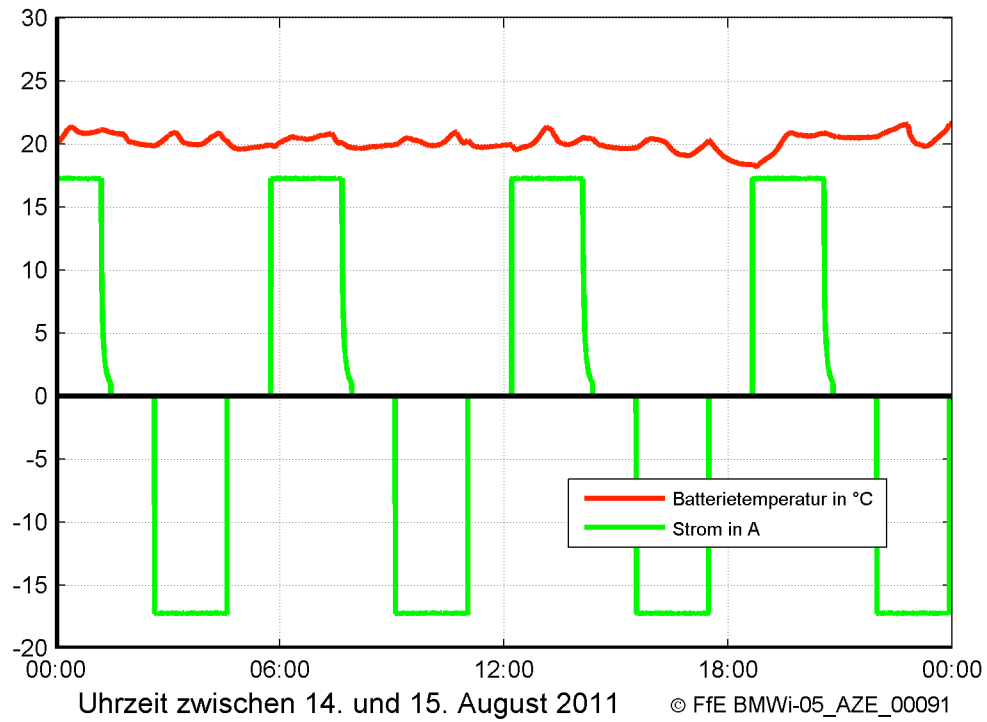


Abbildung 4-9: Temperatur- und Stromverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Batterie-Solltemperatur von 20°C und einer C-Rate von 0,5

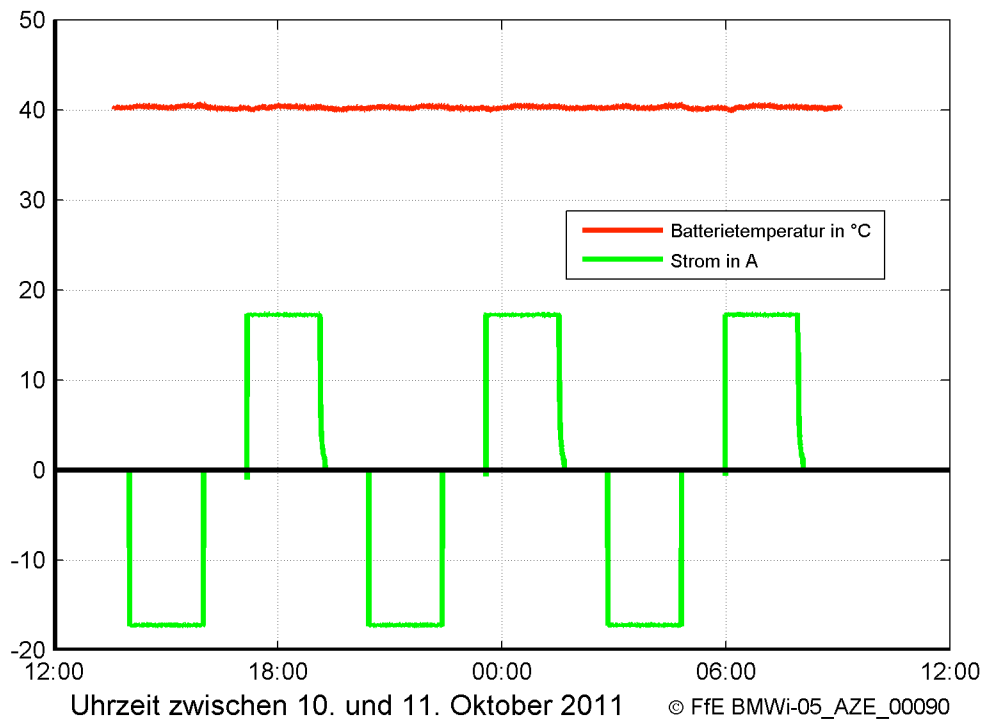


Abbildung 4-10: Temperatur- und Stromverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Batterie-Solltemperatur von 40°C und einer C-Rate von 0,5

Aufgrund des hohen Luftstroms durch die Batterie kann davon ausgegangen werden, dass die Temperaturunterschiede zwischen den zuerst und den zuletzt angeströmten Zellen vernachlässigbar klein sind. Dies wurde messtechnisch bestätigt.

Batteriemanagementsystem (BMS)

Das BMS (vgl. Abbildung 4-11) der Green-Road-Batterien stellt eine Schwachstelle dar.

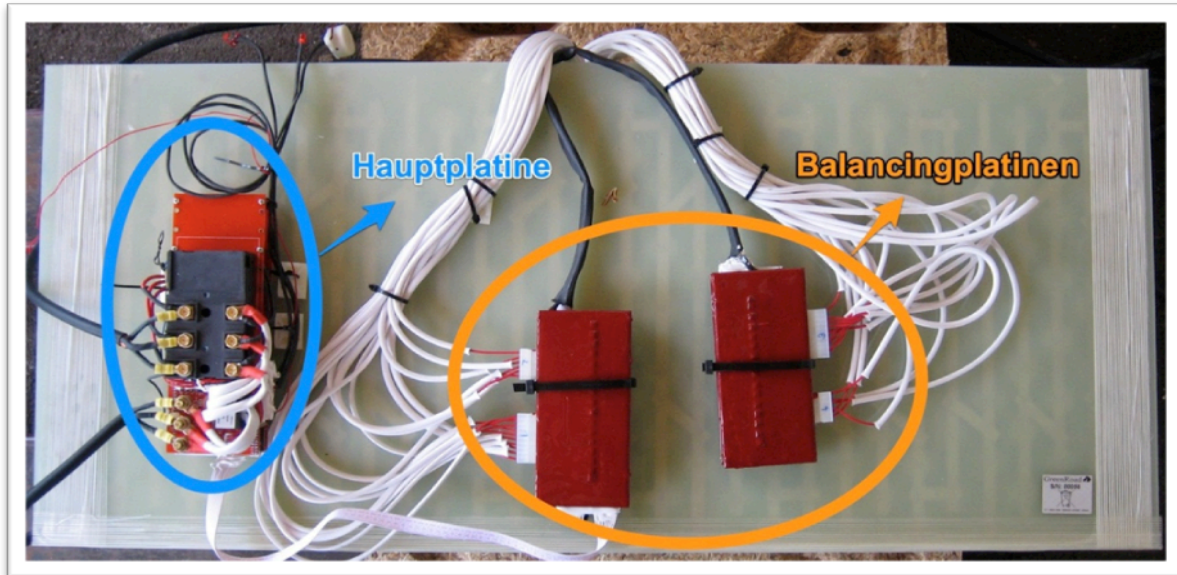


Abbildung 4-11: Blick von oben auf eine der Green-Road-Batterien inkl. ihres BMS

Das eingesetzte BMS war zur damaligen Zeit das einzige am Markt erhältliche BMS für Lithium-Batterien, das 30 in Serie geschaltete Zellenstrings balancieren konnte.

Wie in Abbildung 4-11 ersichtlich, ist das BMS in drei getrennte Platinen unterteilt. Die zwei Balancingplatinen sind identisch. Zusätzlich können die Platinen miteinander kommunizieren, so dass auch Spannungsunterschiede zwischen den Modulen angeglichen werden können. Laut Hersteller arbeiten die Balancingplatinen autonom (d. h. auch ohne Hauptplatine). Im Rahmen der durchgeführten Messungen stellte sich jedoch heraus, dass die Balancingströme höher sind, wenn die Balancingplatinen mit der Hauptplatine verbunden sind.

Für die eigentliche Spannungsüberwachung jeder einzelnen Zelle bzw. Parallelschaltung sorgt die Hauptplatine. Es gibt jeweils eine Warngrenze und eine Abschaltgrenze. Sobald die Spannung einer Stufe die Warngrenze überschreitet, ertönt zunächst ein Signalton. Sollten sich die Spannungen in der Folge weiter von diesem Wertebereich entfernen, so wird zusätzlich das Hauptrelais in der Hauptplatine geöffnet und somit der Stromfluss unterbrochen. Zusätzlich zur Spannungsüberwachung ermöglicht die Hauptplatine auch eine Stromüberwachung sowie einen Überspannungsschutz.

Das Green-Road-BMS verfügt über keine Kommunikationsschnittstelle nach außen. Somit können keine Werte aus dem BMS ausgelesen werden.

Die BMS-Platinen fielen mehrmals während der Messungen aus. Dabei ist unklar, ob dies auf grundsätzliche Qualitätsmängel bei den Platinen oder auf die hohen Beanspruchungen durch die Prüfzyklen zurückzuführen ist, wofür das BMS

möglicherweise nicht ausgelegt war. Nachfolgend wird näher auf die BMS- und Balancing-Probleme eingegangen.

BMS- und Balancing-Probleme in einer der Green-Road-Batterien

Im Rahmen der durchgeführten Messungen traten an einer der beiden Batterien beim Zyklisieren (Umgebungstemperatur in Klimakammer: 40°C) zunächst Defekte an der Hauptplatine, kurz darauf auch an einer der Balancingplatinen auf. Die Ursachen hierfür können aufgrund der mangelhaften Dokumentation der BMS-Systeme jedoch nicht wissenschaftlich belegt werden.

Die Hauptplatine und beide Balancingplatinen wurden ausgetauscht, was zu einer Verzögerung im Zeitplan führte. Während der Zeit ohne Hauptplatine konnte der Akku nicht zyklisiert werden. Trotzdem drifteten die Spannungen der Zellen in dieser Zeit sehr stark voneinander weg. In Abbildung 4-12 sind die Spannungen im Modul 2 am Ende der Ladephase dargestellt.

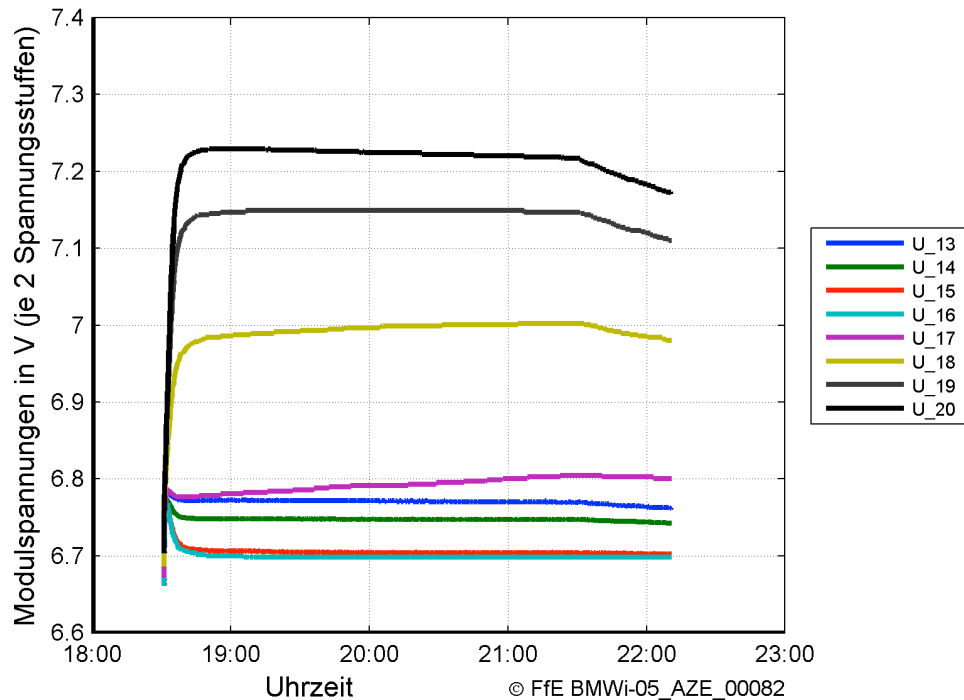


Abbildung 4-12: Verlauf der Modulspannungen in Modul 2 der Green-Road-Batterie im Ladezustand

Analog trat ein ähnlicher Effekt beim Entladen auf. In Abbildung 4-13 sind die Spannungen der Zellen im Entladezustand dargestellt.

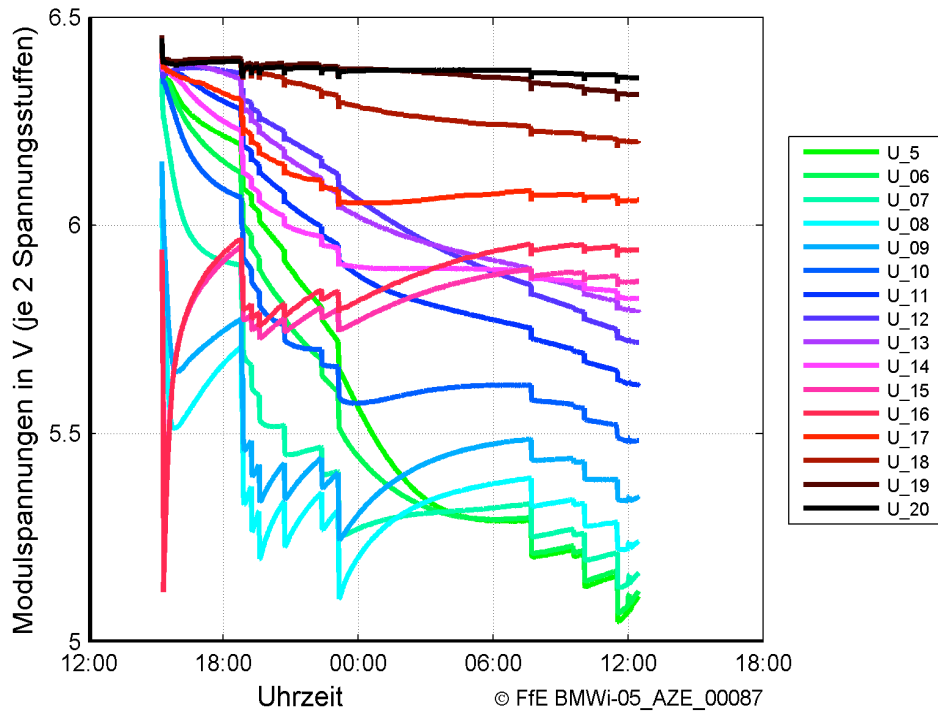


Abbildung 4-13: Verlauf der Modulspannungen der Green-Road-Batterie im Entladezustand

Die in Abbildung 4-13 ersichtlichen Sprünge resultieren aus einer Absenkung der vorgegebenen Sollspannung. Es ist erkennbar, dass vor 18 Uhr die Zellspannungen noch eine beliebige Reihenfolge haben. Nach 6 Uhr hingegen sind die Spannungen zwar stark unterschiedlich, aber in der „richtigen“ Reihenfolge⁷. Dabei haben die Spannungen U_18 bis U_20 den höchsten Wert. Diese Stufen sind stärker geladen als die anderen (vgl. Abbildung 4-12). Es ist also ersichtlich, dass ein vollständiges Balancieren der Zellen viel zu lange dauern würde. Diese Erkenntnis führte – in Absprache mit dem Hersteller – zu der Entscheidung, stattdessen ein manuelles Balancing durchzuführen. Die Spannungsverläufe nach dem manuellen Balancing sind in Abbildung 4-14 dargestellt.

⁷ Sobald die Zellen bzw. Zellenstufen einer Batterie nicht richtig balanciert sind (unterschiedliche Spannungen), führt das Balancing-System zu einem Spannungsgefälle zwischen den meist und am wenigsten geladenen Zellen. Dies resultiert aus der Funktionsweise eines kapazitiven Balancing-Systems.

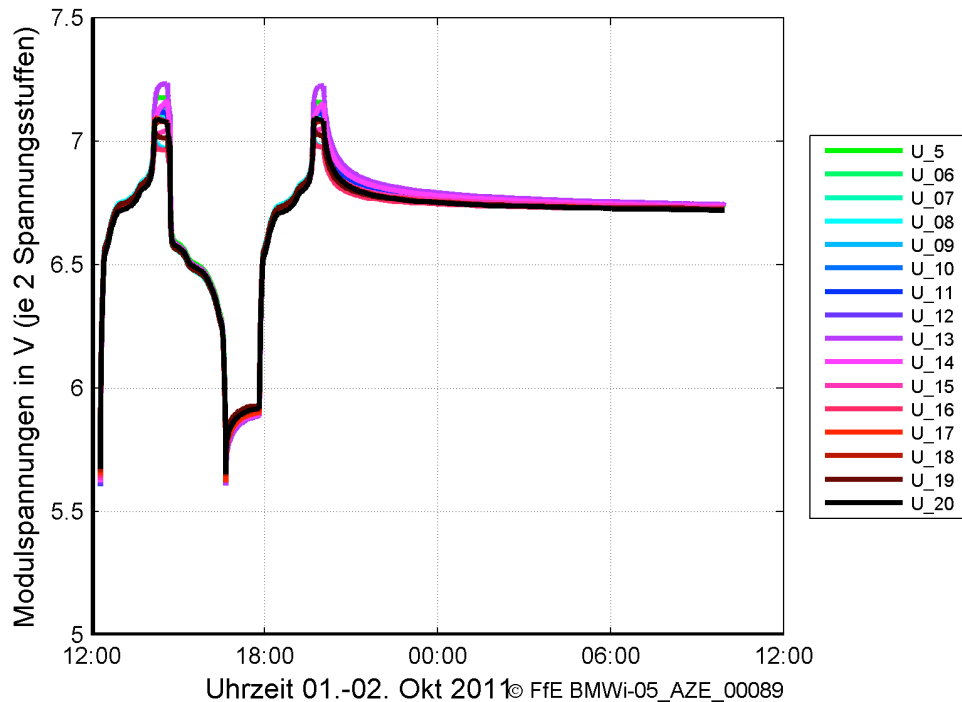


Abbildung 4-14: *Verlauf der Modulspannungen der Green-Road-Batterie nach dem manuellen Balancing*

Die Spannungsverläufe in Abbildung 4-14 zeigen im Vergleich zu vorher deutlich geringere Unterschiede auf. Auch während des Balancings ergeben sich geringe Spannungsunterschiede. Das Balancing wurde nach dieser Erkenntnis weitergeführt.

4.4.2 Messtechnik und Prüfstände

Die während den Messungen eingesetzte Messinfrastruktur wird nachfolgend dargestellt.

Zellenprüfstand

Der Zellenprüfstand ATGB 1200 ist eine Eigenentwicklung der Firma BMZ GmbH. Das Gerät wird u. a. benutzt, um Zellen zu zyklisieren. Das ATGB 1200 hat eine maximale Leistung von 200 W und kann für Spannungen bis maximal 48 V eingesetzt werden. Der maximale Strom beträgt 10 A.

Batterieprüfstand

Im Rahmen des Projekts AZE wurde durch die FfE ein Prüfstand der Firma Kratzer Automation AG erworben.

Der Prüfstand hat eine maximale Leistung von 150 kW. Es sind Spannungen bis 800 V möglich, wobei zusätzlich ein zweiter Messbereich bis 200 V eingebaut wurde, um auch bei geringeren Spannungen eine hinreichend hohe Genauigkeit zu erlangen. Der maximale Strom beträgt 500 A in Lade- und Entladerichtung.

Die FfE verfügt zusätzlich über zwei Prüfstände der Firma Digatron mit einer Leistung von 90 kW bei maximal 300 V und 300 A.

Prüfcontainer

Der Prüfcontainer wurde für die 40°C Messungen eingesetzt. Die Temperaturregelung wurde mittels eines Mikroprozessors und einer elektrischen Heizung realisiert. Durch eine Isolierschicht von 60 mm Mineralwolle und einer Verkleidung mit 25 mm Rigipsplatten kann im Feuerfall eine äußere Höchsttemperatur von 100°C gewährleistet werden.

Klimakammer

Die Klimakammer wurde für die 20°C Messungen eingesetzt. Die Temperaturregelung wurde mit einem Mikroprozessor realisiert, der ein Klimaaggregat steuert. Um das Takten des Klimaaggregats zu reduzieren, wurden 600 l Wasser in der Kammer gelagert, was zu einer deutlichen Erhöhung der thermisch trägen Masse führte.

4.4.3 Theoretische Grundlagen zur Alterung von Lithium-Eisen-Phosphat Batterien

Die Alterung einer Batterie wird als SOH (*State of Health*) bezeichnet. Während des Betriebs der LiFePO₄-Zellen erfahren diese eine Materialveränderung, welche zu Kapazitätsverlust und Leistungsreduktion führt. Größte Alterungsursachen bei einer betriebsfähigen Zelle sind Temperatur, Ladezustand und Strom. /IRV-01 06/

Die verschiedenen Alterungseffekte treten gleichzeitig auf und können nicht isoliert oder einzeln betrachtet werden. An den Klemmen der Zelle kann nur die aktuelle Kapazität messtechnisch ermittelt werden, die jedoch von Alterungsvorgängen beeinflusst wird. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Alterungseffekte in zwei Alterungsmechanismen gruppiert, die messtechnisch erfasst werden können (vgl. Abbildung 4-15).

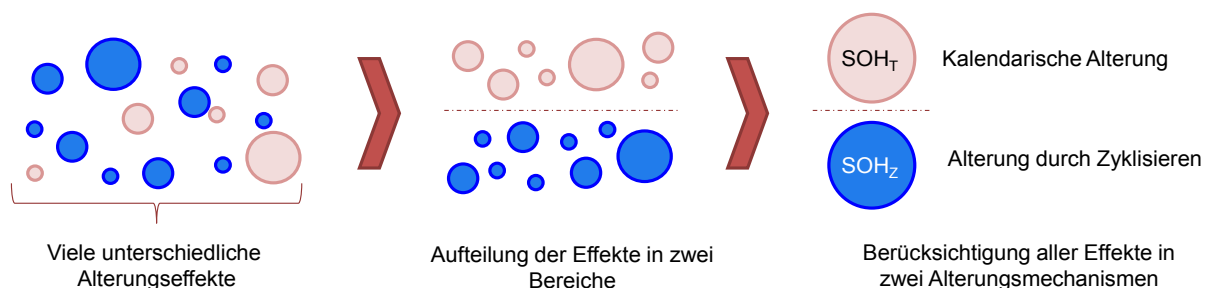


Abbildung 4-15: Aufteilung und Gruppierung der Alterungseffekte

Die in Abbildung 4-15 dargestellten Alterungsmechanismen wurden im Rahmen dieser Arbeit messtechnisch untersucht. Nachfolgend werden die theoretischen Grundlagen der wichtigsten Alterungsprozesse, entsprechend dem aktuellen Stand der Wissenschaft, kurz dargestellt.

Kapazitätsverlust durch Volumenarbeit

Sowohl die Anode als auch die Kathode leisten während der Lade- und Entladevorgänge Volumenarbeit. Hierdurch ändert sich die Morphologie der Elektroden. Es entstehen

unter anderem Risse im Bindematerial sowie Kontaktverluste zum Kollektor. Dadurch kann es in der Elektrode zur irreversiblen Interkalation⁸ kommen. Es kann somit kein Elektron mehr zwischen dem Kollektor und dem Aktivmaterial ausgetauscht werden. Dies hat einen irreversiblen Kapazitätsverlust zur Folge. /HERB-01 10/

Kapazitätsverlust als Folge des *Solid Electrolyte Interfaces*

An der Grenzschicht zwischen den Elektroden und dem Elektrolyt bildet sich während der ersten Lade- und Entladevorgänge eine Deckschicht (SEI, *Solid Electrolyte Interface*). Diesen Vorgang bezeichnet man als Passivierung. Durch die Benutzung der Batterie lagern sich Zersetzungsprodukte der organischen Lösungsmittel des Elektrolyts an den Elektroden ab, wodurch die aktive Oberfläche der Elektroden reduziert wird. Diese Schicht wächst mit zunehmender Zeit und damit steigt auch gleichzeitig der Innenwiderstand der Zelle. /HERB-01 10/

Degeneration der Elektroden und Kollektoren

Mit der Zeit baut sich das Bindemittel der Elektroden ab. Gerade an der Kathode der LiFePO₄-Zellen hat dies zur Folge, dass die elektrische Leitfähigkeit sinkt und somit der Innenwiderstand steigt. Zudem kommt es an den Kollektoren zu Korrosion. /HERB-01 10/.

Die Messungen wurden sowohl auf Zellenebene als auch auf Batterieebene durchgeführt. Sie können dabei, wie bereits beschrieben, in zwei Arten unterteilt werden:

- Messungen der kalendarische Alterung
- Messungen der Alterung durch Zyklisierung

Nachfolgend wird die Methodik der Messungen beider Alterungsmechanismen einzeln dargestellt.

4.4.4 Messmethodik und Beschreibung der kalendarischen Alterung

Die Messung der kalendarischen Alterung (ΔSOH_T) wurde ausschließlich mit Zellen durchgeführt. Die hierfür angewandte Methodik und der Messplan werden im Folgenden dargestellt.

4.4.4.1 Messplan

Die Zellmessungen für die kalendarische Alterung (ΔSOH_T) wurden zwischen Juni 2010 und April 2012 durchgeführt /FFE-23 11/. Die Zellenmessungen wurden in drei Kategorien unterteilt (vgl. Abbildung 4-16): Grundmessungen (rote Punkte), Centerpoints (blaue Punkte) und Randpunkte (grüne Punkte).

⁸ Als Interkalation wird die Einlagerung von Molekülen bzw. Ionen in eine chemische Verbindung bezeichnet. Irreversible Interkalation findet statt, sobald ein Schaden durch die Interkalation das „Auslagern“ der Moleküle verhindert, sodass diese „festsitzen“, und somit die Kapazität des Akkus vermindern.

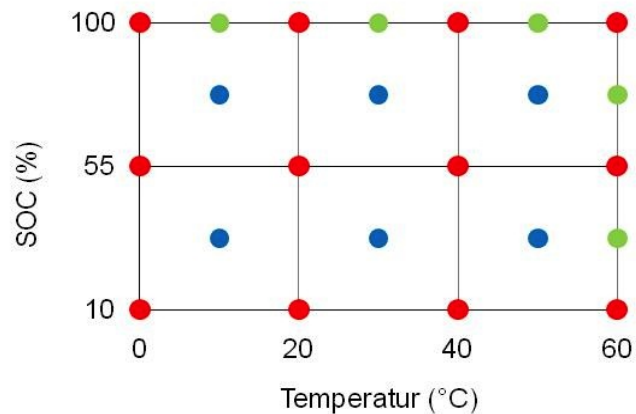


Abbildung 4-16: *Messmatrix ΔSOH_T – Grundmessungen, Centerpoints und Randpunkte*

Die Centerpoints und Randpunkte aus Abbildung 4-16 wurden ausschließlich zu Validierungszwecken genutzt.

Es wurden Messungen bei vier unterschiedlichen Temperaturniveaus und drei unterschiedlichen Ladezuständen durchgeführt. Alle Zellen der gleichen Temperatur wurden zusammen in einer Klimabox gelagert (vgl. Abbildung 4-17).



Abbildung 4-17: *Schematischer Aufbau einer Klimabox*

Die Zellen wurden in der Klimabox elektrisch isoliert voneinander platziert. Um dabei eine ausreichende Luftzirkulation zwischen den Zellen zu gewährleisten, verfügte jede Box über einen Lüfter.

Mittels eines Prognosetools zur Entwicklung der Zellalterung wurde am Anfang jeder Woche ein Messplan generiert. Das Kriterium für die Messung einer Zelle am Prüfstand war entweder eine prognostizierte Alterung von mehr als 2 % zwischen den Messzeitpunkten oder eine vergangene Zeit von 120 Tagen seit der vorherigen Messung.

Für eine Messung wurden die zu messenden Zellen zunächst der Klimabox entnommen und auf Raumtemperatur (20°C) klimatisiert. Danach wurde jede Zelle einzeln am ATGB-Zellenprüfstand zyklisiert. Dabei wurde unter anderem die maximal

entnehmbare Kapazität gemessen, von der sich auf den aktuellen Alterungszustand der Zelle schließen ließ.

Der vorgestellte Messplan wurde ebenfalls von /GROOT-01 12/ für ähnliche Messungen an den gleichen Zellen verwendet.

4.4.4.2 Methodik

Zur Beginn der Messreihe wird die Kapazität der Zelle überprüft. Dafür wird der folgende Messzyklus (vgl. Abbildung 4-18) verwendet.

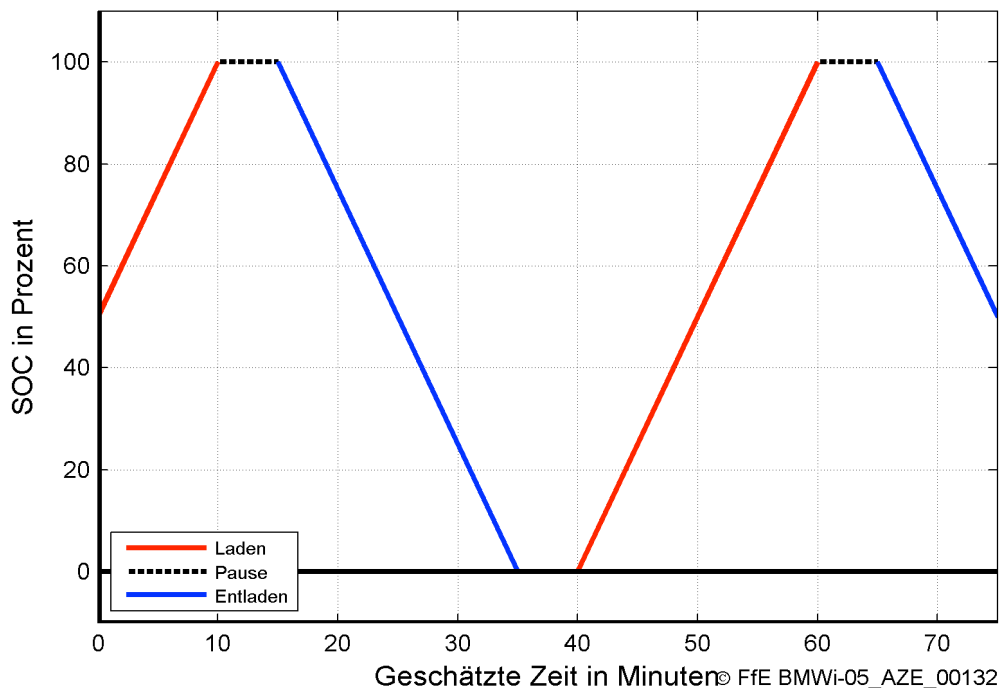


Abbildung 4-18: Verlauf des Messzyklus zur Kapazitätsbestimmung bei der Messung der kalendarischen Alterung

Beschreibung des Messzyklus zur Kapazitätsbestimmung bei der Messung der kalendarischen Alterung:

- Vollständige Ladung bei einer Stromstärke von 3 C, bis die Zelle vollständig geladen ist. Eine C-Rate von 3 impliziert eine Ladung mit einem Strom, der dem dreifachen Umsatz der Nennkapazität entspricht. Im gegebenen Fall entspricht 3 C einem Strom von $2,3 \text{ Ah} \cdot 3/\text{h} = 6,9 \text{ A}$.
- Die Zelle ruht 5 Minuten
- Vollständige Entladung bei einer Stromstärke von 3 C. Dabei wird die maximale Entladekapazität $C_{max,ela}$ gemessen.
- Die Zelle ruht 5 Minuten
- Vollständige Ladung bei einer Stromstärke von 3 C. Dabei wird die maximale Ladekapazität $C_{max,lad}$ gemessen.
- Die Zelle ruht 5 Minuten
- Entladung bei einer Stromstärke von 3 C, bis der gewünschte SOC erreicht wird.

Anschließend werden die Zellen in der entsprechenden Klimabox gelagert. Nach Ablauf der Lagerungszeit wird die Zelle temperiert und der Messzyklus wird wiederholt. Der an

diesem Punkt verbleibende SOH (SOH_{Zelle}) errechnet sich aus der entnehmbaren Kapazität ($C_{max,ela}$) und der Nennkapazität (C_N) nach **Formel (2)**.

$$SOH_{Zelle} = \frac{C_{max,ela}}{C_N} \quad (2)$$

Für jede Messreihe wird eine Funktion angenähert. Diese ist entweder eine Potenzfunktion oder eine lineare Funktion.

Die Potenzfunktion (**Formel (3)**) eignet sich am besten, um den Verlauf der Alterung darzustellen.

$$SOH_t(t, T, SOC) = A \cdot (B + t)^C \quad (3)$$

Bei Messreihen, die keine nennenswerte Alterung aufwiesen, wird der Verlauf der Alterung linear interpoliert.

Die Parameter A , B und C sowie Steigung und Offset der linearen Funktion wurden durch ein Optimierungsverfahren so bestimmt, dass der Fehler zwischen Funktion und Messergebnissen nach der Methode der kleinsten Quadrate am geringsten war. Sie hängen von der Temperatur T und dem SOC ab.

4.4.5 Ergebnisse der Messungen der kalendarischen Alterung

In den folgenden Abbildungen sind die Alterungsverläufe der Zellen als SOH über die Zeit t graphisch dargestellt. Es wurde an jeden Hauptpunkt der Messmatrix (vgl. Abbildung 4-16) gemessen, jeweils mit drei Zellen (Cell 1 bis Cell 3), und schließlich aus den Messwerten ein Fit, die sog. Alterungskurve, erstellt (rote Kurve, vgl. Abbildung 4-19).

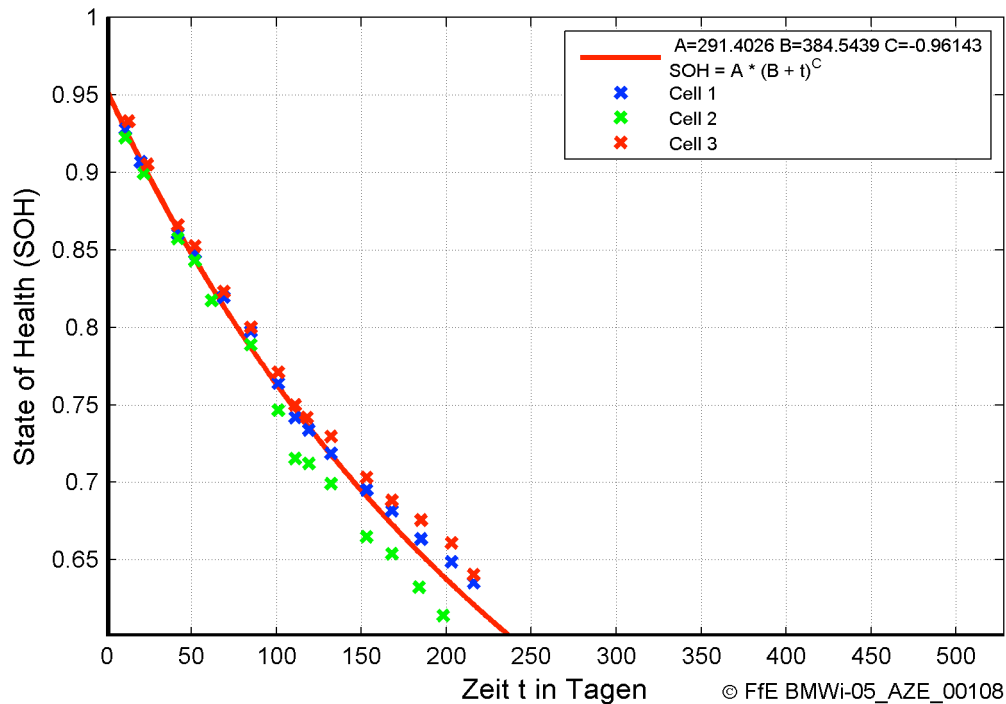


Abbildung 4-19: Messwerte und kalendarische Alterung bei 60°C und 100 % SOC

In Abbildung 4-19 ist der Alterungsverlauf der Zellen bei 60°C und einem SOC von 100 % dargestellt. Der Verlauf wird durch die in der Abbildung angegebene Potenzfunktion angenähert.

Bei dieser Konfiguration altern die Zellen am schnellsten. Nach weniger als 100 Tagen erreichen die Zellen 80 % ihrer Nennkapazität. Der SOH der Zellen lag bei Messbeginn bereits unterhalb 100 %, weil die Zellen bis zum Messbeginn naturgemäß durch Lagerung und Transport bereits gealtert sind. Zusätzlich kann auch eine statistische Streuung bei der Fertigung der Zellen stattfinden.

Werden die Zellen nicht im vollgeladenen Zustand, sondern stattdessen bei 10 % SOC gelagert, so altern sie gemäß Abbildung 4-20.

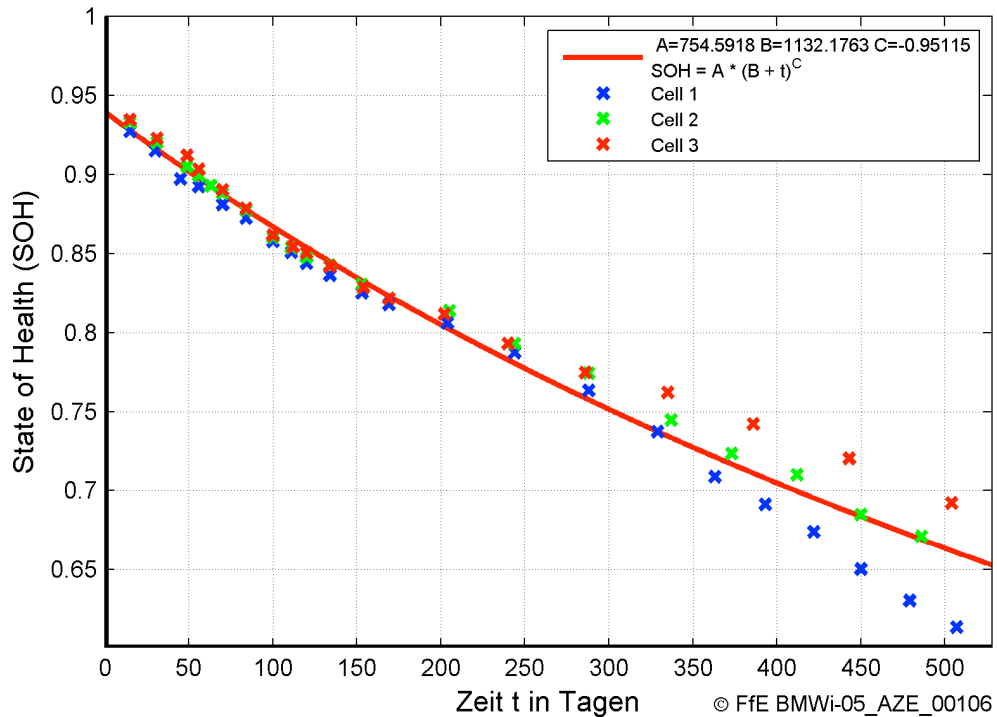


Abbildung 4-20: Messwerte und kalendarische Alterung bei 60°C und 10 % SOC

Bei einem Lagerungs-SOC von 10 % verläuft der Alterungsprozess der Batterie deutlich langsamer (vgl. Abbildung 4-20) als bei einem Lagerungs-SOC von 100 %. Die 80 %-SOH-Grenze wird im Gegensatz zu vorher erst nach ca. 200 Tagen erreicht. Am Ende der Messung trat eine merkliche Streuung der Messwerte auf, was auf eine unterschiedliche Alterungsgeschwindigkeit von identisch gelagerten Zellen zurückzuführen ist.

Bei 0°C Lagerungstemperatur verläuft die Alterung am langsamsten, gemäß Abbildung 4-21.

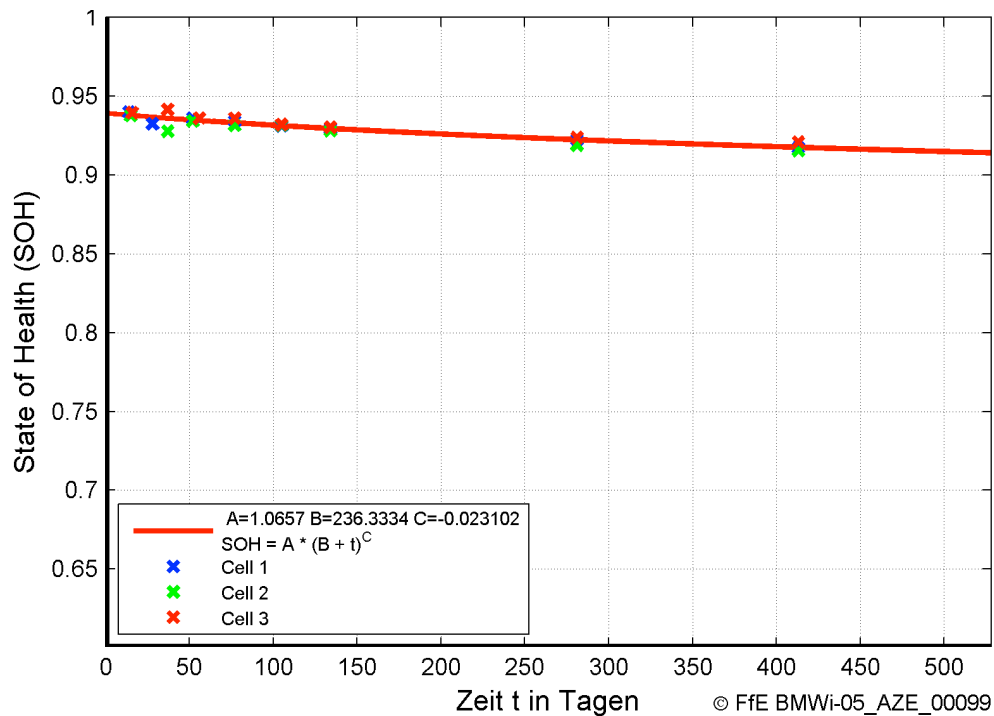


Abbildung 4-21: Messwerte und kalendarische Alterung bei 0°C und 100 % SOC

In Abbildung 4-21 ist die kalendarische Alterung bei einer Lagerungstemperatur von 0°C in vollgeladenem Zustand dargestellt. Die Messfrequenz wurde hierbei ab dem 150. Tag reduziert, weil die Alterung zwischen den Messpunkten nur sehr gering ausfiel. Es ist zu erkennen, dass selbst nach einer Extrapolation auf 500 Tage der SOH nicht die 90 % Marke unterschreitet.

Bei einem Lagerungs-SOC von 10 % ist die Alterung abermals geringer als bei einem von 100% (vgl. Abbildung 4-22).

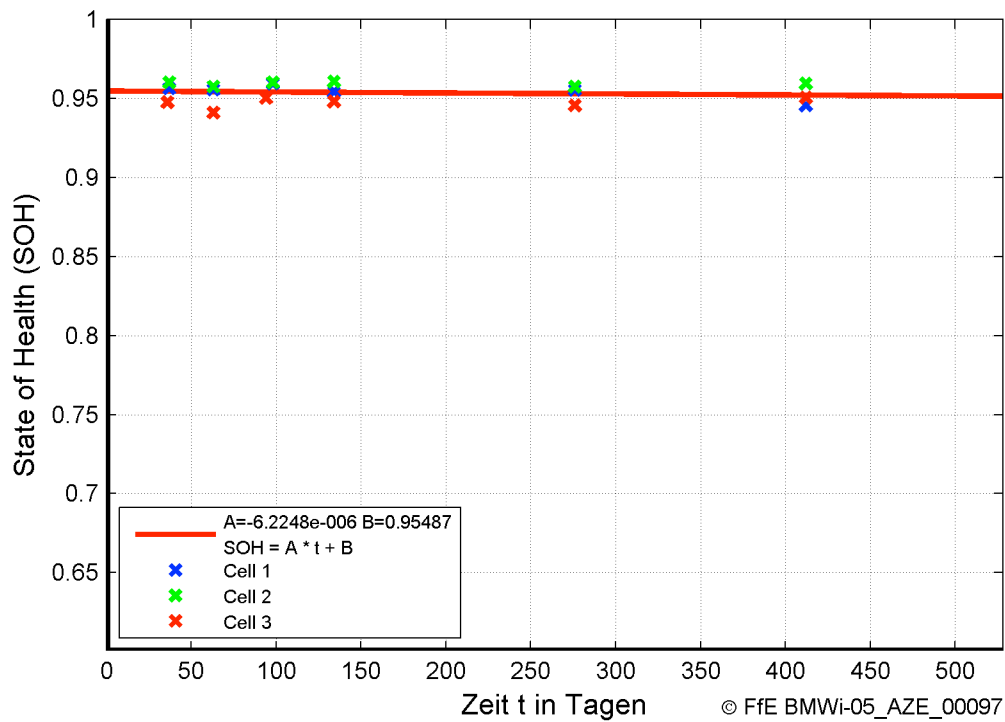


Abbildung 4-22: Messwerte und kalendarische Alterung bei 0°C und 10 % SOC

Wie in Abbildung 4-22 zu erkennen ist, ist die Alterung bei gering geladenen Zellen und 0°C vernachlässigbar. Aufgrund der geringen festgestellten Alterung wurde diese Kurve linear interpoliert.

Die Messungen bei Lagerungstemperaturen von 20°C und 40°C sowie bei einem Lagerungs-SOC von 55 % führten ebenfalls zu Ergebnissen in der geforderten Qualität. In Abbildung 4-23 sind alle Alterungskurven zusammengetragen.

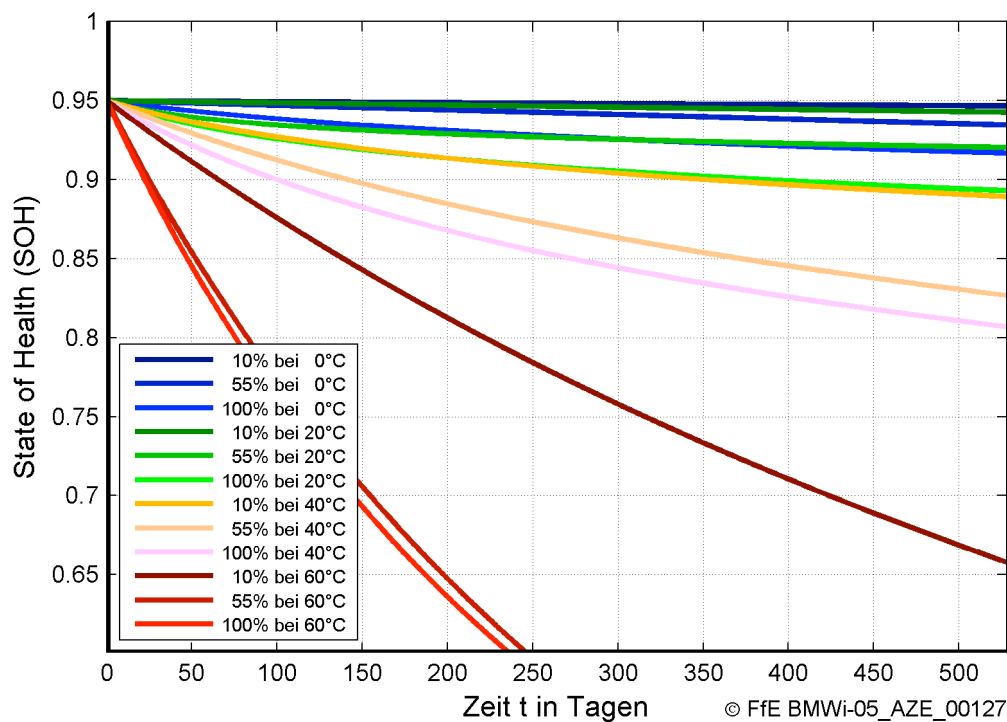


Abbildung 4-23: *Kalendarische Alterung aller Hauptpunkte*

Wie in Abbildung 4-23 zu erkennen ist, altern die Zellen mit zunehmender Lagerungstemperatur und zunehmendem SOC.

4.4.6 Messmethodik und Beschreibung der Alterung durch Zyklisierung

4.4.6.1 Messplan

Die durchgeführten Messungen zur Bestimmung der Alterung durch Zyklisierung unterlagen einem mehrmals modifizierten Messplan. Der Plan musste zunächst wegen Verspätungen im Bereich der Messinfrastruktur (Prüfstands Aufbau und Inbetriebnahme) verändert werden. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse wurden allerdings konsequent in die neuen Planungen aufgenommen.

Die Messungen der Alterung durch Zyklisierung oder Zyklusfestigkeitsmessungen, wurden mit den zwei Green-Road-Batterien durchgeführt.

Bei den Batteriemessungen wurden aus Sicherheitsgründen die Lade- und Entladegrenzen abweichend von den Angaben des Herstellers definiert. Die Ladeschlussspannung der Batterie wurde um 2 % reduziert und die Entladeschlussspannung um 18 % erhöht. Diese Verengung der Spannungsgrenzen beeinflusst die Kapazität der Batterie und reduziert diese um ca. 1,5 %, was bei der Ermittlung der Alterungsfunktionen berücksichtigt wurde. Die Pausen zwischen Laden und Entladen bzw. Entladen und Laden wurden in Abhängigkeit von der Batterietemperatur so gewählt, dass diese während der Messphase auf ihrem jeweiligen Sollwert gehalten werden konnte.

Da bei den Batteriemessungen mit zwei Prüflingen vier Messpunkte gemessen werden sollten, wurde ein spezielles Messverfahren angewendet. Dabei wurden die Green-Road-Batterien bei 20°C bzw. 40°C abwechselnd mit 0,5 C und 3 C zyklisiert. Durch dieses Verfahren ergaben sich pro Batterie je zwei Alterungsgradienten, die abschnittsweise durchlaufen wurden. In der anschließenden Auswertung konnten die einzelnen Alterungsfunktionen dann aus den Messdaten berechnet werden. Dieses Verfahren wird in Abschnitt 4.4.6.3 dargestellt.

4.4.6.2 Messaufbau

Die Batterien werden mit den in Kapitel 4.4.2 beschriebenen Prüfständen der Firmen Kratzer und Digatron zyklisiert. Die Batterien werden dabei bei konstanten Temperaturen gelagert, entweder im Prüfcontainer (bei 40°C) oder in der Batterieklimakammer (bei 20°C).

4.4.6.3 Methodik

Die Alterung durch Zyklisieren kann als Funktion der aktuellen SOH-, Temperatur- und Strom-Werte betrachtet und gemäß **Formel (4)** nach /JPS-01 10/ beschrieben werden.

$$SOH_Z = f(SOH, T, I) = 100 \% - B(I) \cdot e^{-E_a(I)/R \cdot T} \cdot Ah(SOH)^Z(I) \quad (4)$$

mit

SOH _Z [%]:	Zyklusfestigkeit, Alterungsverlauf
B:	Einheitsloser Faktor
E _a [J/mol]:	Aktivierungsenergie
R [J/(mol·K)]:	Universelle Gaskonstante
T [K]:	Temperatur
Ah:	Durchflossene Ampere-Stunden, einheitslos
Z:	Einheitsloser Exponent

Gemäß dem Arrhenius'schen Gesetz (**Formel (5)**) steigt die Reaktionsgeschwindigkeit k mit steigender Temperatur /IRV-01 06/, /WEN-01 99/.

$$k = k_0 \cdot e^{-E_a/R \cdot T} \quad (5)$$

In Formel (5) beschreibt das Arrhenius'sche Gesetz den Einfluss der Temperatur auf die Alterung. Die Alterung nach Formel (4) ist zudem gemäß einer Wurzelfunktion von der Zyklenzahl, indirekt ausgedrückt durch die durchflossene elektrische Ladung, abhängig. Der Exponent Z hat dabei einen Wert im Bereich von ca. 0,5.

Die Green-Road-Batterien wurden zunächst bei jeweils 20°C und 40°C mit 0,5 C (vgl. Abbildung 4-24, grüne Kurve) 8 Wochen lang zyklisiert. Nach der ersten Zyklisierungsphase wurde der Innenwiderstand gemessen. Anschließend wurde eine weitere Zyklisierungsphase bei 3 C (orangene Kurve) für 4 Wochen durchgeführt – abermals mit Messung des Innenwiderstands. Diese Prozedur wurde zwei Mal wiederholt. Als letztens wurde eine kurze 0,5 C Zyklisierungsphase durchgeführt, sodass jede Batterie mindestens 7 Monate lang zyklisiert wurde.

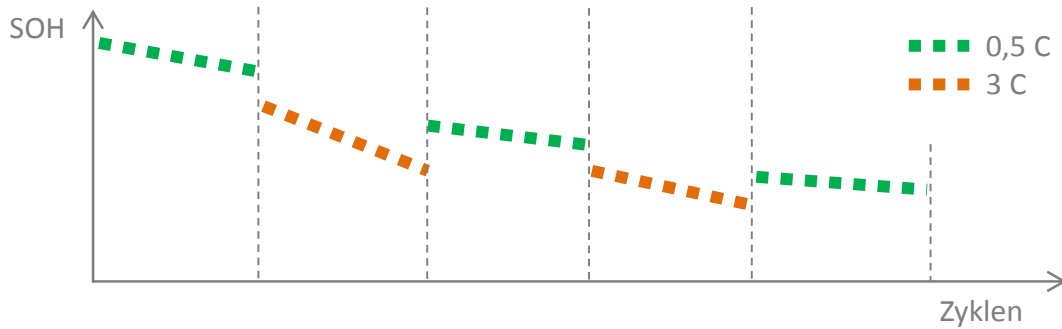


Abbildung 4-24: Schematischer Verlauf der Messungen mit den Green-Road-Batterien

Vor ihrer Auswertung müssen die Messdaten wie folgt aufbereitet werden.

Messungen bei 0,5 C

Zunächst werden die 0,5 C Messungen alleine betrachtet. Nachfolgend wird hierfür ein Optimierungsproblem dargestellt, welches numerisch zu lösen ist.

Die erste Optimierungsvariable ist die theoretische, vor Beginn der Zyklisierungen vorhandene Kapazität der Batterie (X_1 vgl. Abbildung 4-25). Sie entspricht nicht der Nennkapazität, da einerseits die Batterie zu diesem Zeitpunkt bereits mehrere Zyklen durchlaufen hat (z. B. während der Formierung) und da andererseits der Zeitraum von Produktion bis Messbeginn bereits zu kalendarischer Alterung geführt hat. Die Anfangskapazität der Batterien betrug 33,85 Ah, 0,65 Ah niedriger als die theoretische Nennkapazität. Um die erste Messphase in der X-Achse einordnen zu können, muss also eine entsprechende Zyklenzahl gefunden werden, die zu einer Annäherung der Messphase an den Verlauf der Alterungsfunktion führt. Dieser Wert wird durch die Optimierungsvariable X_2 repräsentiert.

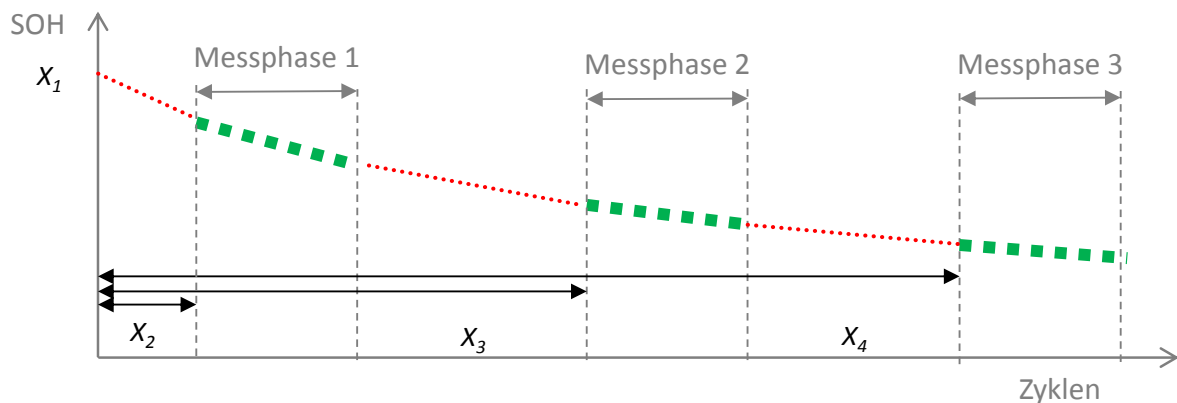


Abbildung 4-25: Schematischer Verlauf der Messungen mit den Green-Road-Batterien – Auswertung der Messungen bei 0,5 C

Der Hersteller *A123 Systems* gibt an, dass der Gradient der Alterung schon in den ersten 100 Zyklen um das 40-fache abnimmt /AS-01 10/. Auch aus /JPS-01 10/ ist bekannt, dass die Alterungsrate zu Beginn maximal ist und danach erst allmählich abnimmt. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, diesen anfänglichen Kapazitätsverlust nicht zu

vernachlässigen und die theoretische Anfangskapazität X_1 wie die theoretische Zyklenzahl vor Beginn der Messungen (X_2) rechnerisch zu ermitteln.

In Abbildung 4-25 werden ebenfalls die Optimierungsvariablen X_3 und X_4 dargestellt. Die Anzahl an Zyklen während der 3 C Messungen entspricht nicht der Anzahl an Zyklen, die bei 0,5 C theoretisch durchlaufen worden wären. Diesem Umstand wird durch die Optimierungsgrößen X_3 und X_4 Rechnung getragen, die diese theoretischen Zyklenzahlen repräsentieren.

Die Parameter B , E_A und Z sind zusätzliche Optimierungsparameter. Somit müssen insgesamt 7 Parameter optimiert werden. Hierfür wird ein nichtlineares Gleichungssystem mit Nebenbedingungen aufgestellt und mittels Fixpunktiteration angenähert. Das Gleichungssystem der Nebenbedingungen setzt sich aus folgenden Formeln zusammen:

$$SOH(0) = X_1 \quad (6)$$

$$SOH(X_2) = SOH_{X_2, \text{Messwert}} \quad (7)$$

$$SOH(X_2 + \text{Zyklen}_{\text{Messperiode } 1}) = SOH_{(X_2 + \text{Zyklen}_{\text{Messperiode } 1}), \text{Messwert}} \quad (8)$$

Für die zweite und dritte Messphase wird Formel (8) mit den jeweiligen Messwerten benutzt.

Durch die Optimierung wird versucht, den bestmöglichen Fit der Messwerte mit der gewählten Alterungsfunktion (Formel (4)) und unter Einhaltung der Nebenbedingungen (Formel (6), Formel (7) und Formel (8)) zu erreichen. Die verwendeten, gemessenen Kapazitäten sind dabei Mittelwerte aus jeweils 10 benachbarten Zyklen.

Messungen bei 3 C

Bei den 3 C Messungen wurden lediglich zwei Messphasen durchgeführt. Dabei führt der größere Strom gemäß dem Peukert-Effekt zu einer geringeren Kapazität als bei 0,5 C. Aus diesem Grund werden die gemessenen Kapazitäten auf 0,5 C umgerechnet. Die Kapazität am Anfang jeder 3 C Messphase (Mittelwert aus 10 Zyklen) wird gleichgesetzt mit der Kapazität der letzten 0,5 C Messphase. Analog wird mit der Kapazität am Ende der 3 C Messphase verfahren, welche mit der Kapazität am Anfang der folgenden 0,5 C Messphase gleichgesetzt wird.

Die so ermittelten vier Punkte werden analog zu den 0,5 C Messungen in ein Optimierungsproblem überführt, und die Faktoren für die Kurven ermittelt. Der Startpunkt (X_2) kann von der 0,5 C-Messung übernommen werden, da dieselbe Batterie betrachtet wird.

4.4.7 Ergebnisse der Messungen der Zyklfestigkeit

Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Messungen sollen nachfolgend die Ergebnisse der Zyklisierung der Green-Road-Batterien als Verlauf der Alterung (SOH)

in Abhängigkeit der Zyklen nach der im Kapitel 4.4.6 beschriebenen Methodik dargestellt werden (vgl. Abbildung 4-26).

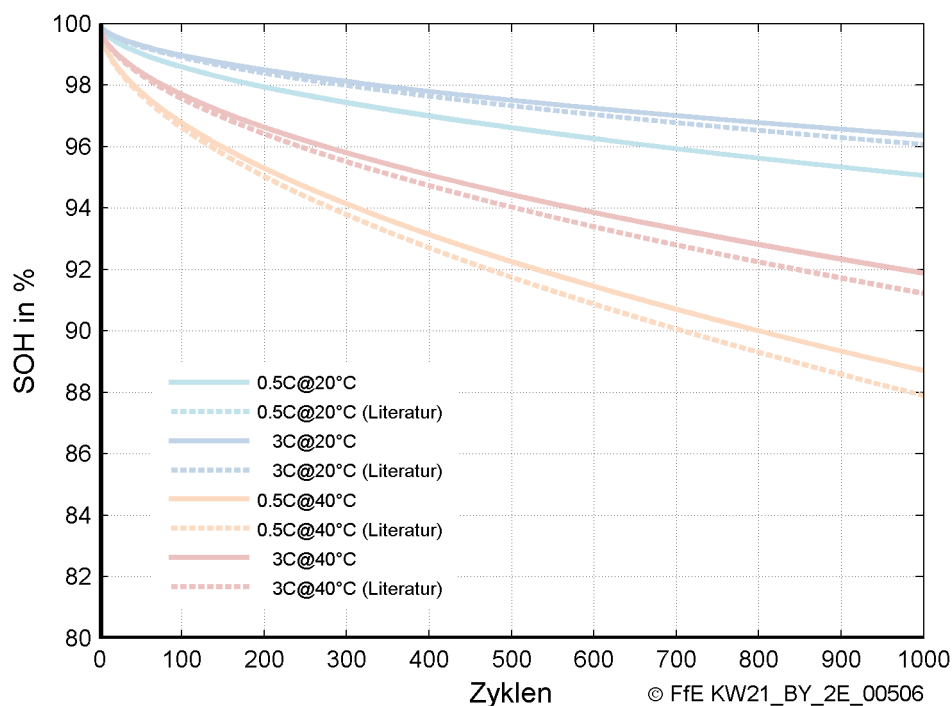


Abbildung 4-26: Verlauf der Alterung durch Zyklisieren der Green-Road-Batterien im Vergleich mit dem Verlauf für Einzelzellen aus /JPS-01 10/

Abbildung 4-26 stellt die gemessenen Alterungskurven für die Temperaturen 20°C und 40°C bei Stromstärken von 0,5 C und 3 C als interpolierte Funktionen über der Zyklenzahl dar. Als Vergleich zu den eigenen Messungen sind zusätzlich die Zellenmessungen von Wang et al. dargestellt (gleiche Zellen wie in den Green-Road-Batterien) /JSP-01 10/, wobei die Alterungskurven der Batteriemessungen etwas höher ausfallen. Dies liegt vermutlich an einer unterschiedlichen Version der Zellen. Die in /JPS-01 10/ gemessenen Zellen entsprechen einer älteren Version der im Rahmen dieser Arbeit gemessenen Zellen. Trotzdem lässt sich eine sehr ähnliche Tendenz erkennen.

Wie nach den zuvor beschriebenen Zellenmessungen zu erwarten, altern die Batterien bei hohen Temperaturen schneller. Betrachtet über die Zyklenzahl altern die Batterien bei 3 C langsamer als bei 0,5 C, was auf den ersten Blick unplausibel erscheint. Erklären lässt sich dieser Effekt dadurch, dass ein Zyklus bei 0,5 C länger dauert als bei 3 C. Die eigenen Messungen sowie die von Wang et al. /JSP-01 10/ führten zu der Erkenntnis, dass bis ca. 6 C die Stromstärke eine untergeordnete Rolle bei der Alterung spielt. Stattdessen dominiert die Dauer eines Zyklus und die damit gekoppelte kalendarische Alterung, so dass pro 0,5 C-Zyklus die Batterie schneller altert als bei einem 3 C-Zyklus. Erst über 10 C kehrt sich dieser Effekt um und die Batterie altert hauptsächlich durch den Stromfluss.

4.4.8 Vergleich zwischen kalendarischer Alterung und Zyklusfestigkeit

Eine Darstellung der Alterungskurven über die Zeit ist sinnvoll, um die Zyklusfestigkeit bei unterschiedlichen Stromstärken näher zu analysieren. Sie ermöglicht zusätzlich den Vergleich zwischen Zyklusfestigkeit und kalendarischer Alterung. Abbildung 4-27 stellt die Alterungsgeschwindigkeiten bei 20°C über die Zeit dar.

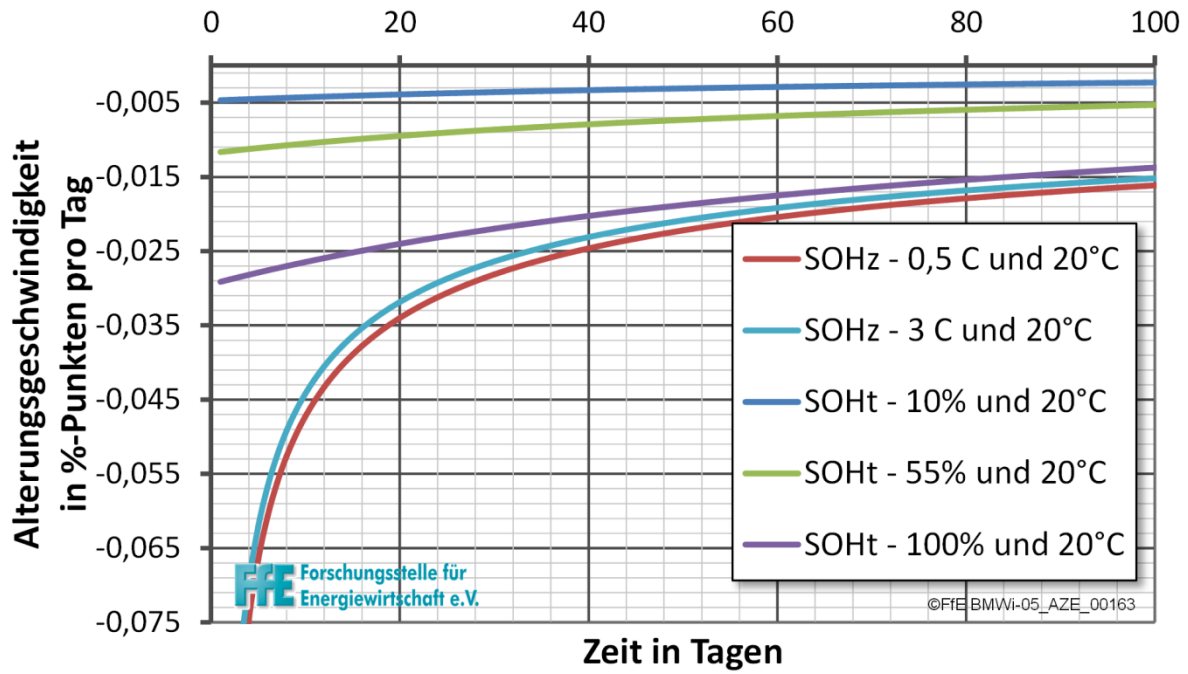


Abbildung 4-27: Alterungsgeschwindigkeit in %-Punkten pro Tag für kalendarische Alterung und Zyklusfestigkeit bei 20°C

Abbildung 4-27 stellt die Alterungsgeschwindigkeit in %-Punkten pro Tag bei kalendarischer Alterung (SOH_t) und Zyklusfestigkeit (SOH_z) bei 20°C über der Zeit in Tagen dar. Es ist zu erkennen, dass hierbei die Alterung bei 3 C betragsmäßig etwas höher ist als bei 0,5 C. Dies bedeutet, dass eine Erhöhung des Stromes zu einer höheren zeitlichen Alterung führt als die reine kalendarische Alterung. Dieser Effekt ist aber gering, im „stationären Bereich“ (nach ca. 40 Tagen) ist die Alterung beim Zyklisieren und Lagern etwa gleich. Dies führt zu der Erkenntnis, dass zusätzliche Zyklen, zumindest bis zu Stromstärken von 3 C, als nahezu alterungsneutral im Vergleich zum „Nicht-Benutzen“ der Batterien bei vollem Ladezustand anzusehen sind. Es ist zudem anzumerken, dass bei User 31 in der Nutzer-Simulation (vgl. Kapitel 4.1) eine Stromstärke von 1 C ca. 30 kW entspricht, so dass diese Erkenntnis noch an Bedeutung gewinnt.

Die Messungen bei 40°C weisen einen ähnlichen Verlauf auf (siehe Abbildung 4-28).

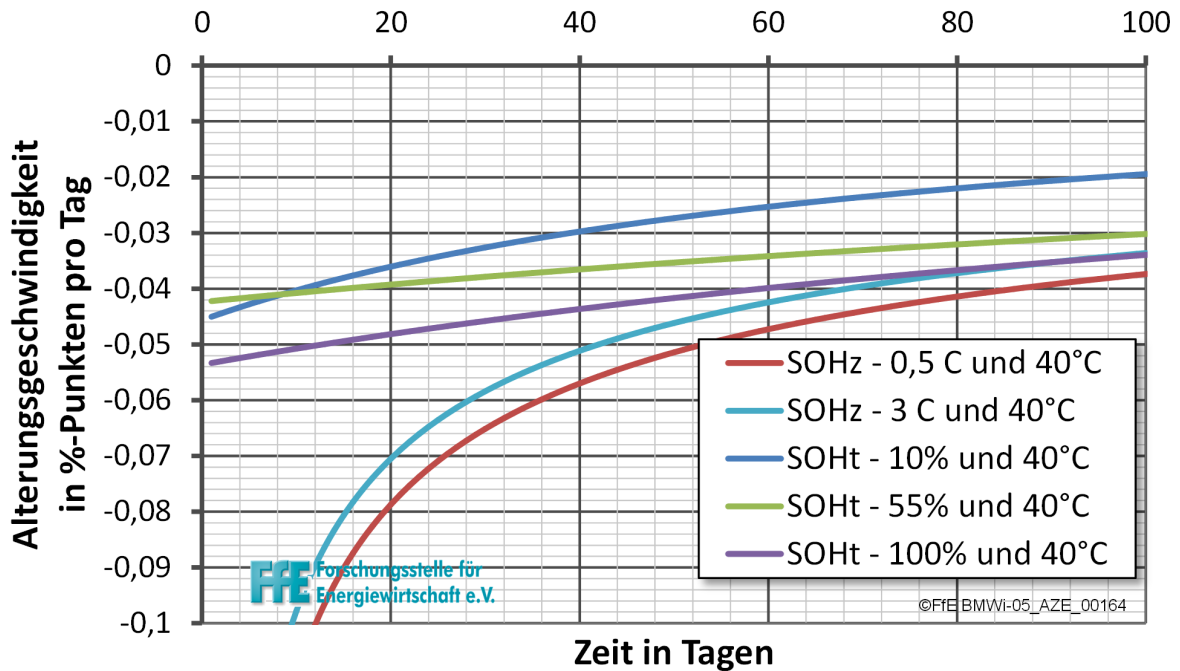


Abbildung 4-28: *Alterungsgeschwindigkeit in %-Punkten pro Tag für kalendarische Alterung und Zyklenfestigkeit bei 40°C*

Die Alterungsgeschwindigkeiten bei 40°C sind betragsmäßig etwas höher als bei 20°C. Zudem altern die Zellen zeitlich gesehen schneller bei 0,5 C als bei 3 C. Dies impliziert noch stärker, dass die kalendarische Alterung eine übergeordnete Rolle gegenüber der Zyklenfestigkeit hat, die sich bei 40°C mehr auswirkt als bei 20°C. Die Unterschiede in der Alterungsgeschwindigkeit bei 0,5 C und 3 C bleiben ähnlich wie bei 20°C gering und im Bereich der rein kalendarischen Alterung.

Daraus ist abzuleiten, dass im normalen Betrieb von Elektroautos, wenn die C-Raten kleiner als 5 C gehalten werden können, die Alterung durch Zyklen nur geringfügig größer ist als die kalendarische Alterung. Diese Erkenntnis ist besonders wichtig bei der Fragestellung nach den Lademodellen und Ladealgorithmen von Elektroautos, und erleichtert die Position von Energieversorgungsunternehmen (EVU) oder dritten Mobilitätsanbietern gegenüber Fahrzeughersteller (OEM), welche sich zumindest in Deutschland zunehmend reserviert gegenüber Laderegeln zeigen.

Es lässt sich vereinfacht sagen, dass das Zyklieren der Batterie im nicht vollgeladenen Zustand bei Stromstärken im Bereich bis 3 C sich besser auf die Batteriealterung auswirken, als das Lagern bei einem Ladezustand von 100 %.

4.4.9 Grenzen des Systems und Diskussion

Aufgrund der sehr komplexen Messungen mussten im Rahmen des gegebenen Budget- und Zeitrahmens an einigen Stellen Vereinfachungen in Kauf genommen werden. Diese Stellen, an denen das Simulationsmodell an seine Grenzen gelangt, werden nachfolgend dargestellt und ihre Auswirkungen diskutiert.

4.4.9.1 Extrapolation der Alterung über den Messbereich hinaus

Die Messungen der kalendarischen Alterung sowie der Zyklenfestigkeit ermöglichten ein mathematisches Modell, welches innerhalb der Grenzen der Messungen validiert werden konnte. Die Grenzen wurden hauptsächlich durch die zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie durch den Messzeitraum, der, bezogen auf die Simulationsdauer von über 15 Jahren, relativ kurz ist, definiert. Durch das Extrapolieren der Alterungsfunktionen ergeben sich zwangsweise unquantifizierbare Fehler. Diese können nur durch die Erhöhung der Messdauer minimiert werden, was im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht möglich war. Ursprünglich war ein Zeitraum von ca. 2 Jahren für die Messungen vorgesehen. Vor allem die Messungen zur Zyklenfestigkeit mussten aufgrund von Verspätungen sowie fehlerhaften Prüflingen und Prüfgeräten zeitlich stark gekürzt werden.

Da allerdings das prinzipielle Verhalten der Batterien bekannt ist und somit keine Unstetigkeiten zu erwarten sind, kann davon ausgegangen werden, dass sich mögliche Modellfehler im Rahmen halten. Andere Quellen /JSP-01 10/ haben, zumindest auf Ebene der Zellenmessungen, diese Vermutung bestätigt.

4.4.9.2 Anfangsphase der kalendarischen Alterung

Da nach den ersten Erfahrungen aus den Messungen der kalendarischen Alterung die Messmethodik modifiziert wurde, wurden einige Messpunkte der Startphase gestrichen. Diese Punkte flossen nicht in die endgültige Auswertung ein und beeinträchtigten die Alterungskurven deshalb nicht. Es war allerdings nicht möglich, die Anfangsphase der kalendarischen Alterung genau zu reproduzieren. Dieser Umstand ist in Abbildung 4-27 und Abbildung 4-28 erkennbar. In der Anfangsphase ist die Alterungsgeschwindigkeit durch Zyklisierung sehr hoch und „stabilisiert“ sich erst im weiteren Verlauf. Die kalendarische Alterungsgeschwindigkeit müsste sich theoretisch ähnlich verhalten.

Im gesamten Simulationszeitraum von ca. 15 Jahren (vgl. Abbildung 4-56 und Abbildung 4-57) ist dieser Fehler vernachlässigbar klein. Zudem wurde der Anfangs-SOH der Simulation auf 95 % eingestellt, so dass dieser Effekt übergangen wurde und somit nicht die Simulationsergebnisse beeinflusste.

4.4.9.3 Verhalten bei geringen C-Raten

Das Modell der Zyklenfestigkeit muss theoretisch bei sehr geringen Stromstärken (C-Rate gegen Null) dasselbe Ergebnis liefern wie das Modell der kalendarischen Alterung. Da aus Zeitgründen nur zwei unterschiedliche Stromstärken gemessen werden konnten, kann die Alterungsfunktion nur linear über den Parameter „Stromstärke“ interpoliert werden. Dadurch entsteht ein Fehler bei geringen und hohen Stromstärken. Hohe Stromstärken treten bei der Simulation nicht auf, geringe C-Raten dagegen viel häufiger. Für die Lademodelle „Sofortladen“ und „Spätladen“ liegen die C-Raten bei etwa 0,3 C. Beim Lademodell „Kontinuierliches Laden“ können diese jedoch auf 0,08 C absinken.

Durch das Messen von 0,1 C Zyklen könnte man das Modell deutlich verbessern. Allerdings würde in diesem Fall pro Zyklus ca. ein Tag in Anspruch genommen werden, was im Rahmen dieser Arbeit nicht vertretbar war. Aus diesem Grund wurde

angenommen, dass sich die Alterung bei geringen C-Raten der kalendarischen Alterung annähert. Diese Methodik wird nachfolgend dargestellt.

Es wird angenommen, dass für immer kleiner werdende C-Raten der Einfluss durch die Alterung durch Zyklisierung abnimmt und die kalendarische Alterung zunehmend überwiegt. Strebt etwa die Zykluszeit gegen unendlich, so ist der SOC konstant und es tritt ausschließlich kalendarische Alterung auf. Gleichzeitig strebt die Alterung durch Zyklisierung gegen Null. Eine Funktion, die diesen Übergang gewährleisten kann, ist die Fermi-Dirac-Funktion (vgl. **Formel (9)**).

$$D = \frac{1}{e^{((C-Rate-a)/b)} + 1} \quad (9)$$

mit

<i>D</i> :	Einheitsloser Faktor
<i>C-Rate</i> :	Stromstärke, Einheitslos
<i>a</i> :	Einheitsloser Parameter
<i>b</i> :	Einheitsloser Parameter

Beispielsweise wurden die Parameter der Funktion für User 31 so angepasst, dass der Übergang zur kalendarischen Alterung unterhalb einer C-Rate von 0,2 beginnt (bei $a=0,12$ und $b=0,018$). Die Zyklusfestigkeit SOH_Z berechnet sich gemäß **Formel (10)**.

$$SOH_Z = D \cdot SOH'_t + (1 - D) \cdot SOH'_z \quad (10)$$

SOH'_t [%]:	Äquivalente kalendarische Alterung während eines Zyklisierungsvorgangs
SOH'_z [%]:	Errechnete Alterung durch Zyklisierung vor dem Anpassen.

Gemäß Formel (10) errechnet sich die Alterung durch Zyklisierung bei C-Raten gegen Null aus der reinen kalendarischen Alterung, die über die Zeit der Zyklisierung bei mittlerem SOC anfallen würde. Bei C-Raten über 0,2 spielt nur die Alterung durch Zyklisierung eine Rolle. Dazwischen wird ein sanfter Übergang gewährleistet (siehe Abbildung 4-29).

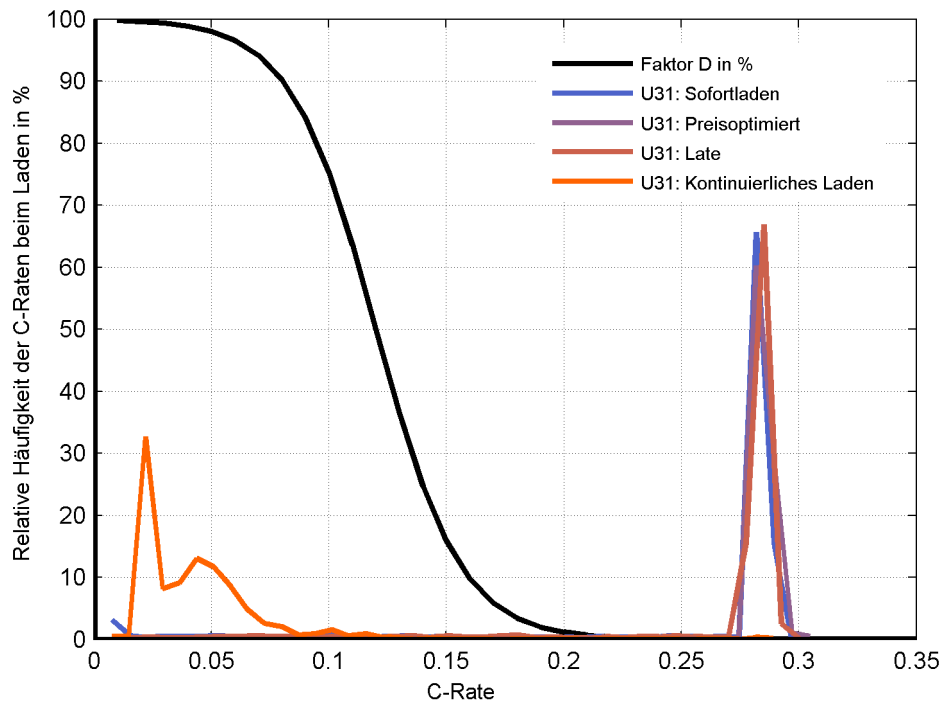


Abbildung 4-29: *Relative Häufigkeiten der C-Raten beim Laden für User 31 und Faktor D*

Abbildung 4-29 zeigt den Verlauf vom Faktor D nach Formel (9). Es sind ebenfalls die Häufigkeiten der einzelnen C-Raten beim Laden von User 31 dargestellt. Es ist erkennbar, dass bei User 31 nur das Lademodell Kontinuierliches Laden im Einflussbereich liegt. Sofortladen, Preisoptimiert und Late liegen außerhalb.

4.5 Batteriesimulation

Nachfolgend wird die Batteriesimulation dargestellt. Zunächst wird ein Überblick über die Methodik gegeben, und anschließend werden die einzelnen Blöcke bzw. Teilmodelle genauer beschrieben.

4.5.1 Überblick und Methodik der Batteriesimulation

Die Batteriesimulation unterteilt sich in mehrere Module gemäß Abbildung 4-30.

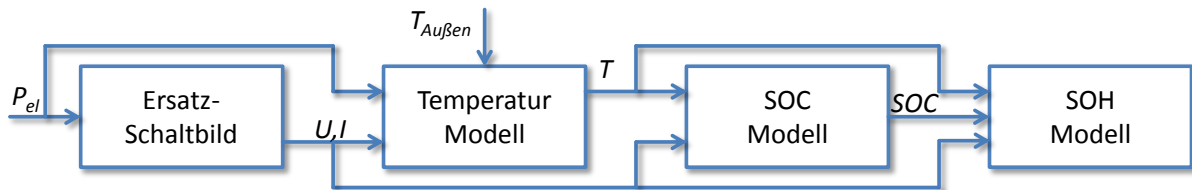


Abbildung 4-30: Schematische Darstellung und Aufbau der Batteriesimulation

Die Eingangsgrößen der Batteriesimulation sind die elektrische Leistung (P_{el}), mit der die Batterie ge- bzw. entladen werden soll, und die Außentemperatur ($T_{Außen}$). Zunächst werden im Ersatzschaltbild die Spannung und der Strom ermittelt, die für die weiteren Modelle benötigt werden. Das darauf folgende Temperaturmodell berechnet aus den elektrischen Größen und der Außentemperatur die Batterietemperatur. Anschließend werden SOC und SOH berechnet.

Nachfolgend werden die einzelnen Module beschrieben und diskutiert.

4.5.2 Elektrisches Ersatzschaltbild

Im Block „Ersatzschaltbild“ (ESB) werden die elektrischen Vorgänge innerhalb der Batterie nachgebildet. Es wurden zwei verschiedene ESB untersucht, welche nachfolgend dargestellt werden.

4.5.2.1 Statisches Ersatzschaltbild (ESB-1)

Das statische ESB (ESB-1) wird in Abbildung 4-31 dargestellt.

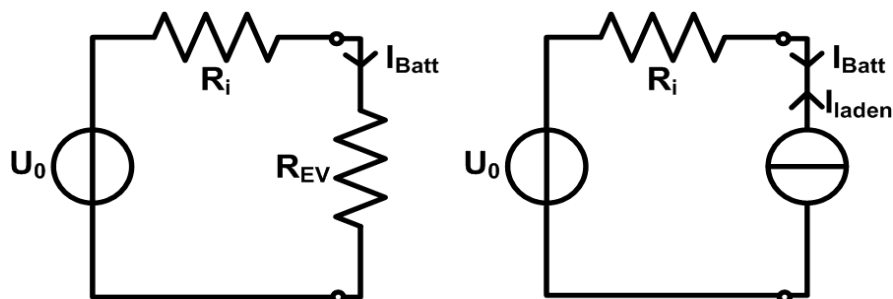


Abbildung 4-31: Statisches Ersatzschaltbild (ESB-1) im Entlade- (links) und Ladefall (rechts)

ESB-1 besteht aus einer inneren Spannungsquelle (U_0) und einem Innenwiderstand (R_i). Je nachdem, ob die Batterie entladen oder geladen wird, wird an den Klemmen entweder ein Widerstand (R_{EV}) oder eine Stromquelle (I_{Laden}) angeschlossen. Der Widerstand R_{EV}

im Entladefall bzw. die Stromquelle I_{Laden} im Ladefall errechnen sich aus der Batteriespannung des vorherigen Simulationsschritts $U_{Batt}(t-1)$ und der geforderten / eingespeisten Leistung P_{EV} nach **Formel (11)** bzw. **Formel**

(12).

$$R_{EV}(t) = \frac{U_{Batt}^2(t-1)}{P_{Last}(t)} \quad (11)$$

$$I_{Laden}(t) = \frac{P_{Last}(t)}{U_{Batt}(t-1)} \quad (12)$$

mit

R_{EV} [Ω]: Widerstand als Darstellung für die Last

U_{Batt} [V]: Klemmenspannung der Batterie

P_{Last} [W]: Vorgegebene elektrische Last, die im Entladefall von der Batterie zur Verfügung gestellt werden soll

I_{Laden} [A]: Ladestrom der Batterie

Die elektrischen Vorgänge nach ESB-1 lassen sich im Entladefall gemäß **Formel (13)** und **Formel (14)** beschreiben.

$$I_{Last}(t) = I_{Batt}(t) = \frac{U_0(t)}{R_i(t) + R_{EV}(t)} \quad (13)$$

$$U_{Batt}(t) = U_0(t) - I_{Last}(t) \cdot R_i(t) \quad (14)$$

mit

I_{Last} [A]: Last- oder Batteriestrom

U_0 [V]: Leerlaufspannung der Batterie

R_i [Ω]: Innenwiderstand der Batterie, temperaturabhängig

Im Ladefall können die elektrischen Vorgänge gemäß **Formel (14)** und **Formel (15)** beschrieben werden.

$$I_{Last}(t) = I_{Batt}(t) = -I_{Laden} \quad (15)$$

Für die gemessene Batterie wurde ein R_i von 70 mΩ bei 20°C und 65 mΩ bei 40°C ermittelt. Für abweichende Temperaturen wurde R_i (in mΩ) gemäß **Formel (16)** berechnet.

$$R_i[\text{m}\Omega] = \left(-0,25 * \frac{T_{\text{Batt}}}{^\circ\text{C}} + 75 \right) \quad (16)$$

4.5.2.2 Dynamisches Ersatzschaltbild (ESB-2)

Unter Verwendung von nichtlinearen Elementen kann das dynamische Verhalten einer Batterie besser reproduziert werden. Das ESB-2 (vgl. Abbildung 4-32) beinhaltet solche Elemente und berücksichtigt, zusätzlich zum Ohm'schen Widerstand, die elektrochemische Doppelschicht und den Ladungsdurchtritt (U_D), sowie die Diffusions- und Ausgleichsprozesse (U_K).

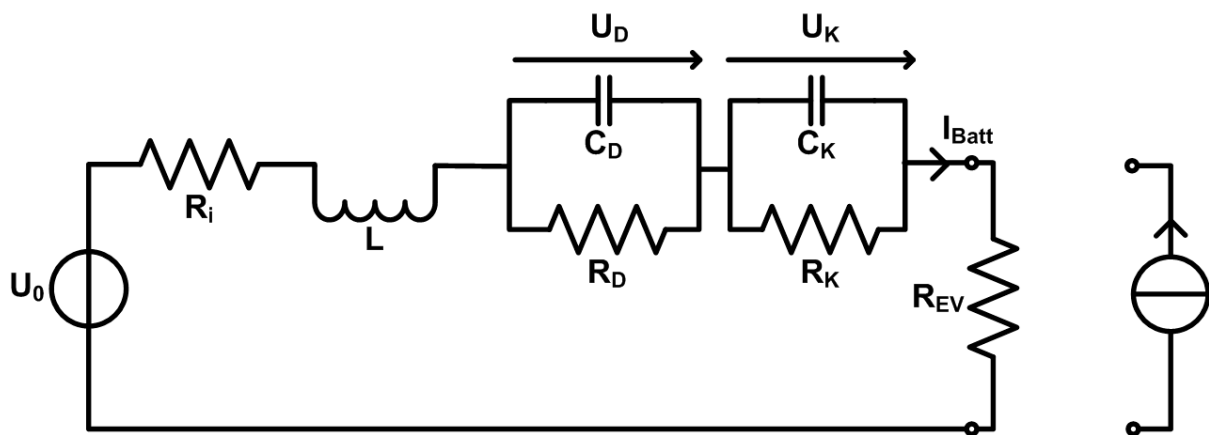


Abbildung 4-32: *Dynamisches Ersatzschaltbild (ESB-2) im Entlade- und Ladefall nach /WEN-01 99/*

Das RC-Glied $C_D \square R_D$ beschreibt den Spannungsabfall an der Elektrodenoberfläche. Die Doppelschicht bildet sich bedingt durch die örtliche Nähe von Ionen und Elektronen in der Grenzschicht von Elektrolyt und den Elektroden. Der Ladungsdurchtritt entsteht aufgrund von Polarisierungseffekten im Übergangsbereich und beschreibt den Übergang von ionischer zu elektrischer Leitung und umgekehrt.

Das RC-Glied $C_K \square R_K$ beschreibt den Spannungsabfall aufgrund von Diffusionsprozessen im Elektrolyt. Dieser wird durch das Konzentrationsgefälle an Ladungsträgern im Elektrolyt verursacht, welches wiederum durch die Trägheit des Ladungstransports entsteht.

Die Induktivität L wird vorwiegend bei großen Blei- und NiCd-Batterien berücksichtigt /IRV-01 06/. Aufgrund der hohen Dynamik der simulierten Fahrzeuge sollte sie jedoch im Rahmen dieser Arbeit betrachtet werden. Es stellte sich allerdings nach der Analyse der Messungen heraus, dass die induktiven Effekte der Batterie sehr gering bzw. nicht aus den Messungen erkennbar sind.

Da Induktivitäten und Kapazitäten von der Frequenz abhängig sind, existieren spezielle Methoden, um sie messtechnisch zu ermitteln. Die Elektrochemische Impedanzspektroskopie ist normalerweise die Methode der Wahl. Allerdings war es zur Zeit der Durchführung der Messungen an der FfE nicht möglich, diese anzuwenden. Aus diesem Grund werden die Werte der nicht linearen Elemente aus dem Spannungsverlauf nach definierten Stromsprüngen ermittelt (vgl. Abbildung 4-33).

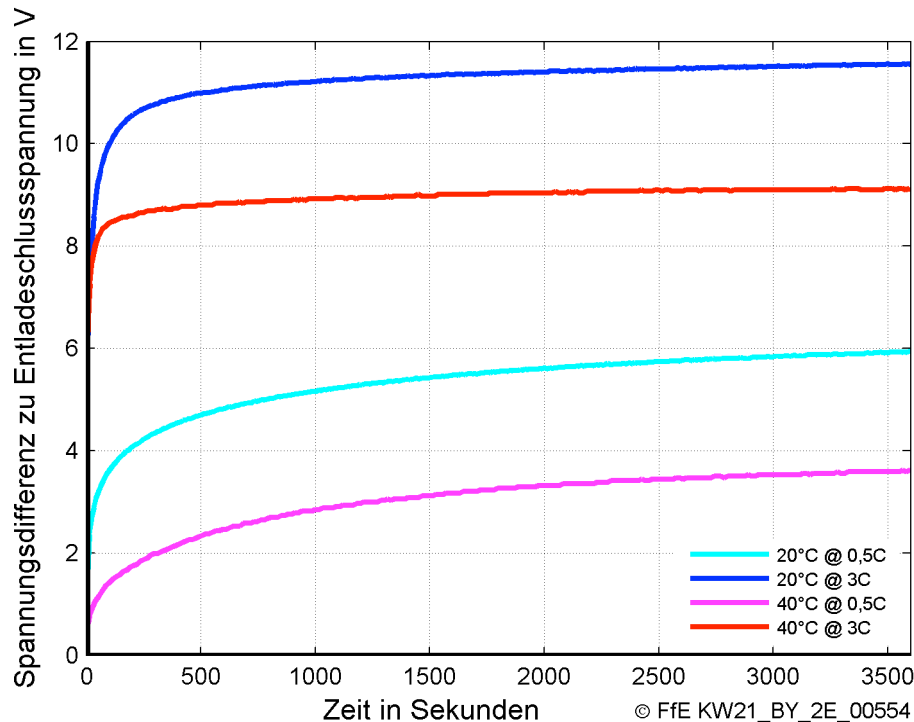


Abbildung 4-33: Gemessene Sprungantworten bei unterschiedlichen Strömen und Temperaturen

In Abbildung 4-33 sind die Sprungantworten als Differenz zur Entladeschlussspannung, für die Messungen bei 20°C und 40°C mit jeweils 0,5 C bzw. 3 C dargestellt. Gemessen wurde der Spannungsverlauf am Ende der Entladung. Nach Erreichen der Entladeschlussspannung steigt die Klemmenspannung unterschiedlich stark an, in Abhängigkeit von Temperatur und zuvor eingestelltem Entladestrom.

Die Rekuperation der Spannung nach dem Entladen ist auf den Peukert-Effekt zurückzuführen, welcher den Zusammenhang zwischen Entladestrom und entnehmbare Kapazität beschreibt. Je niedriger der Entladestrom eingestellt wurde, desto größer ist der Innenwiderstand.

Anhand der Messungen ist ebenfalls eine Abhängigkeit von der Temperatur erkennbar. Je wärmer, desto mehr Kapazität kann von der Batterie entzogen werden und desto geringer fällt die Rekuperation der Spannung auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei höheren Temperaturen die Beweglichkeit der Ladungsträger im Elektrolyt zunimmt.

Die Elemente des ESB-2 (vgl. Abbildung 4-32) werden so parametrisiert, dass die Sprungantworten möglichst gut nachgebildet werden können.

Die elektrischen Vorgänge im ESB-2 können, analog zu Formel (14) und Formel (15), mittels Kirchhoff'schen Gesetzen und Maschenregeln beschrieben werden.

4.5.2.3 Diskussion der ESB

ESB-1 ist deutlich einfacher in der Implementierung als ESB-2 und benötigt weniger Rechenzeit während der Simulation. Allerdings ist ESB-2, aufgrund der Speicherelemente, etwas genauer. Während der Validierung der Batteriesimulation stellte sich heraus, dass die Genauigkeit der dargestellten Ersatzschaltbilder, bei der

angeforderten Nutzung der Batterie in einem Elektrofahrzeug, annähernd gleich ist. Es konnte bewiesen werden, dass bei langfristigen Simulationen, wie sie im Rahmen der Batterie- und Nutzersimulation durchgeführt wurden, keine wesentlichen Unterschiede bei den Ergebnissen, vor allem am SOH-Verlauf, bestehen. Aus diesem Grund wurden alle Simulationen mit ESB-1 durchgeführt.

4.5.2.4 Innere Spannungsquelle

Die innere Spannungsquelle des ESB folgt aus der charakteristischen Leerlaufspannungskennlinie der Batterie. Sie wurde basierend auf Prozedur #6 der EUCAR Standard Prozeduren ermittelt. Diese sieht vor, dass die Batterie in kleinen Schritten entladen und anschließend geladen wird, wobei nach jeder Stufe eine Pause von maximal 1 h (oder kürzer, falls sich die Spannung weniger als 1 % je 20 Minuten nicht ändert) gehalten wird.

Die dadurch ermittelten Leerlaufkennlinien unterscheiden sich geringfügig, je nachdem ob sie beim Laden oder Entladen ermittelt wurden (vgl. Abbildung 4-34).

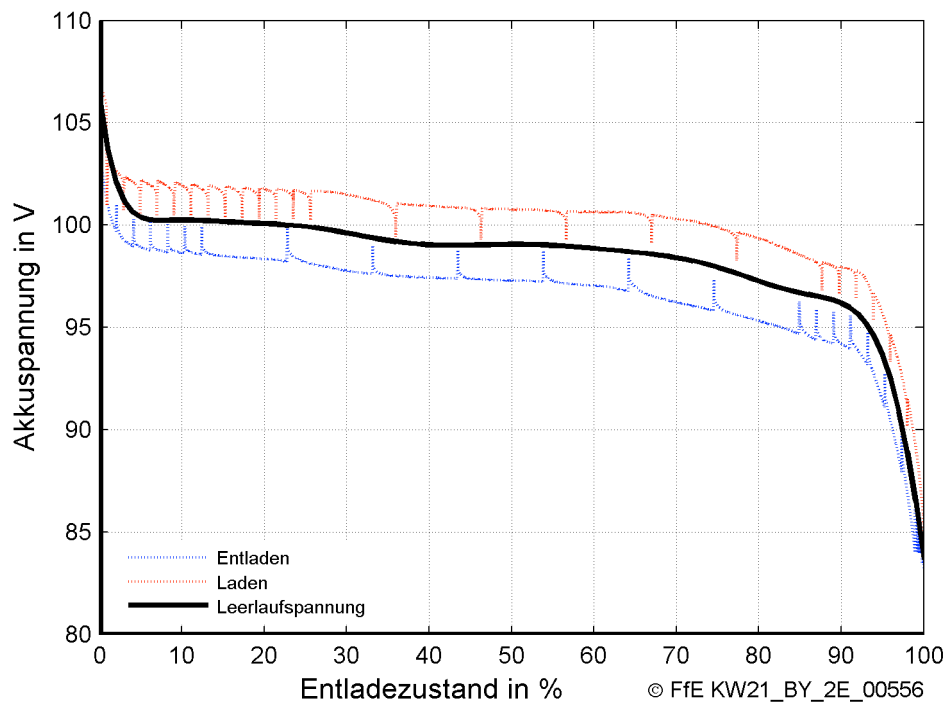


Abbildung 4-34: *Leerlaufspannung der Batterie bei 20°C*

In Abbildung 4-34 ist die Spannung in Abhängigkeit vom Entladezustand der Batterie bei 20°C aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass beim Entladen die Spannung niedriger ist als beim Laden (gepunktete Linien). Aus der Pause zwischen den Schritten ist ersichtlich, dass sich die Spannungen tendenziell angleichen.

Die stabilen Punkte (am Ende einer Pause) bilden die Stützpunkte für die Leerlaufkennlinie. Da es bei der Messung zu geringfügigen Unterschieden zwischen Laden und Entladen kommt, wurde die Leerlaufkennlinie durch die Mitte der Stützpunkte mittels einer Polynomfunktion zwölften Grades angenähert (vgl. **Formel** (17)).

$$(SOD) = \sum_{n=0}^{12} a_n \cdot SOD^n \quad (17)$$

mit

U_o [V]:	Leerlaufspannung
a_n :	Polynomkoeffizienten
SOD [%]	State of Discharge; $SOD = 100\% - SOC$

Die innere Spannungsquelle ist charakterisiert durch die SOC-abhängige Leerlaufspannung, die durch Lösen der Polynomfunktion ermittelt wird.

4.5.3 Temperaturmodell

Die Batterietemperatur ist eine wichtige Größe für die Batteriesimulation, da sie neben der entnehmbaren Kapazität und der Alterung auch den Innenwiderstand und andere Parameter des ESB beeinflusst. In der Simulation sind die Teilmodelle SOC, SOH und ESB temperaturabhängig.

Die Temperaturentwicklung einer Batterie hängt im Wesentlichen von ihrem Aufbau und dem eingesetzten Kühlsystem ab. Da zu den Messungen Batterie-Prototypen mit überdimensionierten Kühlsystemen eingesetzt wurden, konnten hieraus keine nennenswerten Erkenntnisse über die Temperaturentwicklung einer „Standardbatterie“ eines zukünftigen EV gewonnen werden. Aus diesem Grund und der Tatsache, dass die Komplexität einer detaillierten, thermodynamischen Modellierung im Rahmen der Projekte AZE und KW21 BY 2E nicht durchführbar gewesen wäre, wurde eine Vereinfachung vorgenommen. Diese ist dadurch gerechtfertigt, dass mit Ausnahme von hoch dynamischen Vorgängen, die nur kurzzeitig auftreten, eine ausreichend gute stationäre Genauigkeit der ermittelten Temperaturen erreicht wird. Dementsprechend konnte das entwickelte Temperaturmodell durch die durchgeführten Temperaturmessungen und Messungen an anderen Batterien, vor allem Messungen an der Batterie des Toyota Prius /FFE-24 11/ erfolgreich qualitativ validiert werden.

In der Simulation sollen beliebige Batterien für unterschiedliche Elektroautos simuliert werden. Da hierbei die genaue Geometrie und Bauweise der Batterien nicht bekannt ist, kann das thermische Modell nicht auf Zellenebene betrachtet werden. Außerdem wird eine mögliche Erwärmung des Fahrzeuginnenraums durch Solarstrahlung nicht berücksichtigt, da auch dies zu einer signifikanten Verkomplizierung des Modells führen würde.

Die thermische Modellierung basiert auf einer Wärmemengenbilanz (vgl. Abbildung 4-35). Der daraus resultierende Wärmestrom führt über eine konstante Wärmekapazität zu einer Temperaturänderung der Batterie.

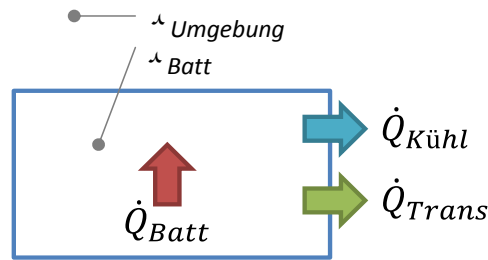


Abbildung 4-35: Darstellung der Wärmeströme und Temperaturen des benutzten Batteriemodells

Es wird zunächst angenommen, dass die Batterie aufgrund Ohm'scher Verluste ($P_{el,Verlust}$) die Wärmemenge \dot{Q}_{Batt} besitzt. Im Fall des ESB-1 wird \dot{Q}_{Batt} gemäß **Formel (18)** berechnet.

$$\dot{Q}_{Batt} = P_{el,Verlust} = R_i \cdot I^2 \quad (18)$$

Die Kühlung der Batterie kann ebenfalls nicht thermodynamisch modelliert werden, da weder Geometrie, noch Kühlmittel oder Kühlalgorithmus bekannt sind. Deshalb wird die Kühlleistung als Funktion der Batterietemperatur betrachtet (vgl. Abbildung 4-36).

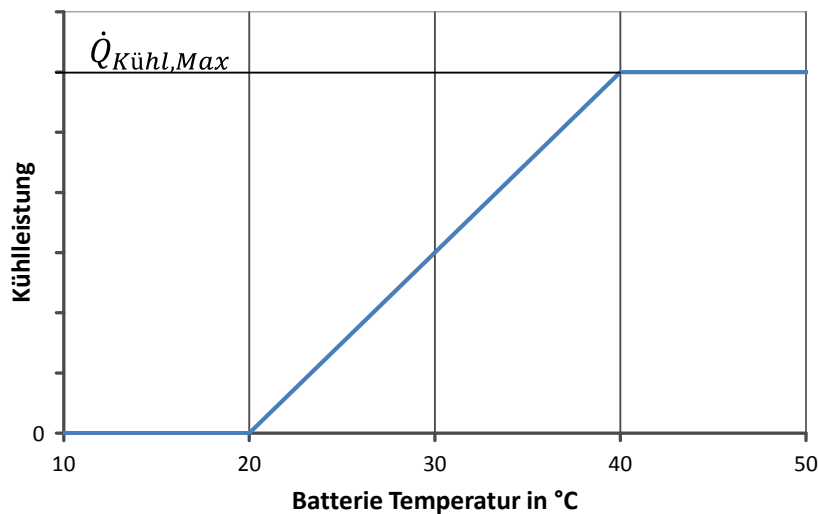


Abbildung 4-36: Zur Kühlung der Batterie vorhandene Kühlleistung in Abhängigkeit von der Batterietemperatur

Die maximale Kühlleistung $\dot{Q}_{Kühl,Max}$ wurde so gewählt, dass der Verlauf der simulierten Batterietemperatur jener des Toyota Prius ähnlich ist. In die Plausibilitätsprüfung flossen außerdem eigene Erfahrungen ein, die bei Testfahrten mit dem Mini-E und Tesla Roadster gemacht wurden. Die Kühlleistung $\dot{Q}_{Kühl}$ wird linear zwischen 0 W (bei Batterietemperaturen kleiner oder gleich 20°C) und $\dot{Q}_{Kühl,Max}$ (bei Temperaturen über 40°C) interpoliert.

Zudem wird über den aus Transmissionsvorgängen resultierenden Wärmestrom (\dot{Q}_{Trans}) eine thermische Kopplung der Batterie zur Außentemperatur erreicht. Es wird angenommen, dass die Lithium-Batterie eine volumetrische Energiedichte von 250 kWh/m^3 /TAB-01 08/ besitzt, und dass das Gehäuse der Batterie quaderförmig ist. Durch **Formel** (19) lässt sich die Oberfläche der Batterie aus ihrem Energieinhalt bestimmen.

$$A_{Batt} = f(E_{Batt}) = 6 \cdot \left(\frac{E_{Batt}}{250 \text{ kWh/m}^3} \right)^{2/3} \quad (19)$$

mit

$A_{Batt} [\text{m}^2]$: Oberfläche der Batterie
 $E_{Batt} [\text{kWh}]$: Energieinhalt der Batterie

Zudem wird angenommen, dass das Gehäuse der Batterie aus 3 Schichten wie folgt aufgebaut ist:

- Eine stabile Außenschicht aus GFK mit einer Wärmeleitfähigkeit λ_1 von $0,8 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ und einer Dicke d_1 von 3 mm .
- Eine isolierende Mittelschicht aus Polystyrol (Styrodur) mit einer Wärmeleitfähigkeit λ_2 von $0,08 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ und einer Dicke d_2 von $2,5 \text{ mm}$.
- Eine stabile Innenschicht, die identisch mit der Außenschicht ist.

Die Transmissionswärme \dot{Q}_{Trans} berechnet sich gemäß **Formel** (20).

$$\dot{Q}_{Trans} = A_{Batt} \cdot \frac{\Delta\vartheta}{\sum_i d_i / \lambda_i} \quad (20)$$

Die Bilanzierung der Wärmequellen bzw. -senken führt zu jener Wärmeleistung \dot{Q}_{Saldo} , die schließlich eine Temperaturerhöhung bzw. -Absenkung der Batterie hervorruft. \dot{Q}_{Saldo} wird nach **Formel** (21) berechnet.

$$\dot{Q}_{Saldo} = \dot{Q}_{Batt} - \dot{Q}_{Kühl} - \dot{Q}_{Trans} \quad (21)$$

Die Wärmeleistung \dot{Q}_{Saldo} verändert die innere Energie der Batterie und somit ihre Temperatur. Durch die näherungsweise temperaturunabhängige spezifische

Wärmekapazität⁹ $c_{m,Batt}$ für Lithium-Batterien von 700 J/(kg·K) /IRV-01 06/ und die Masse der Batterie m_{Batt} lässt sich die Temperaturveränderung ΔT nach **Formel (22)** berechnen.

$$\Delta T = \vartheta_{Batt}(t) - \vartheta_{Batt}(t-1) = \frac{\dot{Q}_{Saldo}}{m_{Batt} \cdot c_{m,Batt}} \quad (22)$$

4.5.4 SOC-Modell

Die Kapazität einer Batterie wird durch Integration des Stroms I über der Zeit ermittelt. Allerdings lässt sich dadurch keine genaue Aussage über die restliche Kapazität bzw. über den SOC machen. Aufgrund des Peukert-Effekts ist die Kapazität in nicht-linearer Weise vom Entladestrom abhängig. Zusätzlich dazu besteht ebenfalls eine Abhängigkeit von der Temperatur.

Nach Gougal et al. /USC-01 02/ lässt sich der SOC nach **Formel (23)** berechnen.

$$SOC = 100 \% - \frac{1}{Q_N} \int \alpha(I(t)) \cdot \beta(T(t)) \cdot I \cdot dt \quad (23)$$

mit

SOC [%]:	State of Charge, Ladezustand der Batterie
Q_N [Ah]:	Nennkapazität der Batterie
α :	Einheitenloser Stromfaktor
β :	Einheitenloser Temperaturfaktor

Die Faktoren α und β wurden messtechnisch ermittelt. Allerdings war es nicht möglich, sie anhand der Methodik nach Gougal et al. /USC-01 02/ zu bestimmen, unter anderem weil die Messungen nach Gougal et al. mittels Zellen durchgeführt wurden. Die Methodik zur Bestimmung von α und β wurde etwas modifiziert und auf Batteriemessungen angepasst, wie nachfolgend beschrieben wird.

4.5.4.1 Bestimmung von α

Für die Bestimmung von α wurden Messungen bei unterschiedlichen Strömen und einer konstanten Temperatur von 20°C durchgeführt. Dabei wurde die Batterie mit C-Raten von 0,5 C bis 4 C zyklisiert und die Kapazität gemessen. Der Verlauf von α wird durch Beziehen der gemessenen Kapazitäten auf die Kapazität bei 1 C (vgl. Abbildung 4-37) errechnet.

⁹ Die Annahme einer konstanten Wärmekapazität ist in erster Näherung legitim, da die Temperaturdifferenzen relativ gering sind.

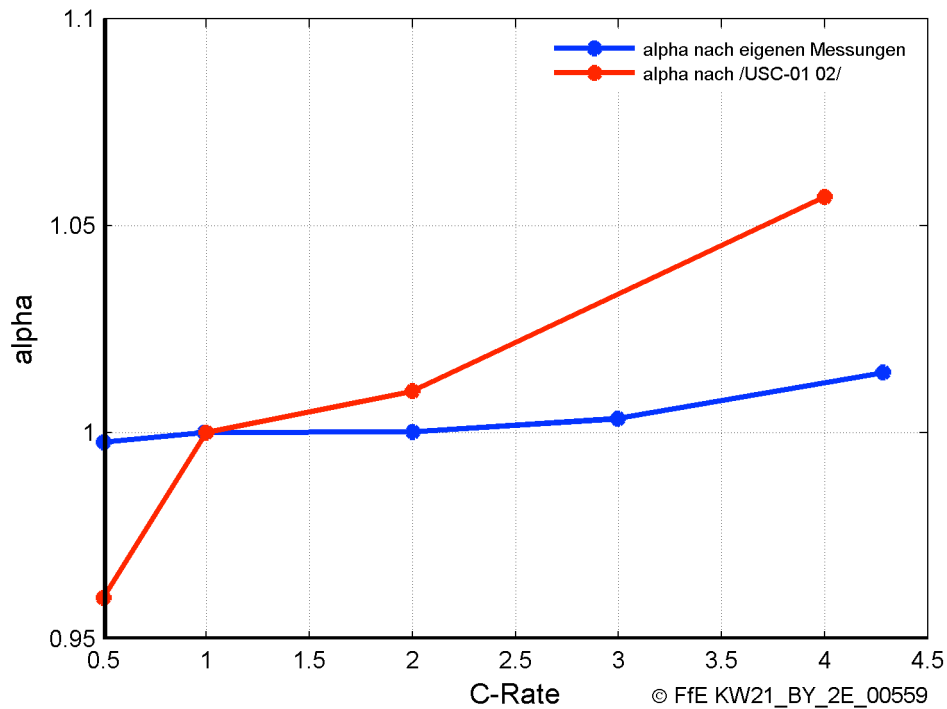


Abbildung 4-37: Verlauf des Koeffizienten α in Abhängigkeit der C-Rate, gemessen und nach Gougal et al. /USC-01 02/

In Abbildung 4-37 ist der Verlauf von α dargestellt. Der Verlauf der gemessenen α wird denen durch Gougal et al. gegenübergestellt. Tendenziell verhalten sich beide Verläufe ähnlich, allerdings zeigen die eigenen Messungen eine geringere Abhängigkeit von der C-Rate als die Zellenmessungen von Gougal et al.

4.5.4.2 Bestimmung von β

Für die Bestimmung von β wurden Messungen bei unterschiedlichen Temperaturen und gleicher C-Rate (1 C) durchgeführt. Die Außentemperatur der Batterie wurde dabei auf einen konstanten Wert geregelt, wobei sich allerdings eine abweichende Batterietemperatur ergab. Der Verlauf von β ergibt sich durch Beziehen der gemessenen Kapazitäten auf die Kapazität bei ca. 20°C (vgl. Abbildung 4-38).

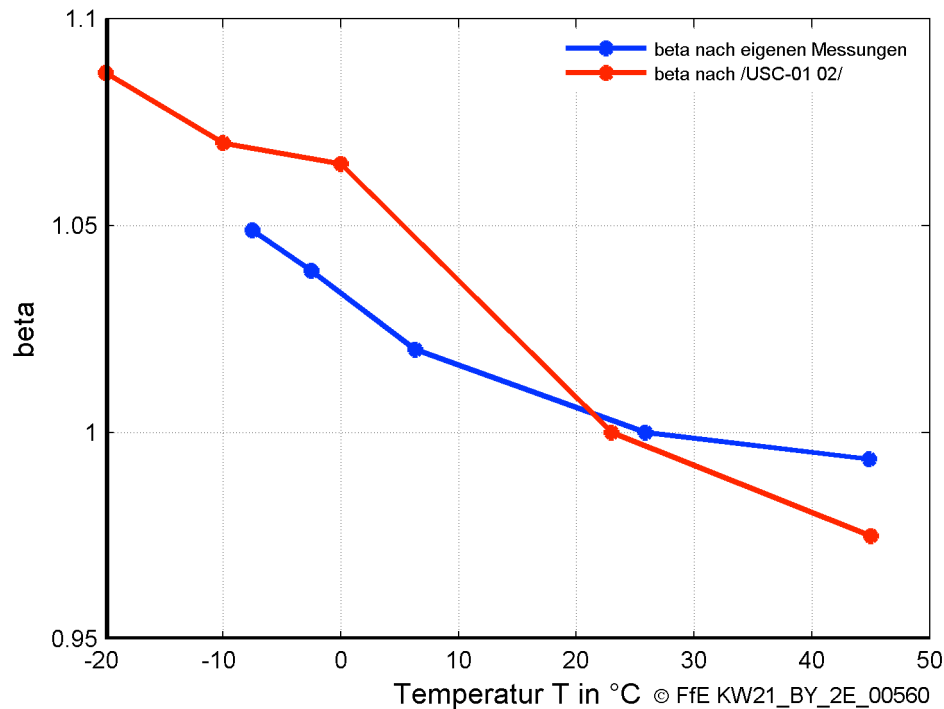


Abbildung 4-38: Verlauf des Koeffizienten β in Abhängigkeit von der Temperatur, gemessen und nach Gougal et al. /USC-01 02/

Analog zu α zeigen die Messungen von β in Abbildung 4-38 ein ähnliches Verhalten zu den Messungen von Gougal et al. β zeigt hier ebenfalls eine geringere Abhängigkeit von der Temperatur als bei den Messungen von Gougal et al.

4.5.5 SOH-Modell

Das Alterungsmodell basiert auf den Zellen- und Batteriemessungen, die in Kapitel 4.4 vorgestellt wurden, und unterteilt sich in zwei Teilmodelle, die die kalendarische Alterung bzw. die Alterung durch Zyklisieren beschreiben.

Die Modelle werden in der Simulation getrennt voneinander eingesetzt. Nach einer Pause, während der weder geladen noch gefahren wurde, wird die kalendarische Alterung berechnet. Das Modell der Zyklisfestigkeit wird zu jedem Zeitschritt aufgerufen, bei dem ein Leistungsfluss stattfindet, sowohl beim Laden als auch beim Entladen.

4.5.5.1 Modellierung der kalendarischen Alterung

Die kalendarische Alterung wurde an Zellen bei jeweils konstanten Temperaturen und Ladezuständen gemessen (siehe Kapitel 4.4.4 und Kapitel 4.4.5). Der Verlauf der Alterung für die gemessenen Temperaturen und SOC als Funktion der Zeit wird in Abbildung 4-23 dargestellt und durch Formel (3) beschrieben.

Die Berechnung der Alterung ab einem beliebigen SOH für beliebige Zeitintervalle (Δt), SOC und Temperaturen kann nicht aus den interpolierten Parametern der Regressionskurven ermittelt werden, da deren Stetigkeit nicht nachweisbar ist.

Stattdessen wird über die Alterungsrate interpoliert. Nachfolgend wird der Algorithmus der Funktion näher beschrieben.

Schritt I: ΔSOH_t für diskrete Temperaturen und SOC-Werte berechnen

Bei jeder Berechnung der kalendarischen Alterung wird im ersten Schritt für den aktuellen SOH der Batterie ($mySOH$) die Kapazitätsabnahme im betrachteten Zeitintervall Δt für die zuvor gemessenen Temperaturen und SOC-Werte berechnet ($\Delta SOH_t|_{mySOH,\Delta t}$). Dies geschieht mathematisch durch Einsetzen der Werte in Formel (3) (vgl. Abbildung 4-39).

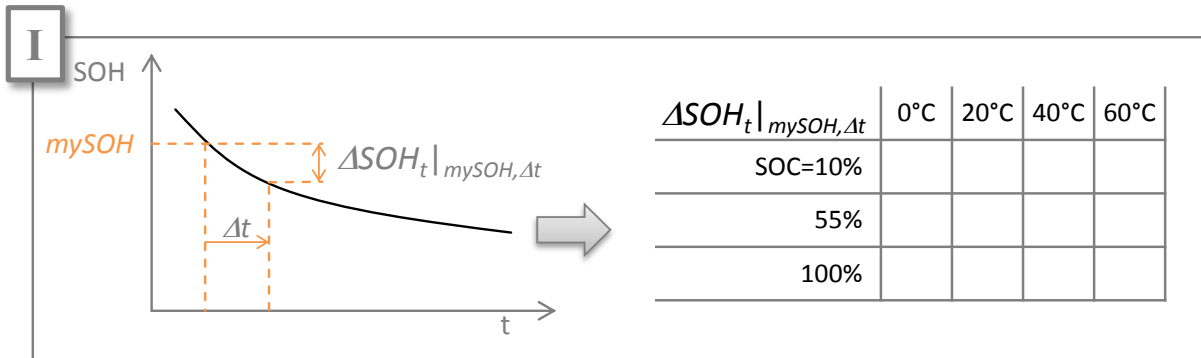


Abbildung 4-39: Berechnung der kalendarischen Alterung ab einem bestimmten SOH ($mySOH$) für ein bestimmtes Zeitintervall (Δt)

Die Ergebnismatrix $\Delta SOH_t|_{mySOH,\Delta t}$ besteht aus den Alterungswerten für die vier gemessenen Temperaturen und drei gemessenen SOC-Werte.

Schritt II: ΔSOH_t als Funktion der Temperatur

Im zweiten Schritt werden die Alterungswerte aus dem ersten Schritt für die diskreten Temperaturen linear über die gemessenen SOC's interpoliert. Durch Einsetzen des gesuchten SOC ($mySOC$) in die vier Gleichungen erhält man vier Alterungspunkte als Funktion der Temperatur ($\Delta SOH_t|_{mySOH,\Delta t,mySOC}$, vgl. Abbildung 4-40, links).

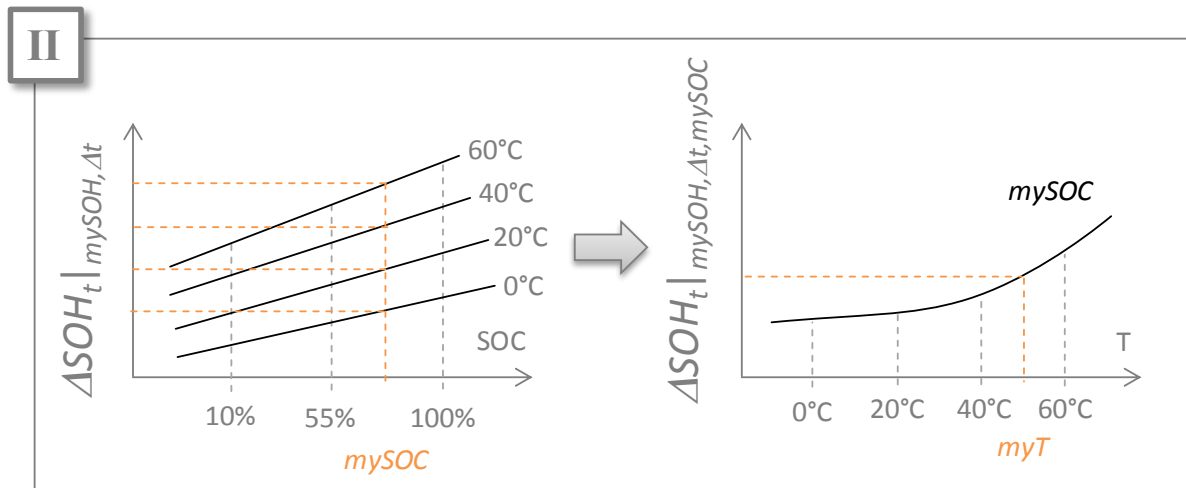


Abbildung 4-40: Schematische Darstellung von Schritt II des kalendarischen Alterungsmodells

Die vier Alterungswerte werden exponentiell interpoliert und für die gesuchte Temperatur (myT) berechnet ($\Delta SOH_t |_{mySOH, \Delta t, mySOC, myT}$, vgl. Abbildung 4-40, rechts). Dadurch kann die Alterung der Batterie ab einem beliebigen SOH und für beliebige Zeitintervalle, Ladezustände und Temperaturen ermittelt werden.

Durch das wiederholte Interpolieren wird eine unbekannte Ungenauigkeit generiert. Aus diesem Grund wird dieser Prozess um einen dritten und vierten Schritt erweitert, der eigentlich redundant ist, aber zu geringfügig unterschiedlichen Ergebnissen führt.

Schritt III: ΔSOH_t als Funktion des SOC

Im Gegensatz zum zweiten Schritt, wird im dritten Schritt zuerst exponentiell über die Temperatur und anschließend linear über den SOC interpoliert. Durch Einsetzen der gewünschten Temperatur (myT) in Formel (3) erhält man für die diskreten SOC-Werte drei Alterungspunkte ($\Delta SOH_t |_{mySOH, \Delta t, myT}$, vgl. Abbildung 4-41, links).

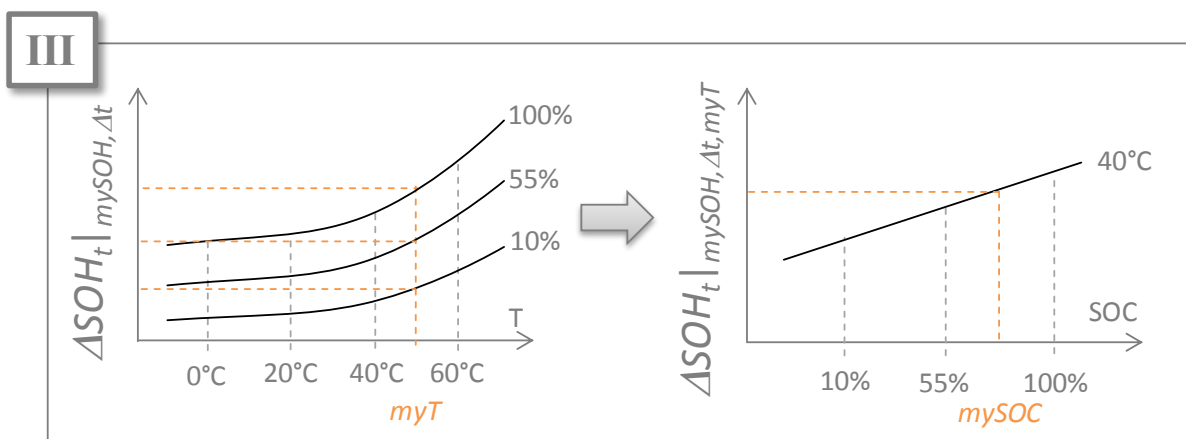


Abbildung 4-41: Schematische Darstellung von Schritt III des kalendarischen Alterungsmodells

Durch lineares Interpolieren kann für den gesuchten SOC ($mySOC$) der gesuchte Alterungswert ermittelt werden ($\Delta SOH_t |_{mySOH, \Delta t, myT, mySOC}$, Abbildung 4-41, rechts).

Schritt IV: Mittelwertbildung

Die Alterungswerte aus dem zweiten und dritten Schritt unterscheiden sich in der Regel geringfügig. Um die Auswirkungen der Fehler zu minimieren, werden die Alterungswerte aus Schritt II und III gemittelt und so die endgültige kalendarische Alterung berechnet.

4.5.5.2 Modellierung Zyklendifestigkeit

Die Zyklendifestigkeit wurde bei den Batterien für diskrete Temperaturen und C-Raten untersucht (siehe Kapitel 4.4.6). Der Verlauf der Alterung durch Zyklisieren wird in Abbildung 4-26 graphisch dargestellt und in Formel (4) mathematisch beschrieben.

Die Alterung ab einem beliebigen SOH kann für beliebige Ströme, Intervallauern und Temperaturen durch Regression der Parameter B , E_a und Z ermittelt werden. Nachfolgend wird der Algorithmus der Funktion näher beschrieben.

Schritt I: Ermittlung der Parameter B , E_a und Z

Abbildung 4-42 bis **Abbildung 4-44** geben die Abhängigkeit der Parameter B , E_a und Z vom Strom, ausgedrückt als C-Rate, wieder. Die Parameter wurden durch eine Regressionsanalyse der Alterungskurven ermittelt. Als Startwerte für die Regressionsanalyse wurden die von Wang et al. [JPS-01 10] ermittelten Werte gewählt.

Aufgrund geringen Einflusses der Parameter B und E_a auf die Alterungsfunktion, wurden diese Werte während der Optimierung nicht verändert. Der Exponent Z wurde hingegen durch das Fitten variiert, und fällt kleiner als bei den Messungen von Wang et al. aus.

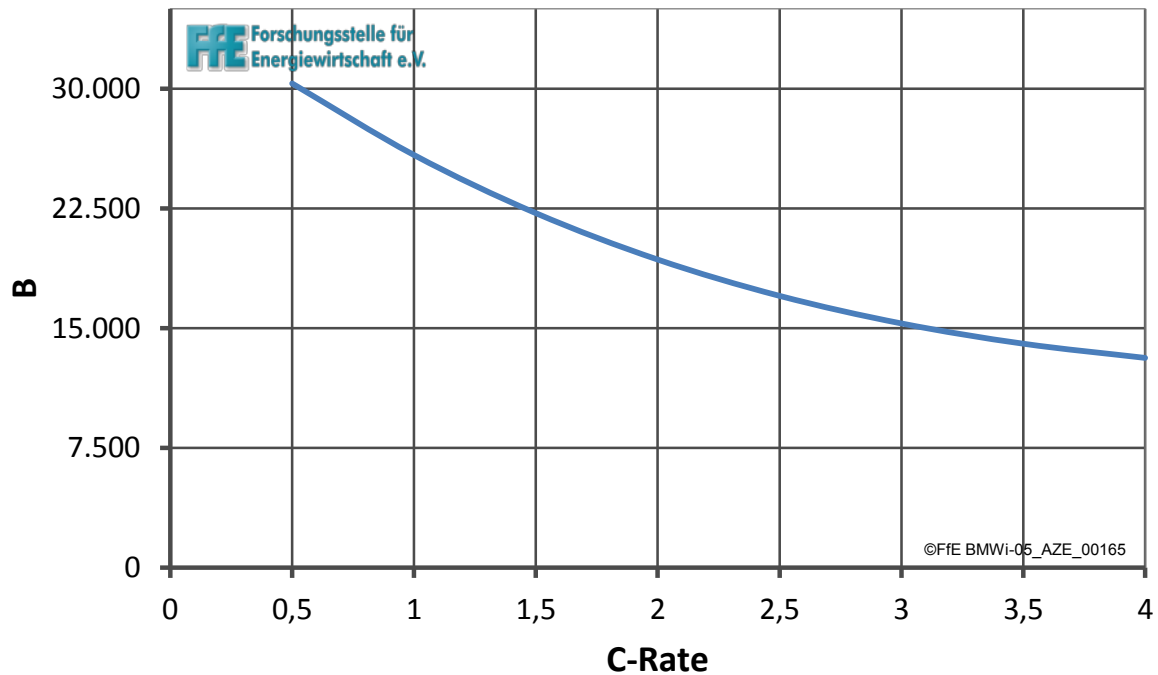


Abbildung 4-42: Verlauf des Parameters B in Abhängigkeit vom Strom (C -Rate)

Die Werte des Parameters B wurden mit einer Polynomfunktion vierten Grades angenähert. In Abbildung 4-42 wird der Verlauf von B in Abhängigkeit von der Stromstärke dargestellt.

Die Aktivierungsenergie E_a wird in J/mol angegeben. Diese ist geringfügig von der Stromstärke abhängig und beschreibt die chemische Energie, die notwendig ist, die Reaktionen innerhalb der Zelle zu starten (vgl. Abbildung 4-43). Die Werte der Aktivierungsenergie stimmen mit Abschätzungen für Lithium-Batterien von Fang et al. /IJER-01 09/ überein.

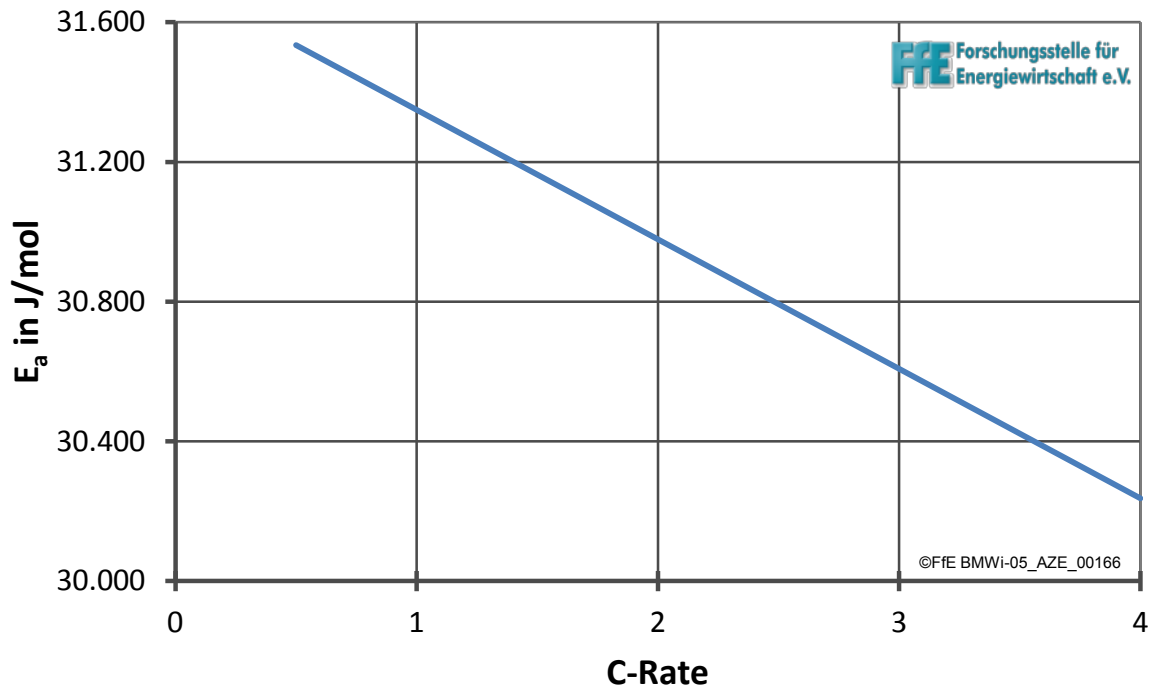


Abbildung 4-43: Verlauf des Parameters E_a in Abhängigkeit vom Strom (C-Rate)

Der Verlauf von E_a wurde linear gefittet. Die Aktivierungsenergie sinkt leicht mit steigendem Strom (3 % von 0,5 C auf 3 C).

Der Exponent Z wurde ebenfalls linear angenähert (vgl. Abbildung 4-44). Er steigt leicht mit zunehmendem Strom. Die Werte liegen bei ca. 0,5. Somit verhält sich die Alterung durch Zyklisierung wie erwartet /TUM-04 10/ ähnlich einer Wurzelfunktion.

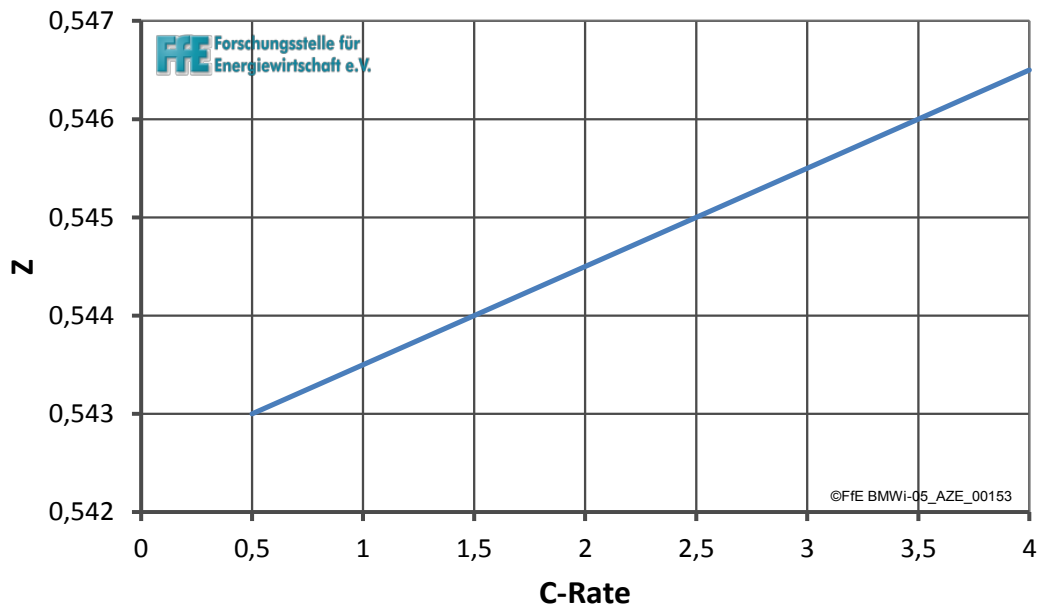


Abbildung 4-44: Verlauf des Parameters Z in Abhängigkeit vom Strom (C-Rate)

Zu jedem Simulationsschritt werden für den aktuellen Strom die Werte der Parameter B , E_a und Z durch die Regressionen ermittelt.

Schritt II: Ermitteln von Ah_{Start}

Durch Umstellen von Formel (4) und Einsetzen der im Schritt I ermittelten Parameter B , E_a und Z lässt sich für den aktuellen SOH (SOH_{Start}) und die aktuelle Temperatur T mit **Formel** (24) der theoretische Ah-Durchsatz Ah_{Start} berechnen (vgl. Abbildung 4-45).

$$Ah_{Start} = z \sqrt{\frac{100\% - SOH_{Start}}{B \cdot e^{-E_a/R \cdot T}}} \quad (24)$$

mit

- Ah_{Start} : Stromdurchsatz bzw. Zyklen, die theoretisch bis zur Alterung SOH_{Start} durchgeflossen bzw. durchlaufen sein müssten
- SOH_{Start} [%]: Mit Ah_{Start} korrespondierender SOH-Wert

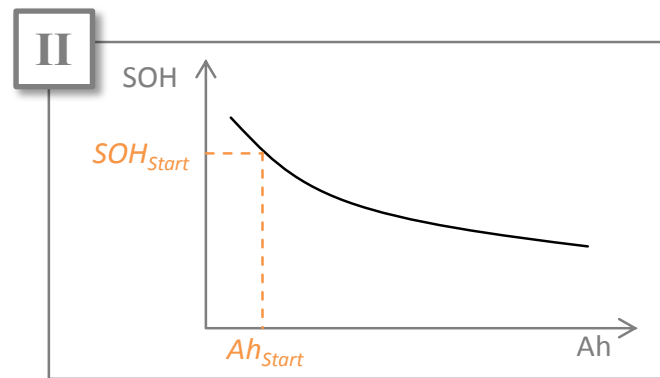


Abbildung 4-45: Ermittlung von Ah_{Start} ausgehend von SOH_{Start}

Ausgehend vom aktuellen SOH (SOH_{Start}) der Batterie wird der dazugehörige „virtuelle“ Ladungsdurchsatz Ah_{Start} ausgerechnet. Dieser symbolisiert den kumulierten Durchsatz an Ladungen, die bei den aktuellen Bedingungen (Strom und Temperatur) geflossen sein müssten, damit die Batterie die aktuelle Alterung erreicht. Der Wert von Ah korrespondiert mit der Zyklenzahl der Batterie.

Schritt III: Berechnung des SOH

Anschließend wird der Wert Ah_{Start} um die Ladungsmenge erhöht, die durch den jeweiligen Zeitschritt und den jeweiligen Strom durch die Batterie geflossen sind (vgl. **Formel (25)**).

$$Ah = Ah_{Start} + I \cdot \Delta t \quad (25)$$

Durch Einsetzen von Ah , T , I , B , E_a und Z kann aus Formel (4) die Alterung ermittelt werden (vgl. Abbildung 4-46).

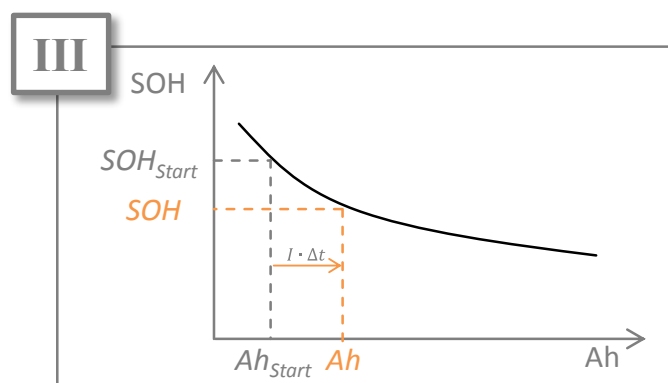


Abbildung 4-46: Ermittlung der Alterung durch Zyklisierung

4.5.6 Selbstentladung

Die Untersuchung der Selbstentladung wurde anhand von Messungen an einzelnen Zellen durchgeführt. Diese wurden gemäß den Standardprozeduren von EUCAR durchgeführt. Die Selbstentladung ist bei den betrachteten Zellen sehr gering (vgl. Abbildung 4-47), weshalb die Implementierung in der Simulation hier nur kurz dargestellt wird.

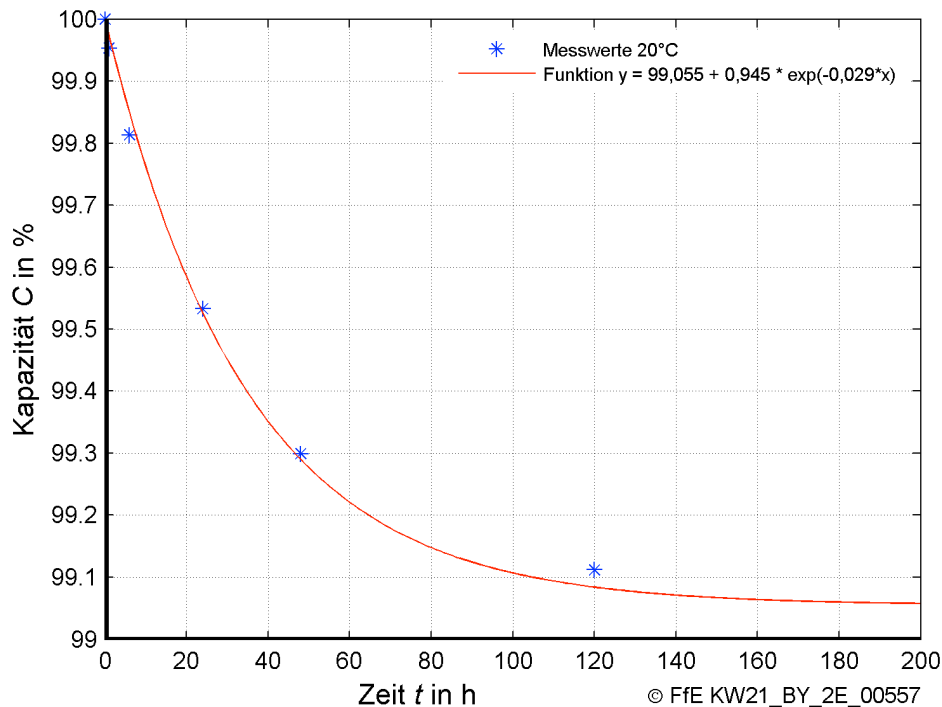


Abbildung 4-47: Entladekapazität der Zellen bei 20°C und SOC von 70 % in Abhängigkeit von der Lagerungszeit in Stunden

Aus Abbildung 4-47 ist ersichtlich, dass die Entladekapazität der Zellen durch Lagerung exponentiell abfällt. Messungen bei 40°C und 10°C ergaben keinen messbaren Unterschied.

Immer nach einem Zeitabschnitt, während dem weder gefahren noch geladen wurde, wird die Selbstentladung zusammen mit der kalendarischen Alterung berechnet.

4.5.7 Diskussion der Batteriesimulation

Das dargestellte Modell konnte mit den gemessenen Daten validiert werden und führt zu den gewünschten Ergebnissen. Allerdings wurden einzelne Effekte nicht berücksichtigt, da diese nicht gemessen wurden oder gemessen werden konnten. Der Vollständigkeit halber soll auf diese hier kurz eingegangen werden.

Es konnten drei Schwachstellen des Modells identifiziert werden. Die erste bezieht sich auf „unerwartete Alterungsvorgänge“. Hiermit sind Prozesse in Batterie und BMS gemeint, die zur Alterung führen, aber nicht von der Batterie selbst abhängig sind, sondern externe Einflüsse haben. Zu diesen Effekten zählen unter anderem

- Unerwartete Ausfälle des BMS

- Unerwartete Ausfälle von einzelnen Zellen
- Korrosion von Steckverbindungen
- Unzureichendes Balancing der Zellen bzw. Module und daraus folgende Kapazitätsunterschiede einzelner Zellen
- Bauweise der Batterie bzw. Verschaltung der Module
- Vibration und sonstige mechanische Effekte

Das zweite Problem besteht darin, dass die Messungen stark extrapoliert werden mussten. Auf diese Problematik wurde, speziell für die kalendarische Alterung und die Zyklenfestigkeit, im Kapitel 4.4.9 näher eingegangen. Das Problem tritt aber auch bei der Extrapolation der Parameter B , E_a und Z auf (siehe Kapitel 4.5.5.2).

Außerdem wurden extreme Temperaturen nicht berücksichtigt. Diese treten in der Realität zwar nicht häufig auf, könnten aber evtl. einen erheblichen Einfluss auf die Alterung haben.

Allgemein lassen sich die Einflüsse dieser Probleme allerdings dadurch relativieren, dass die Simulation das Ziel eines Vergleichs von unterschiedlichen Lademodellen hat.

4.5.8 Validierung der Batteriesimulation

Zur Validierung der Batteriesimulation wurde eine Sondermessung mit der Green-Road-Batterie bei 20°C durchgeführt. Dabei wurde ein ca. 1,5 Stunden langes, NEFZ-basiertes Leistungsprofil mit der Batterie nachgefahren. Die Leistung des Fahrprofils wurde dabei entsprechend der Kapazität der Batterie skaliert. Nach 5 Stunden Pause wurde das Profil wiederholt, bis die Batterie vollständig entladen war (vgl. Abbildung 4-48).

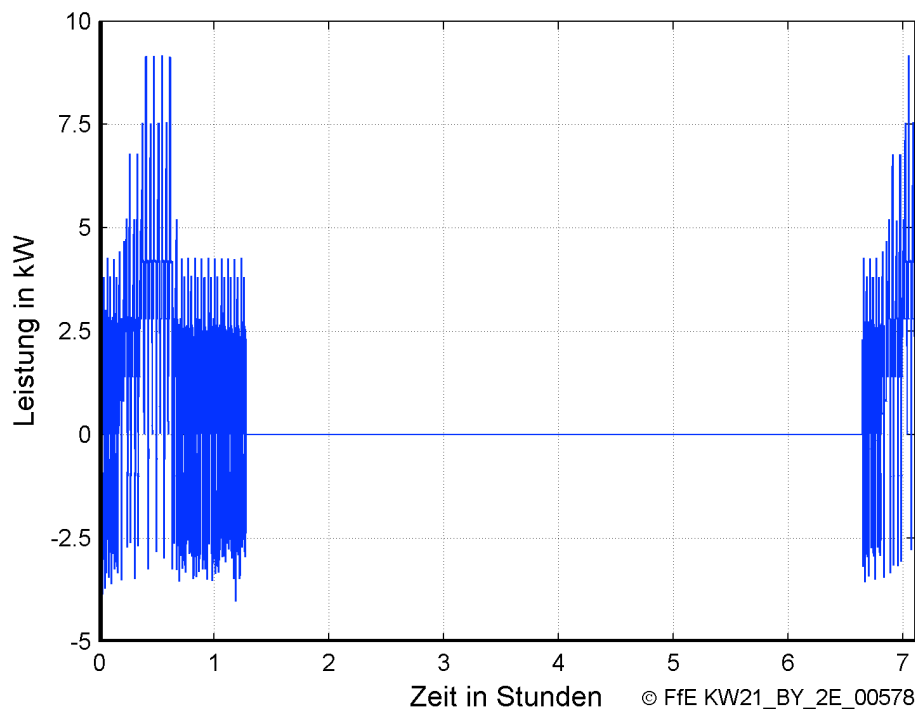


Abbildung 4-48: Leistungsverlauf für die Validierungsmessung basierend auf NEFZ

Abbildung 4-49 zeigt die relative Häufigkeit der Abweichungen der simulierten Spannungen für ESB-1 und ESB-2 gegenüber den Messdaten.

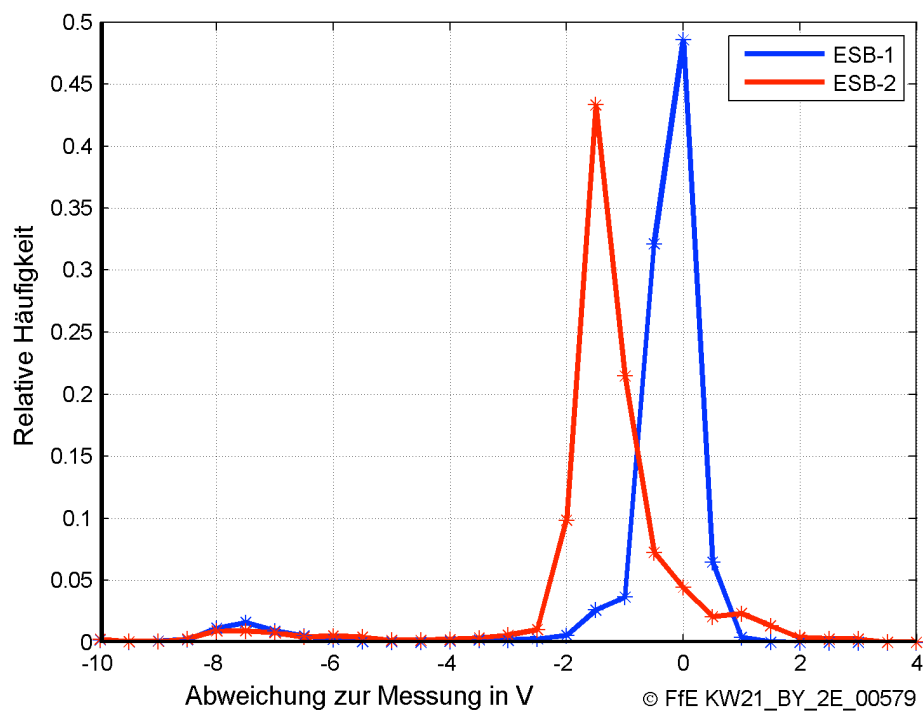


Abbildung 4-49: *Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen den simulierten und gemessenen Spannungen*

Das einfache ESB-1 bildet die Spannung besser nach als ESB-2. Das komplexe ESB-2 weist während der Pause eine Abweichung auf, die sich negativ auf das Gesamtergebnis auswirkt und sich als „Offset“ in Abbildung 4-49 niederschlägt.

Es lässt sich sagen, dass die Simulation mit dem ESB-1 zu 95 % der Zeiten Spannungsabweichungen von $\pm 1,5$ V oder weniger hat.

In Abbildung 4-50 werden die Abweichungen der Ströme dargestellt.

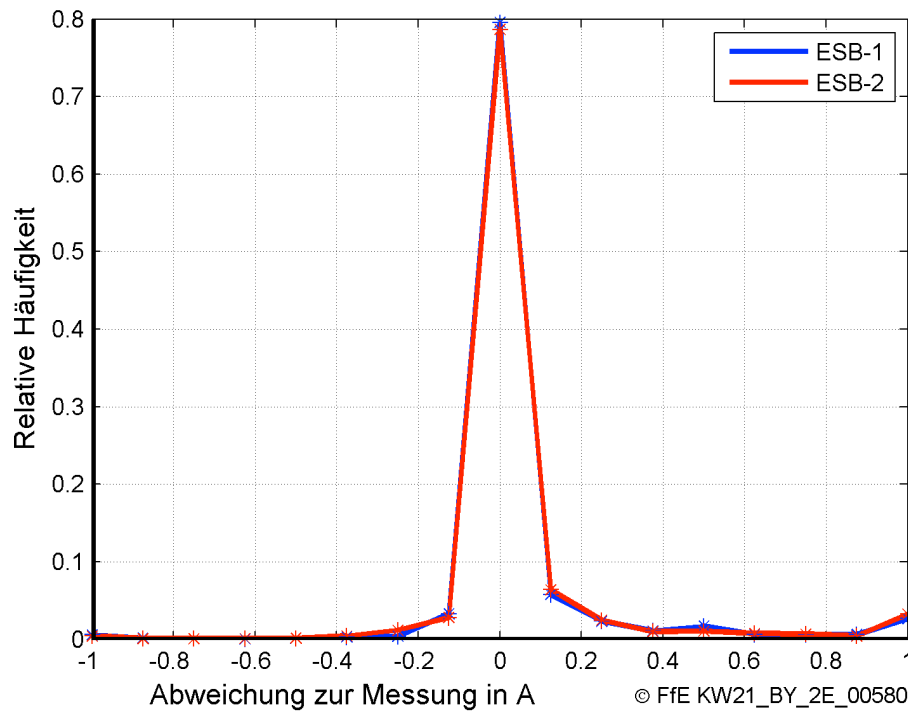


Abbildung 4-50: *Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen den simulierten und gemessenen Strömen*

Bei der Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen Simulation und Messung in Abbildung 4-50 ist ersichtlich, dass die Ströme sehr gut in der Simulation abgebildet werden. Es ergibt sich kein nennenswerter Unterschied zwischen den ESB.

Der „Offset“ von ESB-2 ist beim Strom nicht mehr zu erkennen, da dieser nur während der Pause auftritt, während der kein Strom fließt. Da die elektrische Eingangsleistung für beide Modelle gleich war, lässt sich daraus folgern, dass die Spannungsverläufe während den „Fahrzeiten“ ($I \neq 0$) auch relativ genau getroffen werden konnten.

Abbildung 4-51 stellt die gleiche Betrachtung für den SOC dar.

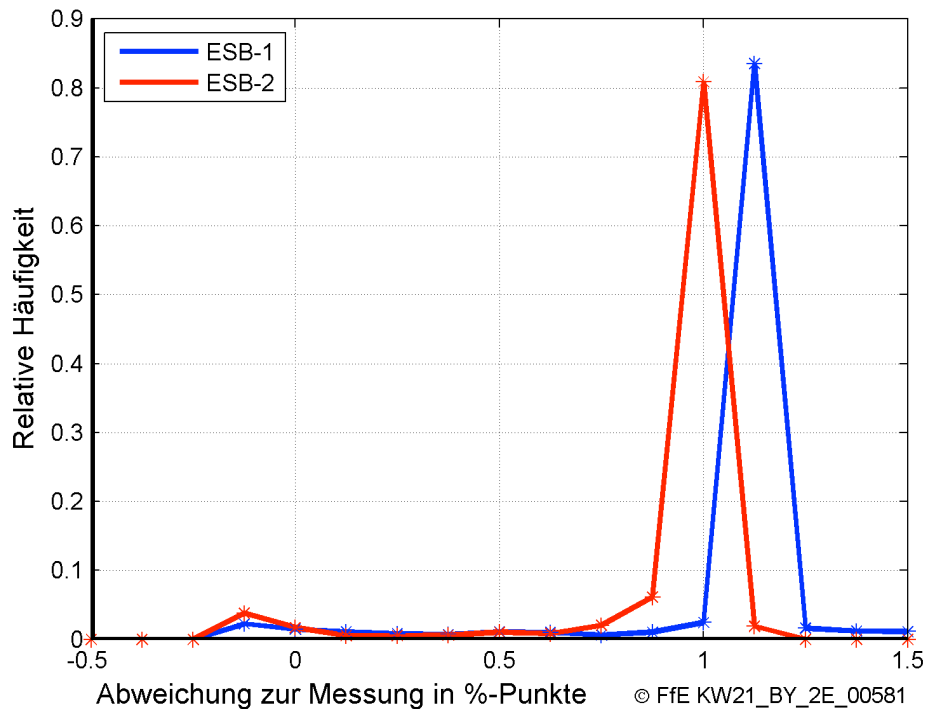


Abbildung 4-51: Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen den simulierten und den gemessenen SOC-Verläufen

In Abbildung 4-51 ist wieder ein kleiner „Offset“ bei +1 %-Punkt zu erkennen. Dieser existiert bei ESB-1 als auch bei ESB-2 und lässt sich dadurch erklären, dass am Anfang der Simulation bei SOC=100 % eine Abweichung entsteht, die sich über die Simulationszeit hinweg fortpflanzt. Dieser Fehler entsteht nur bei hohen SOC-Werten aufgrund von Ungenauigkeiten im Randgebiet der Messungen.

4.6 Ergebnisse der Simulationsrechnungen der Batterie- und Nutzersimulation

Die wichtigsten Ergebnisse der Batterie- und Nutzersimulation sind die Alterungsverläufe der Batterie. Dabei wurde bei allen simulierten Szenarien sichergestellt, dass die Mobilitätsbedürfnisse des jeweiligen Probanden erfüllt werden. Aus der unterschiedlichen Alterung ergeben sich unterschiedlich lange „Lebenszeiten“ der Batterien, wodurch die monetären Folgen unterschiedlicher Lademodelle abgeschätzt werden können.

Im Folgenden werden die Alterungsverläufe der Simulation im Detail betrachtet und analysiert. Für alle Berechnungen wurde der Start-SOH auf 95 % festgelegt, um die Ungenauigkeiten im Bereich einer noch nicht gealterten Batterie zu vermeiden (siehe Kapitel 4.4.9.2).

4.6.1 Alterung durch Zyklisieren und kalendarische Alterung

Die Alterung der Batterien ist auf die Alterung durch Zyklisieren und die kalendarische Alterung zurückzuführen. Je nach betrachtetem Lademodell ergibt sich dabei eine

unterschiedliche Gewichtung der beiden Anteile, die in Abbildung 4-52 für User 31 im Jahr 2020 dargestellt sind.

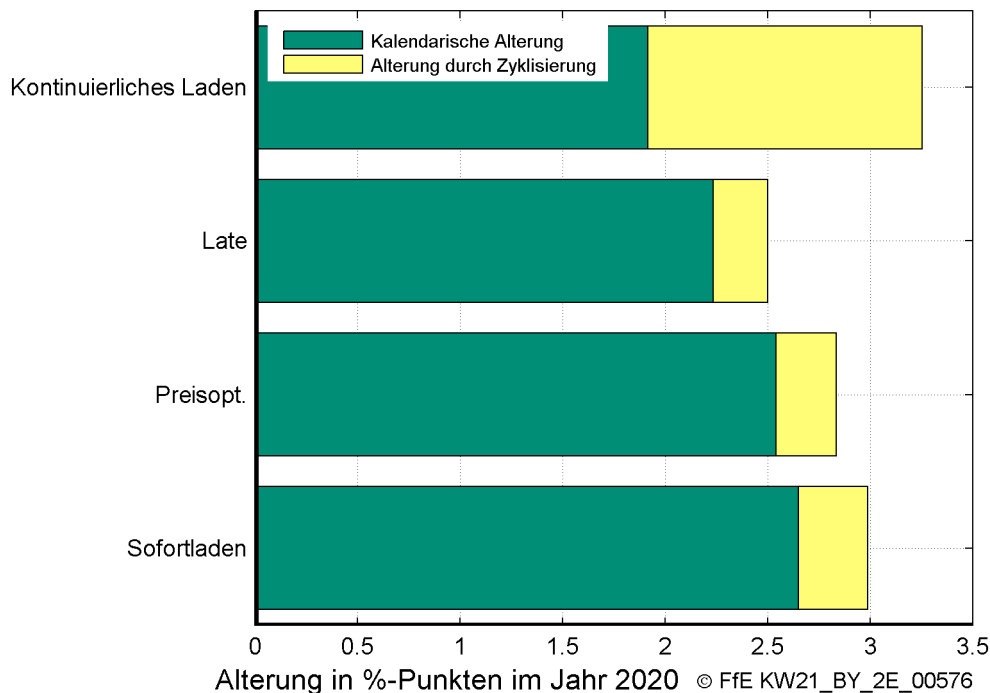


Abbildung 4-52: *Batteriealterung bei User 31 im Jahr 2020 in %-Punkten pro Jahr, ausgewiesen nach kalendarischer Alterung und Alterung durch Zyklisieren für die betrachteten Lademodelle*

In Abbildung 4-52 wird zunächst ersichtlich, in welchem Verhältnis die kalendarische Alterung zur Alterung durch Zyklisieren steht. Da die EV die überwiegende Zeit im Jahr 2020 nicht genutzt werden, altert die Batterie überwiegend kalendarisch. Von „Sofortladen“ hin zu „Kontinuierliches Laden“ nimmt diese Art der Alterung ab, wobei gleichzeitig die Alterung durch Zyklisieren zunimmt. Die Zunahme der Alterung durch Zyklisieren erklärt sich dabei nicht durch die Höhe der C-Rate, welche zu „Kontinuierliches Laden“ hin abnimmt, sondern durch die längeren Zeiträume während denen das Laden stattfindet (siehe Abbildung 4-27 und Abbildung 4-28).

Bei den Lademodellen „Late“ und „Sofortladen“ wird die Batterie immer mit gleicher Leistung geladen. Allerdings ist der Ladezeitpunkt unterschiedlich, und damit einhergehend die Temperatur der Batterie während des Ladevorgangs. Hieraus ergibt sich eine nicht lineare Verschiebung der Alterungsvorgänge.

Durch die beiden beschriebenen Effekte ergibt sich ein Minimum beim Lademodell „Late“. Dieses Minimum bedeutet, dass die Lebensdauer der Batterie maximiert werden kann, wenn sie zunächst bei niedrigen Temperaturen nach jeder Fahrt „gelagert“ wird und erst so spät wie möglich geladen wird. Auf diese Art kann die kalendarische Alterung minimiert werden. Die beim Laden stattfindende Alterung spielt dagegen eine untergeordnete Rolle. Bei User 11 ergibt sich eine ähnliche Verteilung (vgl. Abbildung 4-53).

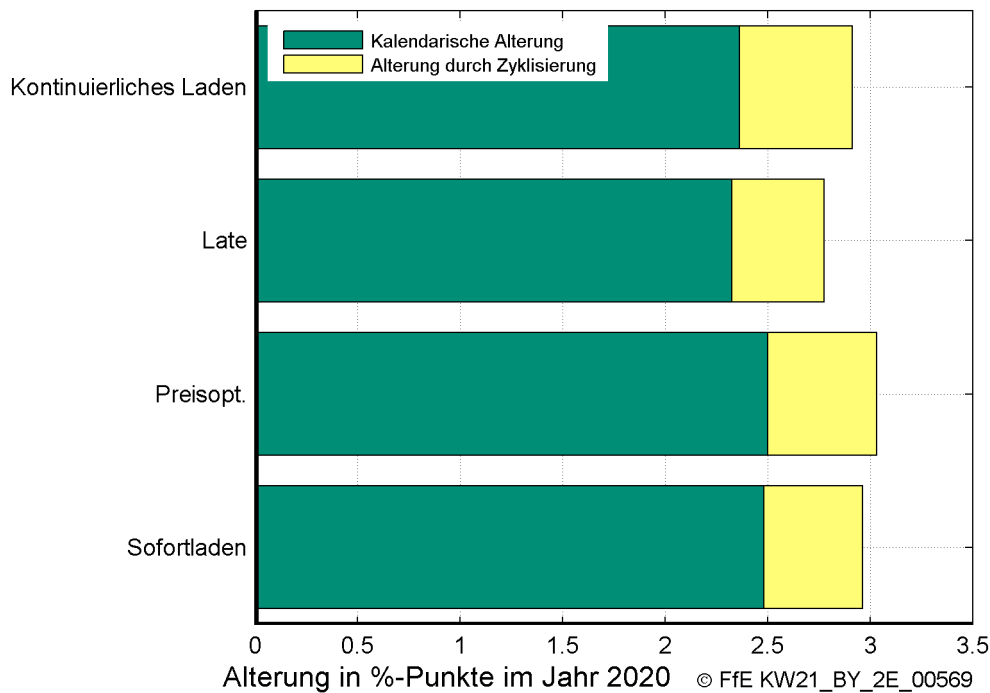


Abbildung 4-53: *Batteriealterung bei User 11 im Jahr 2020 in %-Punkten pro Jahr, ausgewiesen nach kalendarischer Alterung und Alterung durch Zyklieren für die betrachteten Lademodelle*

Auch bei User 11 in Abbildung 4-53 altert die Batterie überwiegend kalendarisch. Bei User 11 sind allerdings die Alterungsunterschiede der Lademodelle kleiner als bei User 31. Dies liegt überwiegend daran, dass User 11 überproportional weniger km pro Jahr fährt als User 31 in Relation auf die jeweilige Batteriegröße.

Die beiden simulierten Probanden unterschieden sich wesentlich durch die zurückgelegten Jahreskilometer. So ist die Fahrleistung von User 31 gegenüber User 11 um den Faktor 2,7 höher. Die Batterie von User 31 ist allerdings nur 1,14 Mal größer als die von User 11, sodass eine höhere spezifische Belastung der Batterie gegeben ist.

Für User 11 wurde eine maximale Ladeleistung von 3 kW zugelassen. Aus diesem Grund ist das Verhältnis von Ladeleistung zu Batteriegröße geringer als bei User 31 (3 kW zu 28 kWh gegenüber 9 kW zu 32 kWh). Aufgrund der geringen Ladeleistung ergeben sich kaum Unterschiede in der Alterung durch Zyklieren bei den verschiedenen Lademodellen.

Die kalendarische Alterung weist ebenfalls nur geringe Unterschiede in Abhängigkeit von den Lademodellen auf. Dies hängt im Wesentlichen damit zusammen, dass aufgrund der geringen Fahrleistung die Batterie nur selten „entladen“ wird, und damit relativ bedeutungslos ist, ob der Ladevorgang zeitlich verschoben wird oder nicht (vgl. Abbildung 4-54).

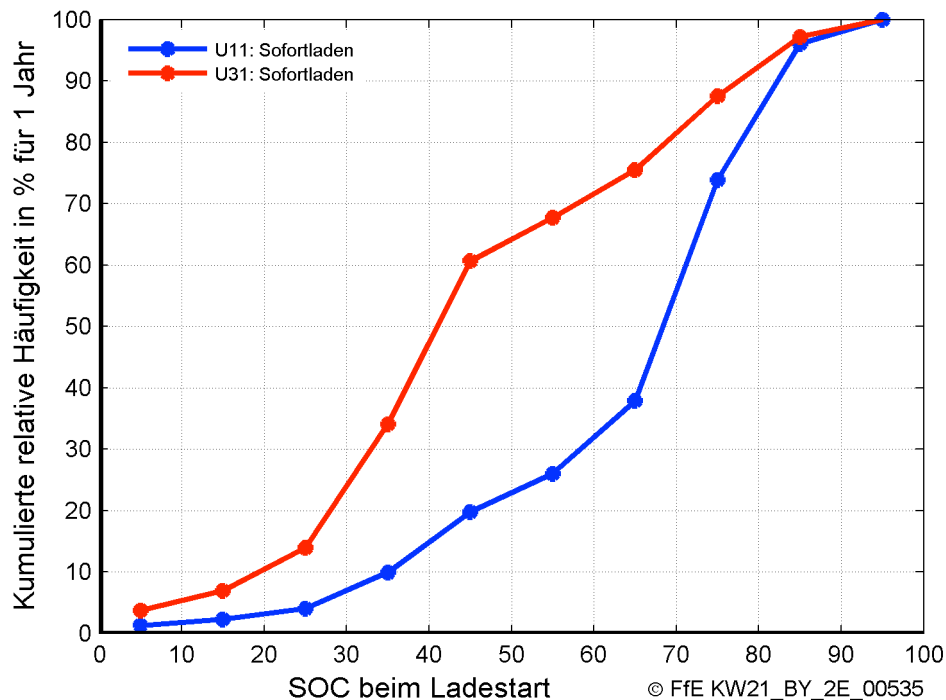


Abbildung 4-54: *Kumulierte relative Häufigkeit des Ladezustands (SOC) beim Ladestart für das Lademodell Sofortladen und die User 11 und 31 im Jahr 2020*

Abbildung 4-54 stellt die relative Verteilung der Ladezustände zum Zeitpunkt des Ladestarts kumuliert in 10 %-Stufen dar. Es ist zu erkennen, dass User 11 seltener als User 31 die Batterie unter 60 % entlädt. Weniger als 30 % der Ladevorgänge starten bei User 11 unterhalb von einem SOC von 60 %, bei User 31 sind es hingegen ca. 70 %. Aus diesem Grund ergeben sich sehr geringe Unterschiede der kalendarischen Alterung.

4.6.2 Lebenszeit der Batterien in Abhängigkeit von User und Lademodell

Da die Alterung über die Jahre nicht linear verläuft, kann aus dem ersten Simulationsjahr noch keine quantitative Aussage darüber getroffen werden, welches der Lademodelle für eine lange Lebenszeit der Batterie am besten geeignet ist. Um dieser Frage nachzugehen wurde die Simulation so lange fortgeführt bis der SOH der Batterien auf 80 % gesunken war und damit das Ende der definierten Lebenszeit erreicht wurde. Für die einzelnen Jahre der Simulation wurden dabei die Daten des Jahres 2020 (Temperatur, EEX-Preise) verwendet.

Abbildung 4-55 stellt die erreichten Lebenszeiten der Batterien (von einem SOH von 95 % bis einem SOH von 80 %) für User 11 und 31 bei den betrachteten Lademodellen dar.

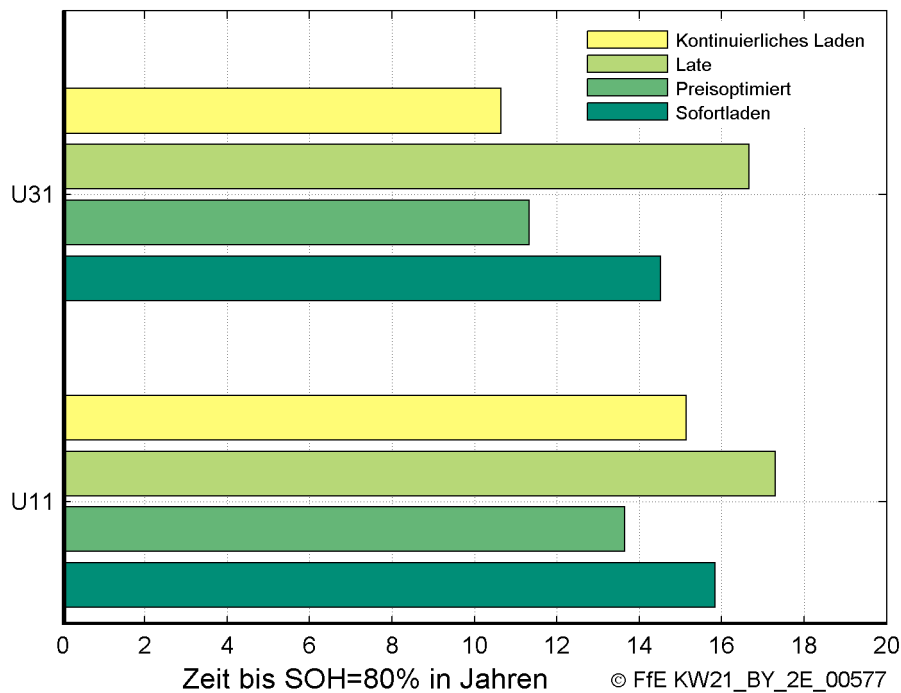


Abbildung 4-55: *Lebenszeit der Batterie bei User 11 und 31 (Zeit bis zum Erreichen eines SOH von 80%) für die verschiedenen Lademodelle*

In Abbildung 4-55 ist zunächst der Unterschied zwischen User 11 und User 31 zu erkennen. Bei User 31 hat die Batterie eine kürzere Lebensdauer, was auf die Relation von Auslegung der Batteriekapazität zur Nutzung zurückzuführen ist.

Bei User 11 führt das Lademodell „Late“ zu einer Batterie-Lebensdauer von 17,3 Jahren, während sich dieser Wert beim Lademodell „Preisoptimiert“ auf 13,7 Jahre verringert.

Bei User 31 führt das Lademodell „Late“ ebenfalls zur längsten Lebenszeit von knapp 16,5 Jahren. Der kürzeste Zeitraum (10,6 Jahre) wurde mit dem Modell „Kontinuierliches Laden“ erreicht.

In Tabelle 4-2 ist für User 11 und 31 die Lebenserwartung beim Lademodell „Sofortladen“ und die prozentuale Veränderung gegenüber dem jeweils meist- und geringst Batterie beanspruchenden Lademodell gegeben.

Tabelle 4-2: *Lebenserwartung der Batterie bei User 11 und User 31 für die Lademodelle mit der jeweils schnellsten und langsamsten Alterung im Vergleich zum Lademodell „Sofortladen“*

	Sofortladen Dauer in Jahren	Schnellste Alterung	Langsamste Alterung
		Lademodell / Veränderung zu Sofortladen	
User 11	15,8 Jahre	Lademodell „Preisoptimiert“ -14 %	Lademodell „Late“ +9 %
User 31	14,5 Jahre	Lademodell „Kontinuierliches Laden“ -27 %	Lademodell „Late“ +15 %

Die Lademodelle bewirken eine Veränderung der Lebensdauer von -13 % bis +9 % (bei User 11) und von -27 % bis +15 % (bei User 31, vgl. Tabelle 4-2).

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Lademodelle selbst nur einen geringen Einfluss auf die tatsächliche Alterung der Batterie haben. Allerdings machen sich auch die geringen Unterschiede der Alterung, aufgrund der flachen Charakteristik der Alterung über die Zeit, über der gesamten Lebenszeit der Batterie bemerkbar. Dieser Effekt ist bei der Betrachtung der Alterungsverläufe über die Zeit ersichtlich. Die unterschiedlichen Lebenszeiten führen zwingend zu unterschiedlichen jährlichen Kosten für dieselbe Batterie bzw. dasselbe Elektrofahrzeug. Diese Diskussion wird in Kapitel 5 geführt.

4.6.3 Alterungsverlauf über die Zeit

In Abbildung 4-56 und Abbildung 4-57 wird zunächst die Alterung für User 11 (rot) und User 31 (blau) über die Simulationszeit dargestellt.

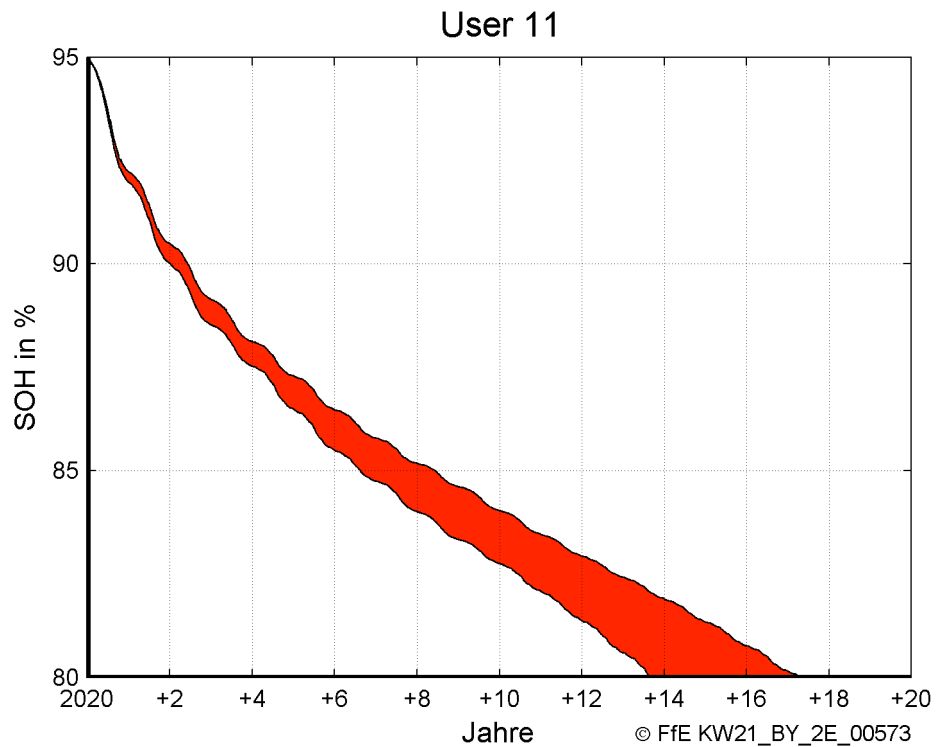


Abbildung 4-56: *Alterungsverlauf der Batterie von User 11 bei unterschiedlichen Lademodellen über 20 Jahre*

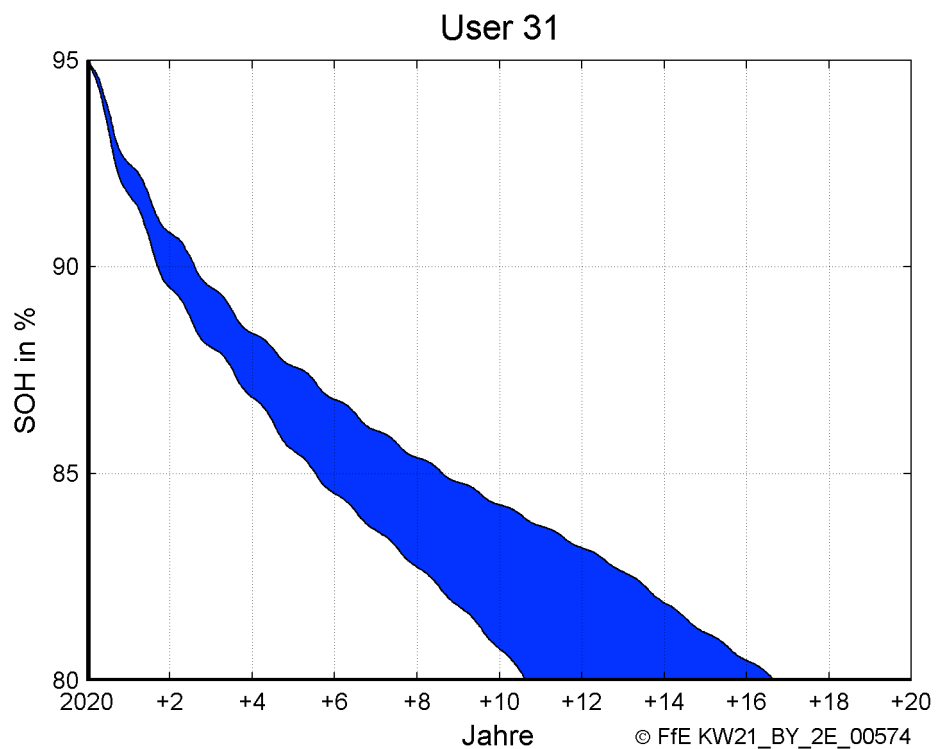


Abbildung 4-57: *Alterungsverlauf der Batterie von User 31 bei unterschiedlichen Lademodellen über 20 Jahre*

Die dargestellten Flächen in Abbildung 4-56 und Abbildung 4-57 werden durch die Lademodelle mit der geringsten (obere Kante) und höchsten (untere Kante) Alterung

begrenzt (vgl. Tabelle 4-2). Es wird ersichtlich wie die hohe Fahrleistung von User 31 zu einem stärkeren auseinanderdriften der Alterungsverläufe führt. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Zeitpunkte für das Erreichen des Lebensendes (SOH von 80 %) der Batterie.

Aus den Alterungsverläufen wird deutlich, dass die zunächst rasche Abnahme des SOH in den ersten Simulationsjahren zwar sehr schnell kleiner wird, aber diese ersten Jahre entscheidend die Lebenszeit der Batterie beeinflussen.

Der Wellenverlauf der Alterungskurven ist auf die jahreszeitliche Abhängigkeit der Alterung zurückzuführen. Durch die Abhängigkeit der Alterung von der Temperatur altern die Batterien im Sommer schneller als an kalten Tagen (vgl. Abbildung 4-58).

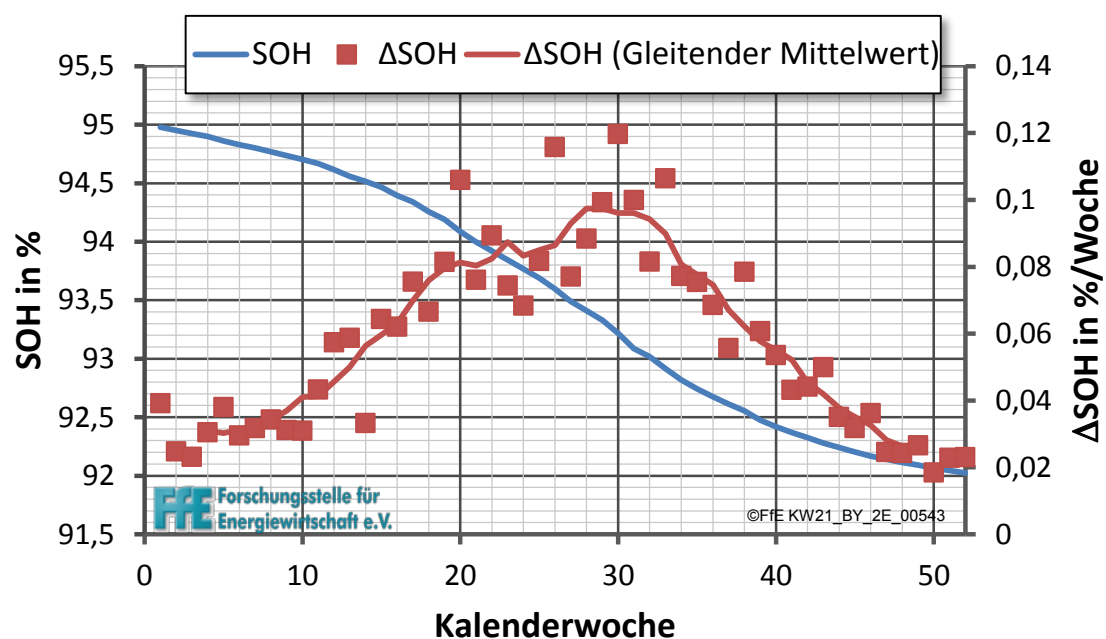


Abbildung 4-58: Verlauf des SOH für User 11 im Lademodell „Sofortladen“ verteilt über das erste Simulationsjahr, Alterungsgeschwindigkeit in %/Woche und gleitender Mittelwert der Alterungsgeschwindigkeit über ± 3 Wochen

Abbildung 4-58 zeigt die Abnahme des SOH für User 11 im Lademodell „Sofortladen“ über das erste Simulationsjahr (blau). Die Temperaturabhängigkeit der Alterung wird durch die Betrachtung der Alterungsgeschwindigkeit (\square SOH, rote Punkte und rote Kurve) deutlich. Die Sprünge dabei sind vom Fahr- und Ladeprofil abhängig.

In den kalten Monaten (Jan-März und Okt-Dez) sinkt der SOH um 0,9 %-Punkte. Die Alterung während der restlichen 6 Monate beläuft sich auf über 2 %-Punkte. Dieses Verhältnis von ca. 1:2 ist unabhängig von den Lademodellen und Probanden.

4.6.4 Diskussion der Alterungsergebnisse

Eine Lebensdauer der Batterien von über zehn Jahren scheint zunächst unplausibel. Bei einem Blick auf die Messdaten ist allerdings ersichtlich, dass die Batterien theoretisch diese Zeit gut überdauern können. Ein Grund hierfür sind die in der TRY-Region 13 vorherrschenden Temperaturen von im Mittel 9°C, die zu einer geringeren kalendarischen Alterung führen.

In der Realität ist zu erwarten, dass durch den Einsatz im Elektroauto die Batterien aufgrund der in Kapitel 4.5.7 beschriebenen Aspekte etwas schneller altern als berechnet. Diese Aspekte werden im Rahmen dieser Betrachtung, in der ein Vergleich verschiedener Lademodelle vorgenommen wird, nicht berücksichtigt.

Die in der Simulation ermittelte Zyklenzahl für die ersten zehn Jahre beträgt für User 11 ca. 680 und für User 31 ca. 2.250. Der Hersteller der Zellen, *A123 Systems* gibt eine Alterung von ca. 5% je 1.000 Zyklen bei 25°C und 1 C an [AS-01 12]. Somit steht fest, dass die Zyklenfestigkeit der simulierten Zellen ebenfalls plausibel ist.

5 Kostenvergleich

Die Ergebnisse der EWi-Simulation und der Batterie- und Nutzersimulation können nur auf wirtschaftlicher Ebene miteinander verglichen werden. Nachfolgend wird, neben der monetären Betrachtung der Lademodelle im Jahr 2020, ein Vergleich zur Benzin- und Dieseltechnologie gegeben, sodass die Ergebnisse im Kontext aktueller Technologien stehen (vgl. Abbildung 5-1). Es ist nicht das Ziel dieser Arbeit, eine genaue Kostenbetrachtung zu geben. Vielmehr sollen mittels eines groben Vergleichs die Potenziale der Technologie und vor allem der Unterschied der Lademodelle bzgl. Batteriealterung und Energiekosten in Relation gestellt werden.

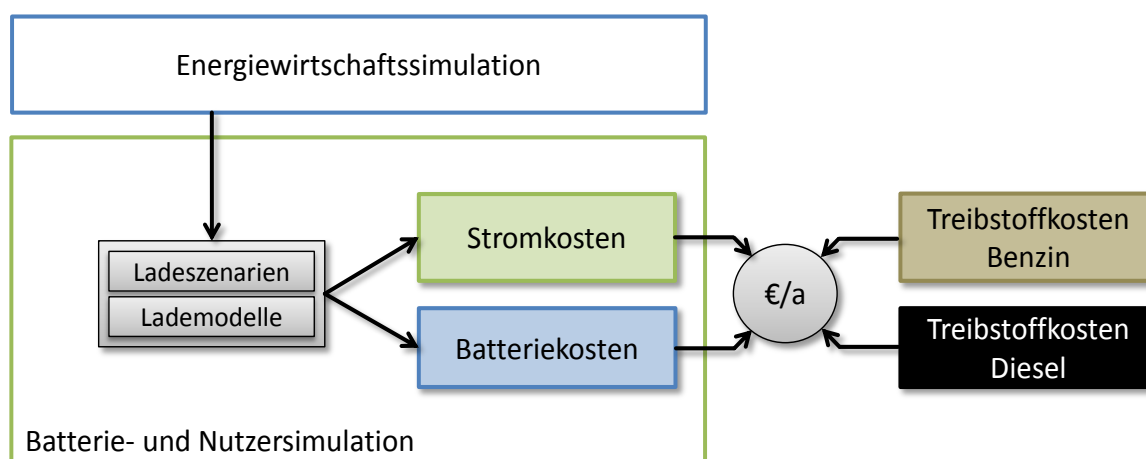


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung des Vergleichs der jährlichen Kosten für Batterie, Strom sowie Treibstoff.

Für die nutzerseitigen Kostenberechnungen werden verschiedene Annahmen getroffen, die im Folgenden beschrieben werden. Verglichen werden die Strom- und Batteriekosten pro Jahr mit den Kraftstoffkosten konventioneller PKW. Anschaffungskosten werden dabei nicht betrachtet, weder für Elektrofahrzeuge („Auto um die Batterie herum“, evtl. Installation von Ladeinfrastruktur, Kommunikationsbedarf für die Ladesteuerung, etc.) noch für Benzin- und Dieselfahrzeuge. Ebenfalls werden Steuer, Wartung und sonstige Kosten nicht betrachtet. Alle Berechnungen werden in drei Szenarien (*low*, *mid* und *high*) durchgeführt, mit denen niedrige, mittlere und hohe Preisentwicklungen für Batterie und Kraftstoff nachgebildet werden.

Die Erkenntnisse der EWi-Simulation fließen in die Definition der Lademodelle für die Nutzer- und Batteriesimulation ein. Die Preise für Strom basieren somit auf einer einheitlichen, energiewirtschaftlichen Basis. Die Ladesteuerung reagiert auf die Energiekosten (Grenzkosten) bzw. EEX-Preise, welche für die Berechnung der Stromkosten auf die Endkundenpreise hochgerechnet wurden.

5.1 Batteriekosten im Jahr 2020

Nach /EWI-07 10/ betragen die Batteriekosten im Jahr 2020 zwischen 200 €/kWh (*low*) und 500 €/kWh (*high*). Im mittleren Szenario (*mid*) kostet die Batterie 280 €/kWh. Eigene Berechnungen ergeben ähnliche Werte /FFE-45 10/. Die Entwicklung der Batteriekosten wird in Abbildung 5-2 dargestellt.

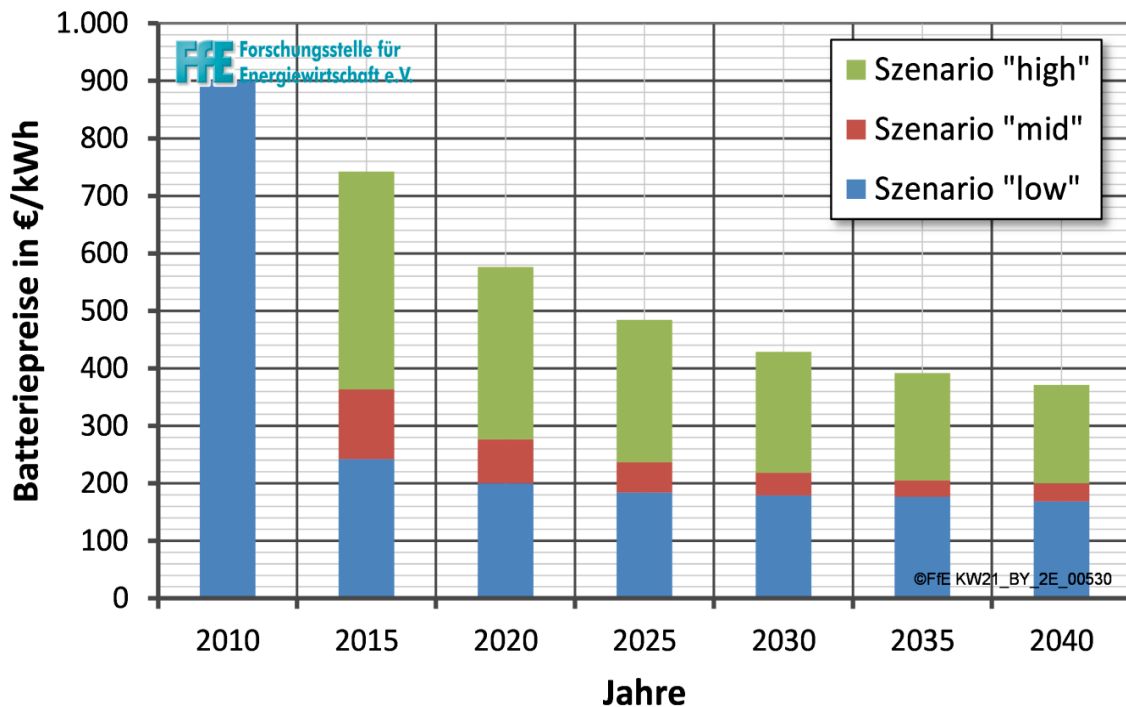


Abbildung 5-2: Entwicklung der Batteriepreise nach /EWI-07 10/

Abbildung 5-2 stellt die Preise von Batterien für Endkunden in €/kWh für die drei Szenarien *high*, *mid* und *low* kumuliert dar.

5.2 Treibstoffkosten im Jahr 2020

Ausgehend von den durchschnittliche Treibstoffpreisen für Benzin (1,7 €/l) und Diesel (1,5 €/l) im September 2012 werden drei Entwicklungspfade definiert. Im Szenario *low* wird angenommen, dass der Treibstoff bis zum Jahr 2020 gleich teuer bleibt. Im Szenario *mid* wird dagegen von einer Preissteigerung von 2,5 % p.a. ausgegangen. Das Szenario *high* sieht eine jährliche Steigerung von 5 % vor (vgl. Tabelle 5-1).

Tabelle 5-1: *Treibstoffpreise für Diesel und Benzin im Jahr 2020 für die Szenarien low, mid und high*

	Einheit	Benzin			Diesel		
		low	mid	high	low	mid	high
Sep 12	€/l	1,7			1,5		
Preissteigerung	% p.a.	0,0%	2,5%	5,0%	0,0%	2,5%	5,0%
2020	€/l	1,7	2,1	2,5	1,5	1,8	2,2

Der Verbrauch auf 100 km ist ebenfalls eine sensible Größe und wird deswegen für das Jahr 2020 definiert. Dabei wird für User 11 und User 31 ein Vergleichsfahrzeug mit Verbrennungsmotor definiert. Für User 11 (Th!nk City) wird der aktuelle durchschnittliche Verbrauch einer Fiat-500-Flotte zu Grunde gelegt. Für User 31 (BMW Active E) wird der Verbrauch einer 3er-BMW-Flotte zu Grunde gelegt. Aus /SPRITM/ können reelle Verbräuche entnommen werden. Des Weiteren wird, basierend auf einer linearen Extrapolation der Effizienzsteigerung der Jahre 1991 bis 2009 /BMVBS-01 11/ (vgl. Abbildung 5-3), eine Effizienzsteigerung von 20 % bis zum Jahr 2020 abgeschätzt. Die Verbrauchswerte sind in Tabelle 5-2 zusammengefasst.

Tabelle 5-2: *Verbrauch in l/100km nach /SPRITM/ und Effizienzsteigerung der Fahrzeuge im Jahr 2020*

	Einheit	Benzin			Diesel		
		low	mid	high	low	mid	high
Effizienzsteigerung	%	20%			20%		
User 11 bis 2012	l/100 km	6,5			4,9		
(Fiat 500) 2020	l/100 km	5,2			3,9		
User 31 bis 2012	l/100 km	9,4			6,8		
(3er BMW) 2020	l/100 km	7,5			5,4		

Nach dieser Methodik verbraucht der Fiat 500 von User 11 im Jahr 2020 5,2 l/100km Benzin bzw. 3,9 l/100km Diesel. Der 3er BMW von User 33 verbraucht 7,5 l/100km Benzin bzw. 5,4 l/100km Diesel. Es ist zusätzlich anzumerken, dass diese Werte lediglich als „Mittelwerte einer Flotte“ anzusehen sind und stellen nicht die beste verfügbare Technologie im Jahr 2020 dar.

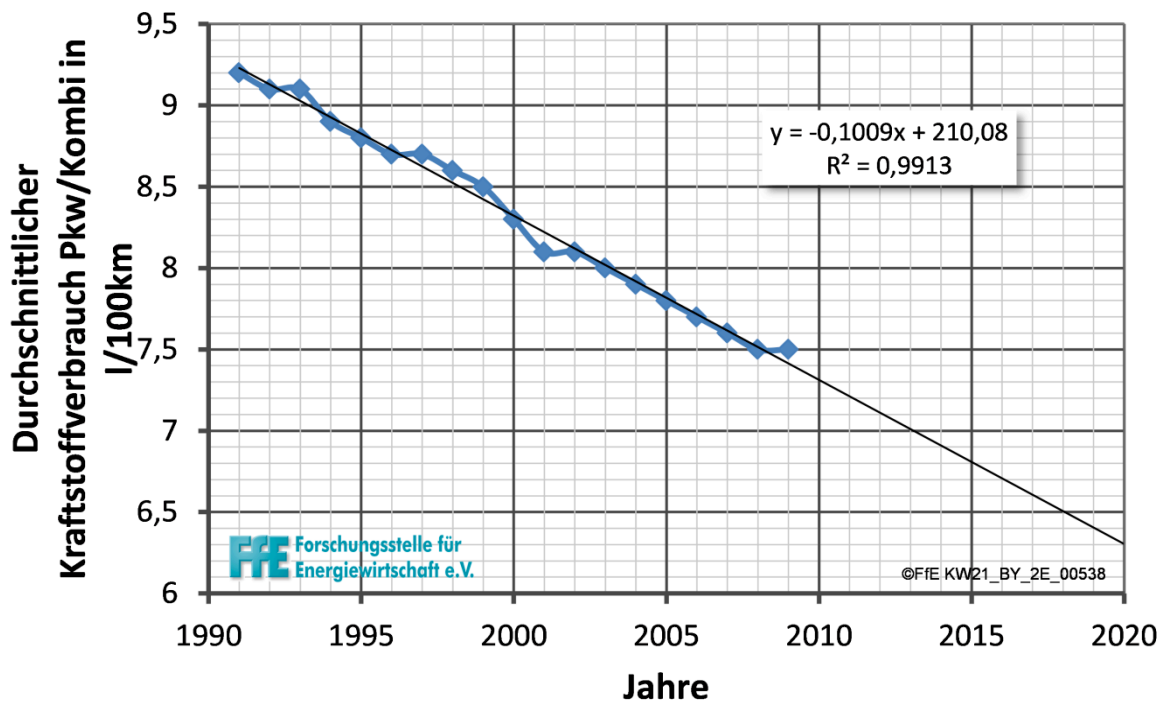


Abbildung 5-3: *Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch für Pkw/Kombi in l/100km zwischen 1991 und 2009 nach Daten aus /BMVBS-01 11/*

5.3 Jährliche Kosten

Nachfolgend werden die Kosten in €/Jahr für die Elektromobilität nach den Szenarien *low*, *mid* und *high* für User 11 (vgl. Abbildung 5-4) und User 31 (vgl. Abbildung 5-5) dargestellt. Ihnen sind jeweils die Kraftstoffkosten für Benzin und Diesel der jeweiligen Vergleichsfahrzeuge gegenübergestellt.

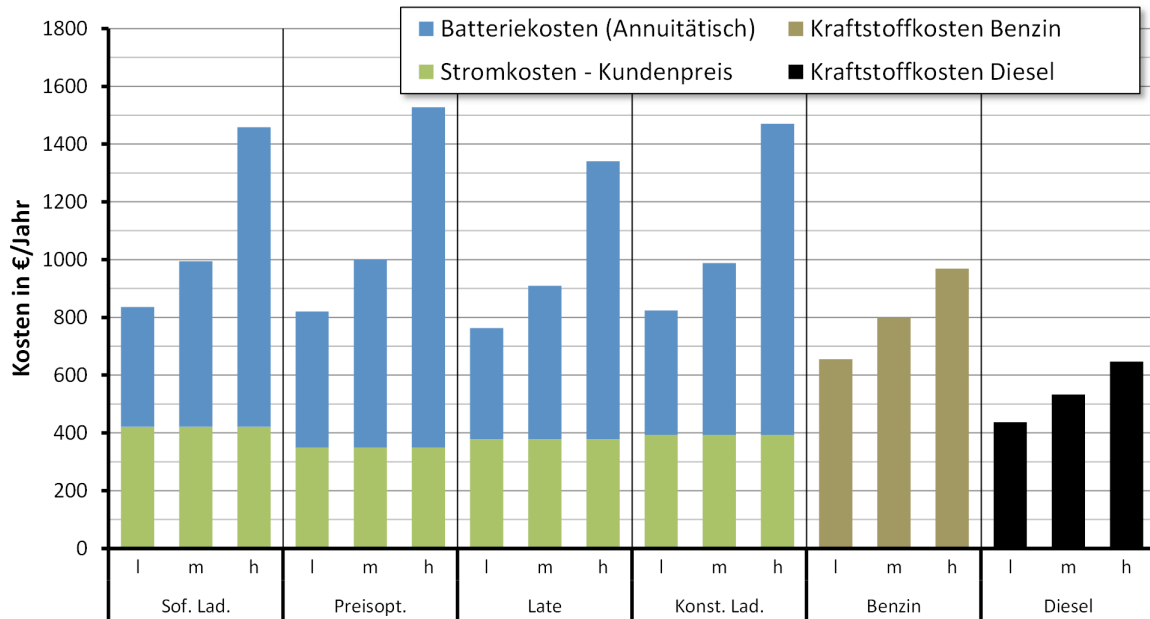


Abbildung 5-4: *Jährliche Kosten in € für Batterie, Strom, Benzin und Diesel im Jahr 2020 für User 11*

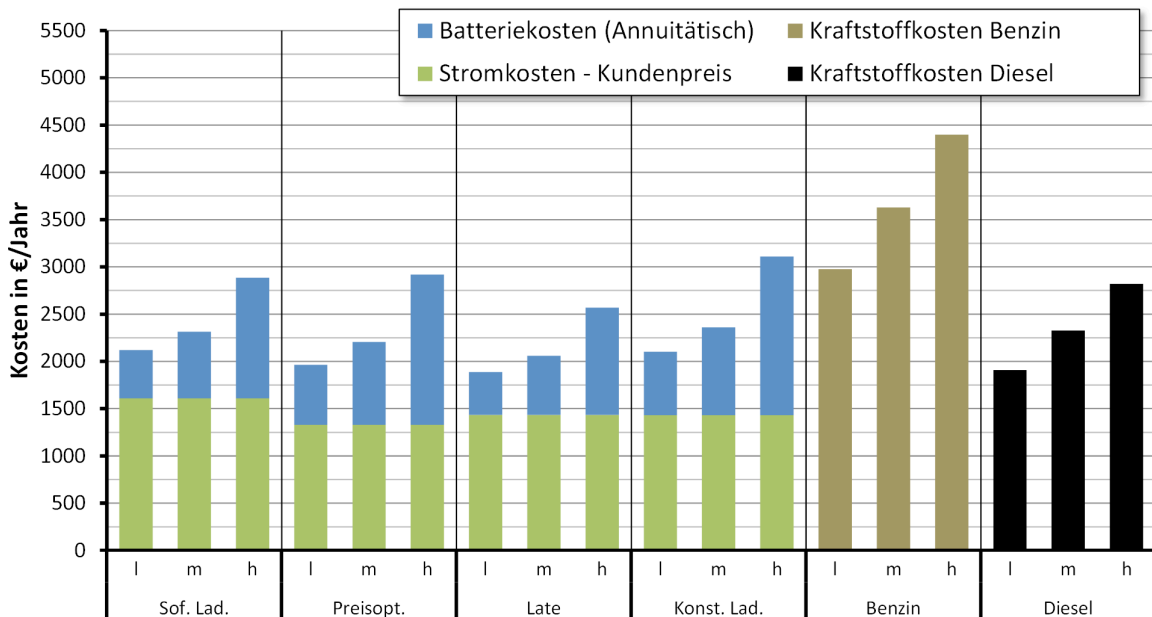


Abbildung 5-5: *Jährliche Kosten in € für Batterie, Strom, Benzin und Diesel im Jahr 2020 für User 31*

Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 stellen die Batteriekosten (annuitätisch gerechnet über die jeweilige Lebenszeit einer Batterie bei gegebenem Lademodell mit einem Zins von 4 % p.a. und einer Inflationsrate von 2 % p.a.) und Stromkosten dar. Diese werden mit den reinen Kraftstoffkosten von Diesel und Benzin verglichen.

Bei beiden Usern zeigt sich eindeutig, dass die Kosten der Elektromobilität deutlich stärker von den Batteriekosten (dargestellt durch die Szenarien *low*, *mid*, *high*) als von

den Strompreisunterschieden durch die Lademodelle abhängen. Trotzdem lassen sich bei User 11 ca. 13 % der Kosten durch Veränderung der Lademodalitäten (Lademodell „Late“ gegenüber Lademodell „Sofortladen“) sparen. Das Lademodell mit der kürzesten Batterielebenszeit, „Preisoptimiertes Laden“, führt nur im Szenario mit sehr günstigen Batteriepreisen zu einer Netto-Reduktion der Kosten von 2 %. Ansonsten bewirkt die schnelle Alterung vielmehr eine geringe Kostensteigerung. Das bedeutet, dass die Kostenreduktion durch die Optimierung der Ladezeiten nach Energiepreisen in der gleichen Größenordnung wie die Mehrkosten der Batterie, infolge von zusätzlicher Alterung aufgrund dieses Lademodells, liegt. Dementsprechend ist zu konstatieren, dass der zur Implementierung dieses Modells erforderliche, zusätzliche Aufwand an Kommunikationsinfrastruktur nicht gerechtfertigt ist.

Für User 11 ergibt sich in Abhängigkeit von Lademodell und Szenario ein Unterschied der Kosten von -118 €/a bis +70 €/a, wobei die Batteriekosten den größten Einfluss haben (vgl. Tabelle 5-3). Für User 31 verläuft der Unterschied der Kosten von -318 €/a bis +260 €/a.

Tabelle 5-3: Maximale und minimale Kostenunterschiede unterschiedlicher Lademodelle bei User 11 und User 31 im Vergleich mit Lademodell „Sofortladen“

User	Lademodell	Einheit	Unterschied zum Lademodell Sofortladen									
			Batteriekosten			Stromkosten			Gesamtkosten			
			low	mid	high	low	mid	high	low	mid	high	
User 11	Langsamste Alterung	Late	-30 €	-41 €	-75 €	-43 €	-73 €	-84 €	-118 €			
		%		-7%		-10%	-9%	-8%	-8%			
User 11	Schnellste Alterung	Preisoptimiert	57 €	78 €	142 €	-72 €	-16 €	6 €	70 €			
		%		14%		-17%	-2%	1%	5%			
User 31	Langsamste Alterung	Late	-57 €	-78 €	-142 €	-176 €	-233 €	-255 €	-318 €			
		%		-11%		-11%	-11%	-11%	-11%			
User 31	Schnellste Alterung	Kont. Laden	161 €	223 €	403 €	-178 €	-17 €	45 €	225 €			
		%		32%		-11%	-1%	2%	8%			

Tabelle 5-3 stellt die Kostenreduktion bzw. -erhöhung durch die Lademodelle mit langsamster und schnellster Alterung in Relation zum Lademodell „Sofortladen“ bei den drei Szenarien *low*, *mid* und *high* für die User 11 und 31 dar. Dabei werden die Kosten in €/a und in % angegeben. Prozentual gesehen sind die Batteriekosten vom Szenario unabhängig, ebenso wie die Stromkosten.

Es ist erkennbar, dass die Ersparnisse auf Batterieseite größer sind als die auf der Stromseite. Somit wäre es für die betrachteten Fahrzeughalter (User 11 und User 31) besser, wenn Sie die Alterung der Batterie optimieren.

Aus den Ergebnissen lässt sich also ableiten, dass keine aufwendige Kommunikation im Auto für eine günstige Elektromobilität notwendig ist. Da die größten Kosten und damit auch die größten Einsparpotenziale eines Elektroautos bei der Batterie liegen und da die kalendarische Alterung der einflussreichste Alterungsmechanismus ist, ist es besser, die Batterie nicht sofort zu laden, sondern möglichst spät bzw. erst kurz vor der Abfahrt. Dabei ist die Ladeleistung relativ unwichtig; sie darf „hoch“ sein. Dies liegt daran, dass selbst hohe Ladeleistungen, je nach Batteriekapazität zu relativ geringen C-Raten führen können. Bei User 31 entspricht beispielsweise das Laden mit einem dreiphasigen

System (9 kW) einer C-Rate kleiner als 1 C. Selbst das Laden mit der dreifachen Leistung würde immer noch zu Ladeströmen kleiner 3 C führen, und somit auch einen sehr geringen Effekt haben. Für die Realisierung dieses Lademodells würde im Prinzip eine „Zeitschaltuhr“ oder eine entsprechende Software im Auto, mit der Aufgabe, das Laden automatisch in der Nacht zu starten, ausreichen.

Bei den obigen Aussagen wird allerdings ein Batteriesystem mit einem entsprechend leistungsstarken Kühlsystem vorausgesetzt. Da die Temperatur einen großen Einfluss auf die Alterung der Batterie hat, muss ein Elektroauto, das mit 3 C geladen werden kann, über die entsprechende Wärmeabfuhr verfügen. Ansonsten würde sich evtl. schon bei 3 C die Alterung durch den Stromfluss und den dadurch verursachten Wärmestau deutlich bemerkbar machen. Aus eigenen Messungen und Erfahrungen lässt sich sagen, dass diese Problematik auch bei aktuellen Elektroautos besteht und es vor allem im Sommer zu Wärmestau in der Batterie kommen kann.

Aus Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 ist ebenfalls erkennbar, dass die Kosten für Batterie und Strom in der gleichen Größenordnung liegen wie die Kosten für die Treibstoffe Benzin und Diesel. Würden die restlichen Kosten (Steuern, Wartung, Fahrzeugkosten ohne Batterie, etc.) für Elektroautos und Verbrennungsfahrzeuge in der gleichen Größenordnung liegen, könnten im Jahr 2020 Elektroautos wirtschaftlich in direkte Konkurrenz zur herkömmlichen Technologie treten.

Ein wesentliches Ergebnis aus /EWI-07 10/ ist der Einfluss der gefahrenen Jahreskilometer auf die Kosten von Elektroautos. Je mehr gefahren wird, desto günstiger sind diese gegenüber Diesel- oder Benzinfahrzeugen. Dieser Effekt konnte hier ebenfalls zwischen User 11 und User 31 beobachtet werden und liegt nicht direkt an den gefahrenen Jahreskilometern wie von /EWI-07 10/ postuliert, sondern an der Relation von verbrauchter Energie pro Jahr zur Batteriekapazität ($kWh_{\text{Verbrauch}}/a$ zu kWh_{Batt}) und somit der Relation zwischen der Investition (Batteriegröße) und ihrer Ausnutzung. Dadurch wird die „Ausnutzung“ des wirtschaftlichen Potenzials von Elektroautos definiert.

6 Weiterer Forschungsbedarf

Wie in der Einleitung dieser Arbeit bereits erwähnt, besteht im Bereich der Elektromobilität allgemein noch großer Forschungsbedarf. Es stehen nach wie vor große technologische Fortschritte bevor, unter anderem in den Bereichen Batterie und Batteriealterung, Antriebsstrang, Leistungselektronik, Integration, Navigation, SOC-Vorhersage und Lademanagement.

Speziell im Bereich Lademanagement und Batteriealterung ist es notwendig, die Forschung in folgenden Themenschwerpunkten voranzutreiben:

- Modellierung und Prognose der Strommärkte
- Entwicklung von Lademodellen
- Messtechnische Analysen der Alterung moderner Batterien
- Messungen bei geringen Strömen
- Simulation der Batteriealterung unter Berücksichtigung realitätsnaher Bedingungen

Für die zukünftige Entwicklung von Lademodellen, sowie ihre realistische Bewertung, ist eine bessere Modellierung der Strommärkte notwendig. Dies beginnt beim Day-Ahead-Markt, der mit der vorgestellten Methodik sehr gut modelliert werden konnte. Beim Intra-Day-Markt und den Regelleistungsmärkten liefern aktuelle Modelle nur unzureichende Ergebnisse, sodass allgemein keine genauen Betrachtungen möglich sind. Die Lademodelle sollten in der Lage sein, Marktveränderungen zu folgen, die vor allem in den Regelleistungsmärkten zu erwarten sind.

Die Aussagen in dieser Arbeit sind streng an den betrachteten Batterietyp gekoppelt. Dies gilt nicht für die grundsätzliche Methodik, sondern lediglich für die Bewertung der Ergebnisse. Um die Aussagen dieser Arbeit zu verallgemeinern, wären weitere Batterietests notwendig, die möglichst viele verschiedene Batterietypen umfassen. Zudem sollten zukünftige Messvorhaben explizit Messungen bei geringeren Stromstärken umfassen, die zwar zeitlich aufwändiger sind, aber für eine realistische Nachbildung des vorgesehenen Einsatzbereichs unerlässlich sind. Ebenfalls sollten künftige Messungen realitätsnahe Bedingungen nachbilden können.

Formelzeichen und Indices

Formelzeichen

α	Stromfaktor für die Berechnung vom SOC	[-]
β	Temperaturfaktor für die Berechnung vom SOC	[-]
ΔSOH	Alterungsgeschwindigkeit	[%/s]
ΔSOH_T	Kalendarisch bedingte Alterungsgeschwindigkeit	[%/s]
ΔSOH_Z	Alterungsgeschwindigkeit aufgrund von Zyklen	[%/s]
ϑ	Temperatur	[°C]
A	Fläche	[m ²]
B	Stromabhängiger Parameter für die Berechnung von SOH_Z	[-]
C	Kapazität (Kondensator)	[F]
C_D	Doppelschichtkapazität	[F]
C_K	Kapazität Diffusionsprozesse	[F]
c_m	Spezifische Wärmekapazität	[J/(kg·K)]
D	Faktor für das Gewichten der kalendarischen Alterung und Zyklenfestigkeit	[-]
E	Energie	[Wh]
E_a	Aktivierungsenergie	[J/mol]
I	Strom	[A]
i_{Drive}	Auswerteindex, Einschränkungen der Mobilität aufgrund eines Lademodells	[%]
i_{Tech}	Auswerteindex, technologisch bedingte Einschränkung der Mobilität	[%]
i_{Markt}	Auswerteindex, Verletzung der Markt-Anforderungen	[%]
L	Induktivität	[H]
m	Masse	[kg]
P	Leistung	[W]
Q	Kapazität einer Batterie	[Ah]
\dot{Q}	Wärmeleistung	[W]
R	Universelle Gaskonstante $R = 8,314 \frac{J}{mol \cdot K}$	[J/(mol·K)]
R	Widerstand	[Ω]
R_i	Innenwiderstand	[Ω]
R_{EV}	Ersatzwiderstand des EV im Entladefall	[Ω]

R_C	Widerstand Doppelschicht	[Ω]
R_K	Widerstand Diffusionsprozesse	[Ω]
SOC	State of Charge, Ladezustand	[%]
SOC_{Grenze}	Grenze des Ladezustands	[%]
SOD	State of Discharge, Entladezustand	[%]
SOH	State of Health, Alterungszustand	[%]
t	Zeit	[s]
$t_{Stecker}$	Zeit wo ein EV an der Steckdose angeschlossen ist	[s]
U	Spannung	[V]
U_0	Leerlaufspannung	[V]
Z	Exponent für die Berechnung von SOH_Z	[-]

Indizes

el	Elektrisch
$Batt$	Batterie
MG	Motor / Generator
Aux	Auxiliary, Nebenverbraucher
$Laden$	Laden, Ladeleistung
ela	Entladen
lad	Laden
N	Nenn
$Trans$	Transmission, Wärmeleitung
$Kühl$	Kühlung
myT	... für eine bestimmte Temperatur
$mySOC$... für einen bestimmten SOC
$mySOH$... für einen bestimmten SOH
$.t$... für eine bestimmte Zeit
$Start$	Startbedingung

Abkürzungen

AZE	Projekt: Analysezentrum für Elektromobilität /FFE-34 11/
BK	Braunkohlekraftwerk
BMS	Batteriemanagementsystem
CCS	Carbon Capture and Storage, CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange, Europäische Energiebörse
ESB	Ersatzschaltbild
EV	Electric Vehicle, Elektrofahrzeug
EVU	Energieversorgungsunternehmer
EWi-Simulation	Energiewirtschaftssimulation
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle, Brennstoffzellenfahrzeug
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
GPS	Global Positioning System
GuD	Gas und Dampf Turbine
GT	Gasturbine
HEV	Hybrid Electric Vehicle, Hybridfahrzeug
KW21	Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts
KW21 BY 2E	Projekt: Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement /FFE-15 12/, /, FFE-30 12/
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Li	Lithium
LiFePO ₄	Lithium-Eisen-Phosphat
MR	Minutenreserve
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus, /RATEU-01 70/
NiCd	Nickel-Cadmium
OEM	Original-Equipment-Manufacturer, in der Automobilbranche sind die Fahrzeughersteller gemeint
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle, an der Steckdose ladbares Hybridfahrzeug
PV	Photovoltaik
SK	Steinkohlekraftwerk
SRL	Sekundärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

V2G Vehicle to Grid, Entladen von EV zur Rückspeisung ins
Stromnetz

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	<i>Liste der Fahrzeuge im Jahr 2010 und Zuordnung auf die Nutzerklassen</i>	7
Tabelle 3-2:	<i>Fahrzeugbeschreibung und Fahrzeugmasse</i>	8
Tabelle 3-3:	<i>Entwicklung der Fahrzeugmasse</i>	8
Tabelle 3-4:	<i>Fahrzeugdaten im Jahr 2020 und 2030</i>	9
Tabelle 3-5:	<i>Szenarien zur Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen</i>	19
Tabelle 3-6:	<i>Auswahl an Lademodellen für Elektroautos</i>	20
Tabelle 4-1:	<i>Auswahl von Probanden aus dem eFlott Projekt</i>	50
Tabelle 4-2:	<i>Lebenserwartung der Batterie bei User 11 und User 31 für die Lademodelle mit der jeweils schnellsten und langsamsten Alterung im Vergleich zum Lademodell „Sofortladen“</i>	107
Tabelle 5-1:	<i>Treibstoffpreise für Diesel und Benzin im Jahr 2020 für die Szenarien low, mid und high</i>	113
Tabelle 5-2:	<i>Verbrauch in l/100km nach /SPRITM/ und Effizienzsteigerung der Fahrzeuge im Jahr 2020</i>	113
Tabelle 5-3:	<i>Maximale und minimale Kostenunterschiede unterschiedlicher Lademodelle bei User 11 und User 31 im Vergleich mit Lademodell „Sofortladen“</i>	116

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der Methodik	3
Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der Einflussparameter auf die „Fahrzeugnutzung“	6
Abbildung 3-3: Aufteilung der Nutzerklassen basierend auf Mobilitätsdaten in Deutschland.....	6
Abbildung 3-4: Segmente des modifizierten NEFZ	10
Abbildung 3-5: Kühlstufen eines Toyota Prius II.....	11
Abbildung 3-6: Temperaturabhängigkeit der Kühlleistung eines Toyota Prius II.....	12
Abbildung 3-7: Exemplarische Darstellung der Variierung des Energiebedarfs.....	14
Abbildung 3-8: Penetrationsszenarien für Elektroautos in Deutschland bis 2030 in Mio.	15
Abbildung 3-9: Vergleich des simulierten Verkehrsaufkommens und der NO-Emissionen in Prozent bezogen auf eine Woche	17
Abbildung 3-10: Schematische Darstellung des Lademodells „Sofortladen“.....	20
Abbildung 3-11: Schematische Darstellung des Lademodells „Kontinuierliches Laden“.....	21
Abbildung 3-12: Schematische Darstellung des Lademodells „Preisoptimiertes Laden“.....	22
Abbildung 3-13: Schematische Darstellung des Lademodells Ankauf im Intra-Day.....	23
Abbildung 3-14: Schematische Darstellung des Lademodells Verkauf im Intra-Day.....	23
Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des Lademodells Positive SRL – V2G	25
Abbildung 3-16: Kraftwerksausbau zwischen 2010 und 2050 im Szenario „80 minus“ nach KW21 BY 1E /IFE-02 11/	27
Abbildung 3-17: Energieerzeugung zwischen 2010 und 2050 im Szenario „80 minus“ nach KW21 BY 1E – absolut (oben) und prozentual (unten) /IFE-02 11/	28
Abbildung 3-18: Netzlastgang nach KW21 BY 3E und KW21 BY 1E für die Jahre 2020 und 2030 /IFE-02 11/ und /FFE-03 12/	29
Abbildung 3-19: Geordneter Netzlastgang nach KW21 BY 3E und KW21 BY 1E für die Jahre 2020 und 2030 nach /IFE-02 11/ und /FFE-03 12/.....	30
Abbildung 3-20: Residuallast für die Jahre 2010, 2020 und 2030 nach KW21 BY 1E /FFE-03 12/.....	31
Abbildung 3-21: Grenzkosten der Stromerzeugung in den Jahren 2020 und 2030 im Szenario „80 minus“ nach KW21 BY 1E /IFE-02 11/	32
Abbildung 3-22: Zusammenhang zwischen den Windprognosefehlern und dem Preisunterschied der EEX-Märkte nach /FFE-04 10/.....	33
Abbildung 3-23: Modifizierung der Intra-Day Preise von 2020 für das Jahr 2030	34

Abbildung 3-24: Verteilung der Preisunterschiede im Intra-Day-Markt in den Jahren 2010, 2020 und 2030	35
Abbildung 3-25: Abrufe von SRL im Jahr 2010 – Messwerte.....	37
Abbildung 3-26: Abrufe von SRL im Jahr 2020.....	37
Abbildung 3-27: Abrufe von SRL im Jahr 2030.....	38
Abbildung 3-28: Absolute Häufigkeit der Abrufe von SRL in den Jahren 2010 bis 2030 (15-Minuten-Saldo).....	39
Abbildung 3-29: Absolute Häufigkeit der Gradienten von SRL-Abrufen in den Jahren 2010 bis 2030 (Saldi zwischen zwei 15-Minuten-Blöcken).....	39
Abbildung 3-30: Absolute Häufigkeit der Intervalllängen zwischen einem Vorzeichenwechsel der SRL-Abrufe in den Jahren 2010 bis 2030.....	40
Abbildung 3-31: Geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2020 für das Lademodell „Sofortladen“	41
Abbildung 3-32: Geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für das Lademodell „Kontinuierliches Laden“ im Vergleich zu „Sofortladen“	42
Abbildung 3-33: Mittlerer Preis und Preisverteilung an Werktagen bei der ersten und dritten Iteration im Jahr 2030	43
Abbildung 3-34: Geordnete Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für das Lademodell „Ankauf im Intra-Day“.....	44
Abbildung 3-35: Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für Kalenderwoche 12 und Lademodell „Ankauf im Intra-Day“	45
Abbildung 3-36: Ladeleistung der Flotte im Jahr 2030 für Kalenderwoche 12 und Lademodell „Abruf von negativer SRL“	46
Abbildung 3-37: Zusammensetzung des Strommix in % für die verschiedenen Lademodelle im Jahr 2030 und Ladeszenario 2	47
Abbildung 4-1: Schematische Darstellung der Batterie- und Nutzersimulation.....	49
Abbildung 4-2: Für die Messungen verwendete LiFePO ₄ -Zelle ANR26650 der Firma A123 Systems	52
Abbildung 4-3: Auszug aus dem Datenblatt der verwendeten LiFePO ₄ -Zellen ANR26650 /AS-01 10/	53
Abbildung 4-12: Green-Road-Batterie	54
Abbildung 4-13: Schematischer Seitenblick auf die Green-Road-Batterie.....	54
Abbildung 4-14: Schematischer Blick von oben auf die Green-Road-Batterie.....	55
Abbildung 4-15: Seitlicher Blick in das Modul einer Green-Road-Batterie.....	55
Abbildung 4-16: Temperatur- und Stromverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Batterie-Solltemperatur von 20°C und einer C-Rate von 0,5	56
Abbildung 4-17: Temperatur- und Stromverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Batterie-Solltemperatur von 40°C und einer C-Rate von 0,5	56
Abbildung 4-18: Blick von oben auf eine der Green-Road-Batterien inkl. ihres BMS	57

Abbildung 4-19: Verlauf der Modulspannungen in Modul 2 der Green-Road-Batterie im Ladezustand.....	58
Abbildung 4-20: Verlauf der Modulspannungen der Green-Road-Batterie im Entladezustand	59
Abbildung 4-21: Verlauf der Modulspannungen der Green-Road-Batterie nach dem manuellen Balancing	60
Abbildung 4-22: Aufteilung und Gruppierung der Alterungseffekte	61
Abbildung 4-23: Messmatrix ΔSOH_T – Grundmessungen, Centerpoints und Randpunkte	63
Abbildung 4-24: Schematischer Aufbau einer Klimabox	63
Abbildung 4-25: Verlauf des Messzyklus zur Kapazitätsbestimmung bei der Messung der kalendarischen Alterung	64
Abbildung 4-26: Messwerte und kalendarische Alterung bei 60°C und 100 % SOC	66
Abbildung 4-27: Messwerte und kalendarische Alterung bei 60°C und 10 % SOC	67
Abbildung 4-28: Messwerte und kalendarische Alterung bei 0°C und 100 % SOC	68
Abbildung 4-29: Messwerte und kalendarische Alterung bei 0°C und 10 % SOC	69
Abbildung 4-30: Kalendarische Alterung aller Hauptpunkte.....	70
Abbildung 4-31: Schematischer Verlauf der Messungen mit den Green-Road-Batterien	72
Abbildung 4-32: Schematischer Verlauf der Messungen mit den Green-Road-Batterien – Auswertung der Messungen bei 0,5 C	72
Abbildung 4-33: Verlauf der Alterung durch Zyklisieren der Green-Road-Batterien im Vergleich mit dem Verlauf für Einzelzellen aus /JPS-01 10/	74
Abbildung 4-34: Alterungsgeschwindigkeit in %-Punkten pro Tag für kalendarische Alterung und Zyklenfestigkeit bei 20°C	75
Abbildung 4-36: Relative Häufigkeiten der C-Raten beim Laden für User 31 und Faktor D.....	79
Abbildung 4-37: Schematische Darstellung und Aufbau der Batteriesimulation	80
Abbildung 4-38: Statisches Ersatzschaltbild (ESB-1) im Entlade- (links) und Ladefall (rechts)	80
Abbildung 4-39: Dynamisches Ersatzschaltbild (ESB-2) im Entlade- und Ladefall nach /WEN-01 99/	82
Abbildung 4-40: Gemessene Sprungantworten bei unterschiedlichen Strömen und Temperaturen	83
Abbildung 4-41: Leerlaufspannung der Batterie bei 20°C.....	84
Abbildung 4-42: Darstellung der Wärmeströme und Temperaturen des benutzten Batteriemodells.....	86
Abbildung 4-43: Zur Kühlung der Batterie vorhandene Kühlleistung in Abhängigkeit von der Batterietemperatur.....	86

Abbildung 4-44: Verlauf des Koeffizienten α in Abhängigkeit der C-Rate, gemessen und nach Gougal et al. /USC-01 02/	89
Abbildung 4-45: Verlauf des Koeffizienten β in Abhängigkeit von der Temperatur, gemessen und nach Gougal et al. /USC-01 02/	90
Abbildung 4-46: Berechnung der kalendarischen Alterung ab einem bestimmten SOH (mySOH) für ein bestimmtes Zeitintervall (Δt).....	91
Abbildung 4-47: Schematische Darstellung von Schritt II des kalendarischen Alterungsmodells.....	92
Abbildung 4-48: Schematische Darstellung von Schritt III des kalendarischen Alterungsmodells.....	92
Abbildung 4-49: Verlauf des Parameters B in Abhängigkeit vom Strom (C-Rate).....	94
Abbildung 4-50: Verlauf des Parameters E_a in Abhängigkeit vom Strom (C-Rate)	95
Abbildung 4-51: Verlauf des Parameters Z in Abhängigkeit vom Strom (C-Rate).....	96
Abbildung 4-52: Ermittlung von Ah_{Start} ausgehend von SOH_{Start}	97
Abbildung 4-53: Ermittlung der Alterung durch Zyklisierung	97
Abbildung 4-54: Entladekapazität der Zellen bei 20°C und SOC von 70 % in Abhängigkeit von der Lagerungszeit in Stunden	98
Abbildung 4-55: Leistungsverlauf für die Validierungsmessung basierend auf NEFZ	99
Abbildung 4-56: Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen den simulierten und gemessenen Spannungen	100
Abbildung 4-57: Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen den simulierten und gemessenen Strömen	101
Abbildung 4-58: Verteilung der relativen Häufigkeiten der Abweichungen zwischen den simulierten und den gemessenen SOC-Verläufen.....	102
Abbildung 4-59: Batteriealterung bei User 31 im Jahr 2020 in %-Punkten pro Jahr, ausgewiesen nach kalendarischer Alterung und Alterung durch Zyklisieren für die betrachteten Lademodelle.....	103
Abbildung 4-60: Batteriealterung bei User 11 im Jahr 2020 in %-Punkten pro Jahr, ausgewiesen nach kalendarischer Alterung und Alterung durch Zyklisieren für die betrachteten Lademodelle.....	104
Abbildung 4-61: Kumulierte relative Häufigkeit des Ladezustands (SOC) beim Ladestart für das Lademodell Sofortladen und die User 11 und 31 im Jahr 2020.....	105
Abbildung 4-62: Lebenszeit der Batterie bei User 11 und 31 (Zeit bis zum Erreichen eines SOH von 80%) für die verschiedenen Lademodelle	106
Abbildung 4-63: Alterungsverlauf der Batterie von User 11 bei unterschiedlichen Lademodellen über 20 Jahre	108
Abbildung 4-64: Alterungsverlauf der Batterie von User 31 bei unterschiedlichen Lademodellen über 20 Jahre	108

Abbildung 4-65: Verlauf des SOH für User 11 im Lademodell „Sofortladen“ verteilt über das erste Simulationsjahr, Alterungsgeschwindigkeit in %/Woche und gleitender Mittelwert der Alterungsgeschwindigkeit über ± 3 Wochen	109
Abbildung 5-1: Schematische Darstellung des Vergleichs der jährlichen Kosten für Batterie, Strom sowie Treibstoff.	111
Abbildung 5-2: Entwicklung der Batteriepreise nach /EWI-07 10/	112
Abbildung 5-3: Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch für Pkw/Kombi in l/100km zwischen 1991 und 2009 nach Daten aus /BMVBS-01 11/	114
Abbildung 5-4: Jährliche Kosten in € für Batterie, Strom, Benzin und Diesel im Jahr 2020 für User 11	115
Abbildung 5-5: Jährliche Kosten in € für Batterie, Strom, Benzin und Diesel im Jahr 2020 für User 31	115

Literaturverzeichnis

- AS-01 10 A123 Systems, Inc.: Lithium Ion Cell ANR26650M1-A, technical data. Waltham, MA, USA, 2010
- AS-01 12 Borgsano, Dan: A123 Systems Launches Replacement Program for Potentially Defective Battery Packs and Modules. In: <http://www.a123systems.com/85bc41fe-036d-4605-9001-120edbe5fb8a/media-room-2012-press-releases-detail.htm>. Waltham, MA: A123 Systems, Inc., 2012
- ASYS-01 06 High Power Lithium Ion ANR26650M1. Watertown: A123Systems Inc. 1, 2006
- BMVBS-01 11 Verkehr in Zahlen 2010/2012. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2011
- DENA-07 10 Agricola, Annegret-Cl.; Kohler, Stephan; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DLR-03 09 Hülsebusch, Dirk; Mock, Peter; Schmid, Stephan A.; Justen, Andreas: Strombedarf im Verkehr bis 2040 - Analyse der langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage im Verkehrssektor in Deutschland. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2009
- DWD-01 12 Ausführliche Erläuterung zu den Testreferenzjahren. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2012
- ENBW-03 11 Teufel, Felix; Kessler, Alois Dr.; Jochem, Patrick Dr.; Schmidt, Susanne: Verbesserte Vorhersagbarkeit volatil einspeisender Erzeugungseinheiten reduziert den Regelleistungsbedarf. Karlsruhe, 2011
- EWI-07 10 Richter, Jan; Lindenberger, Dietmar: Potenziale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2010
- FfE-17 07 Blank, Tobias: Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2007
- FFE-04 10 von Roon, Serafin: Windenergie - Ausgleich der Prognosefehler. Dissertation. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-33 10 Mezger, Olmo Tomás; Köll, Lorenz; Rasilier, Thomas.: Analysis of the potential for the integration of an EV fleet into the power grid. 11th IAEE European Conference on Energy Economy, Policies and Supply Security, 25-28 August 2010. Vilnius: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010

- FFE-45 10 Mezger, Olmo Tomás; Köll, Lorenz; Rasilier, Thomas: Batteriekosten Senken in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 10. Düsseldorf: BWK - Brennstoff Wärme Kraft, 2010
- FFE-05 11 Gobmaier, Thomas: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 - 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT2011) 18. Februar 2011. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-14 11 Mezger, Olmo Tomás; Nobis, Philipp: AZE Batteriemessung Lessons Learned Batterieausfall. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2011
- FFE-22 11 Mauch, Wolfgang Prof. Dr.-Ing.; Nobis, Philipp Dipl.-Ing.; Pellingner, Christoph Dipl.-Phys.; Staudacher, Thomas Dipl.-Phys.; Hener, Heinrich; Knodt, Janina; Koppelt, Kristoffer; Schwerd, Stephan; Pfrogner, Magnus; Müntz, Christopher; Wimmer, Patrick: eFlott - Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-23 11 Mezger, Olmo Tomás; Nobis, Philipp: Endbericht der Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-24 11 Köll, Lorenz; Mezger, Olmo Tomás; Rasilier, Thomas; Fischhaber, Sebastian: Endbericht der Fahrzeugmessungen im Rahmen des Projekts AZE. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011. <http://www.ffe.de/aze>
- FFE-34 11 Mezger, Olmo Tomás; Köll, Lorenz; Rasilier, Thomas: Analysezentrum Elektromobilität (AZE) - Endbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-42 11 Mezger, Olmo Tomás: Potenzialanalyse für die Einbindung einer Flotte von Elektrofahrzeugen in das Elektrizitätsnetz in: FfE-Fachtagung 2011: Energieeffizienz - eine Herausforderung an Wissenschaft und Praxis. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-03 12 Gobmaier, Thomas: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 - Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21 BY E3). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), laufendes Projekt voraussichtliches Ende: 2012
- FFE-15 12 Mezger, Olmo Tomás; Rasilier, Thomas: Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos - Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E – Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. <http://www.ffe.de/kw21by2e>

- FFE-30 12 Mezger, Olmo Tomás; Brüggemann, Marcus: Detaillierte Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos - Endbericht zum Projekt KW21 BY 2E – Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- GROOT-01 12 Groot, Jens: State-of-Health Estimation of Li-ion Batteries: Cycle Life Test Methods. Göteborg. Thesis. Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden 2012
- HERB-01 10 Herb, Frieder: Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen. Diplomarbeit. Ulm: Universität Ulm, 2010
- HLU-01 Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie: Messwerte der Luftschadstoffe, URL: <http://www.hlug.de/medien/luft/messnetz/index.htm>
- IFE-01 09 Roth, Hans; Gohla-Neudecker, Bodo: Netzintegration von Elektrostraßenfahrzeugen - Ausblick auf mögliche Entwicklungen in der Stromerzeugung. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2009
- IFE-02 11 Kuhn, Philipp.; Kühne, Max.: Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Modell. In: Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2157. 9. Fachtagung in der Energiewirtschaft. S. 305-317. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2011
- IJER-01 09 Fang, Weifeng; Kwon, Ou Jung; Wang, Chao-Yang: Electrochemical-thermal modeling of automotive Li-ion batteries and experimental validation using a three-electrode cell. In: International Journal of Energy Research, Volume 34, S. 107-115. Pennsylvania: The Pennsylvania State University, 2010
- IRV-01 06 Jossen, Andreas; Weydanz, Wolfgang: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Untermeitingen: Inge Reichardt Verlag, 2006
- JPS-01 10 Wang, John et al.: Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells. In: Journal of Power Sources, Volume 196, Issue 8, S. 3942-3948. Malibu: Elsevier B.V., 15 April 2011
- RATEU-01 70 Richtlinie zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maßnahmen gegen die Verunreinigung der Luft durch Emissionen von Kraftfahrzeugen - 70/220/EWG. Brüssel: Rat der Europäischen Union, 1970.
- RON-01 Ronni Grapenthin, Schätzungen verkehrsabhängiger Schadstoffimmissionen mittels videobasierter Verkehrsbeobachtung. Studienarbeit. Berlin, 2005. URL: http://gps.alaska.edu/ronni/download/grapenthin_studienarbeit05.pdf

- SBG-01 10 Tourismusstatistik des Landes Salzburg, Übernachtungen. Salzburg: Land Salzburg, 2010
- SPRITM Spritmonitor.de In: <http://www.spritmonitor.de>. Thyrnau: Fisch und Fischl GmbH, 2012
- TAB-01 08 Energiespeicher-Stand und Perspektiven. Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), 2008
- TUM-04 10 Jossen, Andreas Prof. Dr.-Ing.: Persönliche Mitteilung. München: Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik, Technische Universität München, 2010
- TÜV-01 11 Resch, Stefan: TÜV SÜD E-Car Cycle (TSEC) - Reichweitenermittlung - Kundenrelevant in: Vortrag 3. eCarTec Kongress. München: TÜV SÜD Automotive GmbH, 2011
- USC-01 02 Dougal, Roger A.; Gao, Leijun; Liu, Shengyi: Dynamic Lithium-Ion Battery Model for System Simulation. In: IEEE Transactions on Energy Conversion Volume, 25, Issue 3, S. 495-505. New York, USA: IEEE, September 2002. ISSN: 1521-3331
- WEN-01 99 Wenzl, Heinz: Batterietechnik - Optimierung der Anwendung - Betriebsführung - Systemintegration. Renningen-Malmsheim: Expert Verlag, 1999. ISBN: 3816916910, 9783816916918
- WHIT-01 04 Whittingham, M. Stanley: Lithium Batteries and Cathode Materials. In: Chem. Rev., Volume 104, Issue 10, S. 4271-4301. New York: American Chemical Society, Oktober 2004

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. in München in Zusammenarbeit mit EnBW, E.ON Energie und den Stadtwerken München.

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr. Wagner, der mich als wissenschaftlicher Leiter der FfE und Doktorvater bei der Arbeit unterstützt hat. Des Weiteren bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr. Mauch, der mich im operativen Verlauf der Projekte sehr unterstützt hat und Prof. Dr. Jossen, der mich an der TU-München betreut hat. Ebenso danke ich auch allen meinen Kollegen an der FfE, die sehr offen und kooperativ waren.

Diese Arbeit wäre ohne die Unterstützung von EnBW, E.ON Energie, den Stadtwerken München, dem Bundeswirtschaftsministerium, dem Bayerischen Staatsministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst, sowie dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie nicht möglich gewesen. Mein Dank gilt Herrn Dr. Eckstein und Herrn Dr. Kessler, die mich inhaltlich sehr unterstützt haben.

Zuletzt möchte ich mich besonders bei Herrn Dipl.-Ing. Lorenz Köll und Herrn Dipl.-Ing. Thomas Rasilier für die Inspiration und gute Zusammenarbeit während meiner Zeit an der FfE und danach bedanken.