

**FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)**

**Schlussbericht**

Vorhabenbezeichnung:

**Weiter- und Fremdverwendung (Second Life) von Lithium-Ionen-Traktionsbatterien in mobilen und stationären Anwendungen und Untersuchungen möglicher Geschäftsmodelle  
STATRAK**

Laufzeit des Vorhabens:

vom: .....01.12.2013..... bis: .....30.11.2015.....

Zuwendungsempfänger:  
*(Auflistung aller Verbundpartner)*

Fraunhofer ISE, Freiburg

Förderkennzeichen:  
*(FKZ's entsprechend der links angegebenen Verbundpartner)*

16EM2093-1

# **Schlussbericht**

## **„StaTrak“**

### **Weiter- und Fremdverwendung (Second Life) von Lithium-Ionen-Traktionsbatterien in mobilen und stationären Anwendungen und Untersuchungen möglicher Geschäftsmodelle**

**Projektkoordinator:**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE  
Adrian Heuer, M. Sc.  
Dr. Michael Heck,  
Julius Schmitt, M. Sc.  
Stephan Lux, Dipl.-Ing.  
Dr. Matthias Vetter,  
Heidenhofstr. 2  
79110 Freiburg  
Tel: 0761/ 4588 – 5220  
adrian.heuer@ise.fraunhofer.de

## Inhalt

Abbildungsverzeichnis .....	5
1. Zusammenfassung .....	7
2. Zielstellung des Projektes.....	8
2.1. Motivation.....	8
2.2. Zielstellung .....	8
2.3. Lösungsweg.....	8
2.4. Geschäftsmodelle / Steuerungshardware .....	9
2.5. Verwertung .....	9
3. Beitrag zu den förderpolitischen Zielen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).....	11
4. Ausführliche Darstellung der erzielten Ergebnisse .....	12
4.1. Auswahl und Beschaffung der Batteriezellen .....	13
4.2. Definition der Anwendungen und Literaturrecherche mathematische Modellbildung .....	14
4.3. Testaufbau .....	16
4.4. Untersuchung der Batteriezellen und Messung der möglichen Einflussfaktoren .....	19
4.4.1. Leerlaufspannungskurve (OCV) .....	19
4.4.2. Kapazitätsverlauf bei 20°C Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C) .....	20
4.4.3. Kapazitätsverlauf bei 45°C Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C) .....	23
4.4.4. Kapazitätsverlauf bei 0°C Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C) .....	25
4.4.5. Kapazitätsverlauf bei kalendarischer Alterung und Variation der Umgebungstemperatur(1C, 2C) .....	27
4.4.6. Diskussion und Interpretation der Messergebnisse .....	28
4.4.7. Kapazitätsverlauf bei Anwendung eines Fahrprofils und Variation der Umgebungstemperatur.....	29
4.4.8. Kapazitätsverlauf bei Anwendung eines PV Profils und Variation der Umgebungstemperatur .....	33
4.5. Entwicklung von Alterungsmodellen .....	36
4.6. Algorithmen anwendungsbezogene Restlebensdauer .....	40
4.7. Modell zur Batterierestwertberechnung .....	44
4.8. Untersuchung des Geschäftsmodells Batteriewechsel .....	46
4.8.1. Externe Effekte und Kostenvergleich .....	47
4.8.2. Betreiber von austauschbaren Batterien .....	47
4.8.3. Zukünftige Kosten konventioneller Fahrzeuge .....	49
4.8.4. Zukünftige Kosten elektrischer Fahrzeuge .....	50

4.8.5.	Annahmen für Infrastruktur und Abonnement.....	51
4.8.6.	Ergebnisse.....	54
4.8.7.	Diskussion.....	55
4.9.	Anforderungsanalyse und Konzeptentwicklung Steuerungselektronik.....	57
4.9.1.	Sicherheitsmanagement.....	57
4.9.2.	Thermisches Management.....	57
4.9.3.	Lademanagement.....	58
4.9.4.	Zell-Balancing.....	59
4.9.5.	Datenspeicherung.....	59
4.9.6.	Zustandsbestimmung.....	60
4.9.7.	Bewertung.....	60
5.	Vergleich der Projektergebnisse zum internationalen Stand der Technik.....	63
6.	Wesentliche Abweichungen zum Arbeitsplan.....	65
7.	Zukunftsaussichten und weiterer F&E-Bedarf.....	66
	Literaturverzeichnis.....	67

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Synthetisiertes Lastprofil einer automobilen Anwendung .....	14
Abbildung 2: Synthetisiertes Lastprofil einer stationären PV-Anwendung .....	15
Abbildung 3: Testaufbau des StaTrak Batterietestsystems.....	16
Abbildung 4: OCV-Kurven einer NMC-Graphit Batteriezelle in Abhängigkeit des Ladezustands bei unterschiedlichen äquivalenten Vollzyklen mit normierter Kapazität .....	20
Abbildung 5: Darstellung des Kapazitätsverlaufes anhand von Absolutwerten der Zyklisierungstests bei 20°C mit 1C.....	21
Abbildung 6: Darstellung des Kapazitätsverlaufes anhand von Absolutwerten der Zyklisierungstests bei 20°C mit 2C Entladerate und 1C Laderate und unterschiedlichen DODs .....	22
Abbildung 7: Darstellung des Kapazitätsverlaufes anhand von Absolutwerten der Zyklisierungstests bei 45°C mit unterschiedlichen Entladetiefen und -raten.....	24
Abbildung 8: Darstellung des Kapazitätsverlaufes der 0°C Zyklisierungstests mit Entladetiefen von 100 % und Entladeraten von 1C und 2C über die äquivalenten Vollzyklen.....	25
Abbildung 9: Darstellung des Kapazitätsverlaufes der 0°C Zyklisierungstests mit Entladetiefen von 100 % und Entladeraten von 1C und 2C anhand des realen Kapazitätsverlaufes der DOD100-Zellen während der ersten 100 ÄVZ.....	26
Abbildung 10: Darstellung des Kapazitätsverlaufes der 0°C, 20°C, 45°C Lagerungstests bei Ladezuständen von 25 %, 50 %, 75 % und 100 %.....	27
Abbildung 11: Kapazitätsverlauf der Testbatterien mit Belastung durch ein Fahrprofil bei Temperaturen von 20°C und 45°C und der einer Batteriezelle mit einer Entladetiefe von 25 % zum Vergleich .....	31
Abbildung 12: Kapazitätsverlauf der Testbatterien mit Belastung durch ein PV-Profil bei Temperaturen von 20°C und einer Zelle mit einer Entladetiefe von 50 % zum Vergleich .....	34
Abbildung 13: Anwendung des kalendarischen Alterungsmodelles auf die Kapazitäten der kalendarischen Alterungstests gegenüber der Lagerungszeit bei 20°C Umgebungstemperatur.....	37
Abbildung 14: Anwendung des zyklischen Alterungsmodelles auf die Kapazitäten der zyklischen Alterungstests gegenüber dem Ladungsumsatz bei 20°C Umgebungstemperatur und einem Strom von 1C.....	38
Abbildung 15: Veranschaulichung des typischen Alterungsverhaltens einer Batteriezelle und Definition der linearen und nicht-linearen Alterung. ....	39
Abbildung 16: Batterierestwert nach degressiver Abschreibung und einem Abschlag für genutzte Produkte, Annahmen: Batterie Lebensdauer 10 Jahre, keine außerordentlichen Vorfälle .....	45
Abbildung 17: Mögliche Preisentwicklung der Lithium-Ionen-Technologie [22].....	49
Abbildung 18: Zwei mögliche Szenarien der Ölpreisentwicklung bis zum Jahr 2030 [18].....	50
Abbildung 19: Kostenstruktur eines Elektrofahrzeuges [22] .....	51
Abbildung 20: Berechnung des Cash-Flows mit den vorher genannten Annahmen.....	55
Abbildung 21: House of Quality mit der Bewertung der Managementfunktionen.....	61



# 1. Zusammenfassung

---

<b>Zielsetzung</b>	Das Projekt StaTrak hatte zum Ziel, gealterte Batteriemodule, die im ersten Einsatz im Elektromobil eingesetzt wurden, zu untersuchen und möglicherweise in neue Anwendungen zu überführen. Es war ein Ziel, ein mathematisches Alterungsmodell zu entwickeln. Dieses soll durch Messung von Größen in Batteriezellen eine Lebensdauervorhersage treffen und damit eine Restwertangabe ermöglichen.
<b>Batterialterung</b>	Die wichtigsten Erkenntnisse der Batterialterungsuntersuchungen sind, dass für die verwendeten Batteriezellen hohe Temperaturen zu einer stärkeren kalendarischen Alterung führen als mittlere und niedrige Temperaturen. Zyklisierung bei tiefen Temperaturen führt zu sehr starken Kapazitätsverlusten, während mittlere Temperaturen deutlich höhere Lebensdauern ermöglichen. Es zeigen sich Einflüsse von Strömen und Entladetiefen auf die Lebensdauer. Bei hohen Temperaturen verringern sich diese Einflüsse.
<b>Batterierestlebensdauer</b>	Grundsätzlich ist die Lebensdauer einer Batteriezelle nicht durch das Erreichen eines fixen SOH oder eine Restkapazität begrenzt. Die Lebensdauer einer Batteriezelle ist durch das Auftreten eines nicht-linearen Abfalls der Restkapazität begrenzt. Aus den Beobachtungen wurden heuristische Methoden entwickelt, die es erlauben, die voraussichtliche Batterierestlebensdauer zu bestimmen.
<b>Batterierestwert</b>	Es wurde die degressive Abschreibung als Vorlage für die Bestimmung des Batterierestwertes genutzt. Dazu wird die vorher bestimmte Restlebensdauer in das Modell der degressiven Abschreibung eingesetzt und damit ein Restwert geschätzt.
<b>Geschäftsmodell</b>	Es wurde als Gedankenexperiment das Geschäftsmodell „Batteriewechselstation“ durchgerechnet. Dabei würde der Batteriewechsel die Aufladung ersetzen und somit deutlich größere Reichweiten von Elektrofahrzeugen ermöglichen. Bei genauer Analyse der Ergebnisse fallen einige Parameter auf: Die aufzubauende Infrastruktur macht bei den relativ großen Nutzerzahlen marginale Kostenanteile aus, während die Batteriekosten ca. 40% und Energiekosten ca. 50% der Gesamtkosten ausmachen.
<b>Anforderungen an BMS Systeme</b>	Da Batteriezellen bereits bei der ersten Nutzung altern, sollte keine Differenzierung zwischen BMS für Neu- oder Zweitsysteme gemacht werden. Wichtige Komponenten sind neben dem <b>Sicherheitsmanagement</b> , die <b>Zustandsbestimmung</b> . Hieraus können erweiterte Services abgeleitet werden, wie eine exakte Einschätzung der Restbetriebsdauer oder aktives Zell-Balancing. Weiterhin wird je nach Anwendung ein <b>thermisches Management</b> , als sinnvoll betrachtet. Um die Einschätzung von Batterierestwerten zu erlauben, ist die Möglichkeit der <b>Datenspeicherung</b> wichtig.

# 2. Zielstellung des Projektes

---

## *2.1. Motivation*

Vor dem Hintergrund der Energiewende gewinnen Konzepte für elektrisch betriebene Fahrzeuge mit Batteriespeicher, die es ermöglichen erneuerbar erzeugte elektrischer Energie für den Verkehr zu nutzen, zunehmend an Bedeutung. Diese Energiespeicher erfordern möglichst große Energiedichten, das heißt große Energiemengen bei gleichzeitig geringer Masse. Lithium-Ionen Batterien stellen hier aktuell eine vielversprechende Technologie dar, sind aber noch immer vergleichsweise teuer. Batteriespeicher altern im Laufe ihres Einsatzes, sodass diese weniger Kapazität bei gleichzeitig konstanter Masse speichern können und verlieren an Leistung. Meist ist für jeden Batterietyp eine Alterungsgrenze festgelegt, bei der ein weiterer Betrieb des Fahrzeuges oder Gerätes mit diesem Batteriespeicher nicht mehr wirtschaftlich ist oder aus technischer Sicht nicht mehr zuverlässig sichergestellt werden kann. Unter anderem soll im Rahmen dieses Projekts dieser Parameter untersucht werden.

## *2.2. Zielstellung*

Dieses Projekt hatte zum Ziel, gealterte und für mobile Anwendungen ausgemusterte Energiespeicher mit einer nunmehr geringeren Energiedichte zu bewerten und die Eignung für andere Anwendungen zu prüfen. Die Rahmenbedingungen, der deutlich reduzierten Anschaffungskosten und geringeren Energiedichten, machen diese Energiespeicher nach dem Einsatz in der Erstanwendungen interessant für andere Anwendungen bei denen Masse und Platzbedarf keinen wesentlichen Einfluss haben, und für welche die Anschaffung neuer Energiespeicher die Umsetzung aus Kostengründen behindern würde. Solche Zweit- oder Drittanwendungen sind unter anderem stationäre Energiespeicher, beispielsweise für Lastspitzenglättung in Stromverteilernetzen mit erneuerbaren Energien oder stationäre Speicher für Photovoltaik im privaten oder gewerblichen Haushalt mit dem Ziel den Anteil des Eigenverbrauchs der erneuerbar produzierten Energie zu erhöhen.

## *2.3. Lösungsweg*

Für das Verständnis der physikalischen und elektrochemischen Mechanismen der Batteriealterung in den Zellen wurden Literatur zu aktuellen Arbeiten zu Alterungsmechanismen zu Rate gezogen. Auf Kenntnis der Einflüsse von Betriebsparametern wurden Batteriezellen im Labor unter kontrollierten Bedingungen gelagert und gealtert und deren Kapazität und Leistung in regelmäßig Abschnitten gemessen. Das Ziel dieser Untersuchungen war es eigene Alterungsmodelle zu erstellen. Diese Modelle bilden die Basis für die sich anschließenden Untersuchungen der Geschäftsmodelle. Dies ermöglicht die Konzeption eines beispielhaften standardisierten Batteriemoduls, das durch Anwendung der erzielten Ergebnisse die Alterung

der beinhaltenden Batteriezellen verlangsamen kann. Durch das Verständnis wie eine Batteriezelle / Batteriemodul in der spezifischen Anwendung altert, ist es möglich Vorhersagen über Lebensdauer und Restkapazität zu treffen. Auf dieser Basis können Aussagen zur Zellalterung getroffen werden.

#### *2.4. Geschäftsmodelle / Steuerungshardware*

In einem weiteren Schritt wurde ein Algorithmus zur Vorhersage der verbleibenden Batterie-Lebensdauer entworfen und ein Geschäftsmodell untersucht: Wenn Batterien heutzutage ausgetauscht werden, haben diese für deren Anwender kaum mehr Restwert als den Materialwert abzüglich der Recyclingkosten. Weil die Batterien in diesem Projekt aber nutzungsneutral bewertet und wiederverwendet werden können, steigt ihr Restwert um den Wert, den die Nutzer des zweiten Lebenszykluses bereit sind zu zahlen. Damit ist das Thema „2nd Life“ prinzipiell auch für Zweitnutzer von Traktionsbatterien interessant.

Gegenüber dem Neuzustand zeichnen sich gealterte Traktionsbatterien durch Kapazitäts- und Leistungsverluste aus. Deshalb wird es unter Umständen notwendig sein, eine andere Sicherheitsbeschaltung zu konzipieren und zu verwenden. Zusätzlich kann eine solche Steuerungshardware auch andere Funktionen, wie Überwachung von Betriebszuständen (SOC, SOH), Kommunikation, Ladungsausgleich und die Onlinebestimmung der Alterung gemäß dem vorher entwickelten Alterungsmodell übernehmen. Das somit untersuchte Steuerungsmodul kann auch dual verwendet werden, indem sowohl die stationäre als auch die mobile Anwendung untersucht wird. Obwohl diese Anwendungen durch sehr starke Unterschiede charakterisiert sind, ist die Funktion der Steuerungshardware ähnlich, lediglich anwendungsspezifische Anpassungen, die hauptsächlich in der Software liegen, wären nötig. Dies soll eine mögliche Umsetzung des Wiederverwendungsansatzes widerspiegeln. Außerdem wurde untersucht, welche zusätzlichen Anforderungen für die Steuerungselektronik des Batteriesystems resultieren und inwieweit bisherige Ansätze übernommen werden können oder verändert werden müssen.

#### *2.5. Verwertung*

Die Einbindung in verschiedene Netzwerke (u.a. Fraunhofer-Allianz Energie, Forschungsvereinigung Antriebstechnik, Fraunhofer Allianz Batterien), sorgte für einen engen fachlichen Austausch mit angrenzenden Forschungsvorhaben. Exemplarisch soll hier das Projekt MMUB („Modulares Multi-Use Batteriesystem“) erwähnt werden das der VDMA ins Leben gerufen hat. MMUB hat zum Ziel einen industriellen Standard für Hochleistungsbatteriemodule zu erarbeiten.

Durch die Definition der äußeren Abmessungen und Schnittstellen soll das Modul universell in allen Anwendungsfeldern einsetzbar sein. Die Module werden individuell zusammengesetzt und kommunizieren über eine intelligente Steuerung mit der Anwendung. Dabei gilt es die verschiedenen Anforderungen der Anwendungen im Blick zu haben, um das Modul in allen Anwendungsfeldern einsetzen zu können. Die Anforderungen bei der Entwicklung eines solchen Standards sind:

Für garantierte Offenheit des Systems gegenüber dem technischen Fortschritt kann bei den Modulen lediglich die Abmessungen und Schnittstellen (mechanisch, elektrisch und informationstechnisch) standardisiert werden. Der Wettbewerb um leistungsfähige Batterietechnologien, effiziente Produktionsprozesse und innovative Betreibermodelle wird dadurch weiter angetrieben.

Um das Projekt umsetzen zu können, hat sich im VDMA eine offene Projektgruppe zusammengefunden. Im Rahmen der industriellen Gemeinschaftsforschung entsteht der Standard für ein modulares Batteriesystem in Zusammenarbeit von Batterieherstellern, Automobilindustrie, Maschinenbau, Energiewirtschaft, Mobilitätsanbietern und weiteren relevanten Branchen. Die Durchführung der Teilprojekte an Hochschulen garantiert dabei eine neutrale Erarbeitung der Ergebnisse.

Die Ergebnisse des Projekts STATRAK können sehr gut in das Projekt MMUB einfließen und durch die dann gegebenen besseren Verwertungsbedingungen die Verbreitung modularer Systeme signifikant beschleunigen.

Ferner wurden die Erkenntnisse für eine kompetente Ausbildung der Nachwuchskräfte anhand aktueller Fragestellungen genutzt. In Abstimmung mit den Industriepartnern werden Publikationen in wissenschaftlichen Journalen sowie auf Konferenzen veröffentlicht. So wurden wesentliche Resultate und Erkenntnisse sowie Zwischenergebnisse dieses geförderten Projektes einem breiten Publikum verfügbar gemacht.

### **3. Beitrag zu den förderpolitischen Zielen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)**

---

Im Kontext der Förderung der elektrischen Mobilität soll das Verständnis der Batteriealterung ein Hebel sein. Durch bessere Lebensdauervorhersagen ist es möglich Batterien hinsichtlich ihrer voraussichtlichen Lebensdauer zu betreiben und einen vorzeitigen Austausch zu minimieren. Der Ausfall von Systemen durch unerwarteten Batterieausfall kann verringert werden. Weiterhin ermöglicht eine zuverlässige Restbewertung möglicherweise neue Geschäftsmodelle. Diese Maßnahmen können die Umweltwirkungen der Batterieproduktion verringern und die Kosten von Batterieeinsätzen senken. Außerdem ist eine Kostenreduzierung hinsichtlich der verbauten Batterie durch Ermöglichung von Wiederverwertung denkbar, indem der Restwert der Batterie auf den erwarteten Wiederverkaufswert in der Zweitanwendung erhöht wird. Zudem kann die in der Batterie im Laufe Ihres Lebens gespeicherte Energiemenge erhöht werden, was die Energiebilanz verbessern würde.

Die untersuchte Zweitanwendung ist in diesem Fall eine stationäre Anwendung als Pufferspeicher für Erneuerbare Energien. Durch den Einsatz von großen Speichern in elektrischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist es möglich Spitzenlasten zu glätten und damit Erneuerbare Energie netzdienlicher zu produzieren. Weiterhin wird der Anwendungsfall eines Haushalts betrachtet, der gleichzeitig Produzent und Nutzer von beispielsweise Photovoltaik- und / oder Windenergie ist und einen Speicher betreibt, um die Eigenverbrauchsquote der eigens erzeugten erneuerbar produzierten Energie zu erhöhen, was wiederum zu einer Entlastung der bestehenden Energieverteilernetze führt. Vor diesem Hintergrund passt dieses Projekt in das förderpolitische Ziel der Förderung von Erneuerbaren Energien.

## 4. Ausführliche Darstellung der erzielten Ergebnisse

AP	Aktivitäten	13	2014												2015													
			D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
<b>1</b>	<b>Validierung und Weiterentwicklung von Alterungsmodellen</b>		[Blue bar]																									
1.1	Zellauswahl		[Green]																									
1.2	Untersuchungen			[Green]																								
1.3	Alterungsmodell									[Green]	[Green]	[Green]	[Green]	[Green]	[Green]													
<b>2</b>	<b>Entwicklung eines Algorithmus zur Ermittlung der Batterierestlebensdauer und dem Batterierestwert</b>																											
2.1	Anwendungsdefinition									[Green]																		
2.2	Restlebensdauer stationär																				[Green]	[Green]	[Green]	[Green]	[Green]	[Green]		
2.3	Restlebensdauer mobil																				[Green]	[Green]	[Green]	[Green]	[Green]	[Green]		
<b>3</b>	<b>Entwicklung und Untersuchung von Geschäftsmodellen</b>																											
3.1	Algorithmus Batterierestwert																						[Green]	[Green]	[Green]	[Green]		
3.2	Untersuchung Geschäftsmodelle																							[Green]	[Green]	[Green]		
<b>4</b>	<b>Erstellung eines Konzeptes für die Steuerelektronik der Batteriemodule</b>																											
4.1	Anforderungsanalyse BMS																						[Green]	[Green]	[Green]	[Green]		
4.2	Konzeption BMS																							[Green]	[Green]	[Green]		
	<b>Meilensteine</b>																											
M1	Zellen ausgewählt und bestellt			X																								
M2	Anwendungen spezifiziert										X																	
M3	Alterungsmodell erstellt und validiert																X											
M4	Algorithmus Batterierestwert validiert																								X			

#### 4.1. Auswahl und Beschaffung der Batteriezellen

Im ersten Arbeitsschritt wurde recherchiert, welche Lithium-Ionen-Batterien (Zellchemie) für den Einsatzzweck Traktionsanwendungen genutzt werden, sowie in Zukunft interessant sein werden. Für die Untersuchungen wurde eine Zellchemie ausgewählt, die die Anforderungen für Traktionsbatterien und Wiederverwendung am wahrscheinlichsten erfüllen wird.

Die Recherche gestaltete sich relativ schwierig, da viele Hersteller die verwendeten Batterietechnologien nicht veröffentlichen und auch nicht auf Nachfrage herausgaben. Trotz dieser Schwierigkeiten wurden Informationen über die folgenden drei kommerziell verfügbaren Fahrzeuge zusammengetragen: Nissan Leaf, Smart fortwo electric, Tesla Model S.

Grundsätzlich setzten viele Hersteller die Zellchemie Graphit-Anode mit Nickel-Cobalt-Mangan Kathode, auch NMC genannt, ein. Eine Ausnahme bildete das Modell Tesla S mit der Wahl der Graphit Anode mit Nickel-Cobalt-Aluminium Kathode, auch NCA genannt, Zellchemie. Zusätzlich zeichnete sich ab, dass weitere deutsche Hersteller auf die NMC Zellchemie setzen würden. Da der überwiegende Teil der Hersteller, besonders die deutschen Hersteller, auf NMC setzte, fiel die Entscheidung für dieses Projekt auf diese Zellchemie.

In [1] zeigte sich, dass von Herstellern von elektromobilen Anwendungen ein Leistungs- zu Kapazitätsverhältnis von 3-5 gewählt wird. Hybridanwendungen werden hier ausgeklammert, da diese aufgrund der kleineren Batteriekapazität deutlich höhere durchschnittliche und maximale Ströme von der Batterie verlangen. Entsprechend der normalerweise zugrunde gelegten Nutzung eines komplett elektrischen Fahrzeuges, entspricht dies Spitzenströmen von 2-5 C und einem Durchschnittstrom von 0,4 bis 0,9 C. [1] Für Batteriezellen sind dies relativ geringe Ströme. Dies erweiterte die Batteriechemieauswahl auf Zellen mit höherer Kapazität und kleineren Dauerleistungen.

Anschließend wurden Hersteller, die Batteriezellen mit diesen Zellchemien herstellen, ausgewählt und Bestellungen ausgelöst. Um Streuungen bei der Produktionsqualität zu berücksichtigen, wurden mehrere unterschiedliche Bestellungen getätigt und somit sichergestellt, dass die Produkte aus unterschiedlichen Produktionschargen stammen.

Die Wahl fiel auf die Batteriezelle der Firma Sony, Modell US18650V3. Die Nenndaten sind in Tabelle 1 festgehalten.

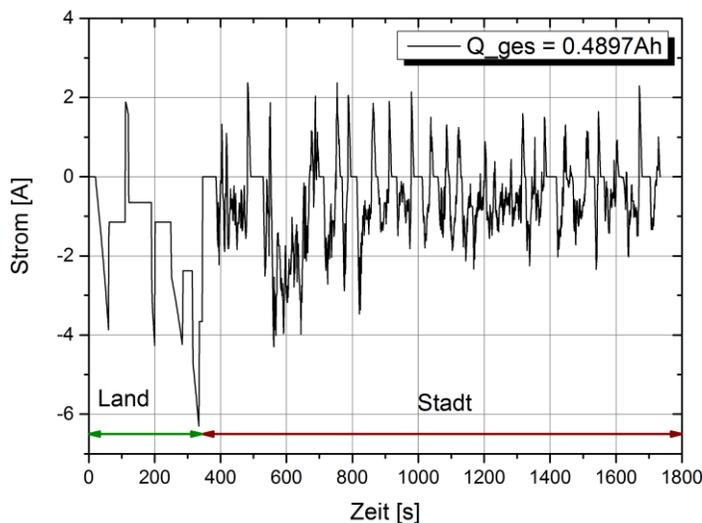
**Tabelle 1: Nenndaten der Sony US18650V3 NMC Batteriezelle [2]**

Spannungsgrenzen	Entladeströme	Kapazität	Zyklen	Gewicht
2,5 – 4,2 V	10 A Dauerlast	2150 mA	500 bei 5A Entladung	43,6g

## 4.2. Definition der Anwendungen und Literaturrecherche mathematische Modellbildung

Die im Projekt STATRAK vorgesehenen typischen Anwendungen sind Batteriespeicher als Energielieferanten für vollelektrische Fahrzeuge und stationäre Energiespeicher mit jeweils typischen Lastverläufen. In diesem Arbeitsschritt wurden durch ein Literaturstudium typische Lastprofile für diese Anwendungen gesammelt und eine Entscheidung für zwei Testprofile getroffen. Der geplante Einsatzzweck wurde über die Anzahl der geplanten Lade- und Entladezyklen, der Lade- und Entladetiefe, der Umgebungstemperatur und weiteren zu bestimmenden Faktoren definiert.

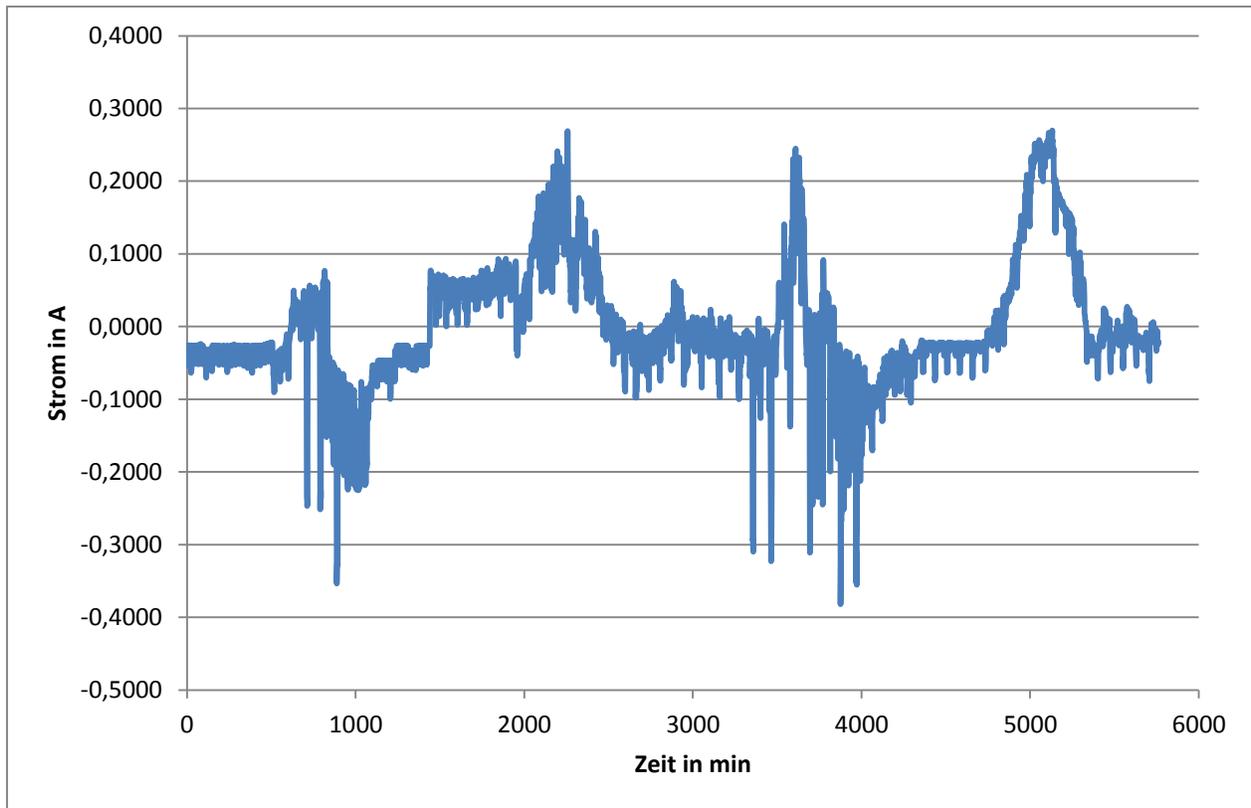
Das ausgewählte Profil zu der Anwendung Traktionsanwendung, im späteren Verlauf als EV-Profil bezeichnet, wurde synthetisiert. Diese Entscheidung wurde vor dem Hintergrund getroffen, dass das standardisierte Lastprofil für automobile Anwendungen in der Europäischen Union, das NEFZ-Lastprofil, eine sehr kurze Laufzeit besitzt und, um einen messbaren Alterungseffekt zu erzielen, ein gewisser Ladungsumsatz nicht unterschritten werden sollte. Das schlussendlich verwendete Lastprofil ist eine Kombination aus dem NEFZ-Lastprofil und dem Urban Dynamometer Driving Schedule (UDDS), einem hoch dynamischen automobilen Lastprofil. Das synthetisierte EV-Profil erzielt pro Batteriezelle einen Ladungsumsatz von circa 22,8% der Nennkapazität. Der kumulierte Ladungsumsatz beläuft sich auf circa 0,49 Ah.



**Abbildung 1: Synthetisiertes Lastprofil einer automobilen Anwendung**

Das verwendete PV-Lastprofil zu der Anwendung stationäre Energiespeicher wurde einer Messreihe des Fraunhofer ISE, aufgenommen am Rappenecker Hof, entnommen. Um unterschiedliche Betriebsszenarien abzubilden, wurde je ein Sommer-, Frühlings-, Herbst- und Wintertag kombiniert.

Dabei wurden Tage mit hohen Ladungsumsätzen ausgewählt, um signifikante Alterungseffekte zu erzielen. Das synthetisierte Lastprofil ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Ladungsdifferenz der Profile wurde durch eine Vollladung ausgeglichen. 100 äquivalente Vollzyklen entsprechen somit 37 Anwendungen dieses Lastprofils und 148 Tagen. Trotz Auswahl von ladungsumsatzintensiven Tagen ist dieser Test extrem zeitaufwändig.



**Abbildung 2: Synthetisiertes Lastprofil einer stationären PV-Anwendung**

Die beiden ausgewählten synthetischen Lastprofile unterscheiden sich deutlich. In Tabelle 2 sind die wichtigsten Kriterien der Lastprofile zusammengefasst:

- Beide Profile sind sehr dynamisch mit vielen Stromspitzen.
- Das EV-Profil belastet die Batteriezelle mit einem durchschnittlichen Strom von ca. 1 A, während der Ladungsumsatz nur etwa 22,8 % beträgt.
- Das PV-Profil hat eine Entladetiefe von ca. 54,6% der neuen Batteriezelle, während sie mit einem sehr geringen durchschnittlichen Strom von 0,06 A belastet wird.

**Tabelle 2: Charakterisierung der verwendeten synthetischen Lastprofile**

	Dauer	Ladungsdifferenz	Ladungsumsatz	Durchschnittlicher Strom
EV-Profil	ca. 29 min	-0,38 Ah	0,49 Ah	1,02 A
PV-Profil	4 Tage	$8 \cdot 10^{-4}$ Ah	5,88 Ah	0,06 A

### 4.3. Testaufbau



**Abbildung 3: Testaufbau des StaTrak Batterietestsystems**

Im zweiten Schritt wurden vorhandene Alterungsmodelle für die im vorherigen Arbeitspaket ausgewählte Batteriechemie NMC aus der Literatur gesammelt. Um ein Verständnis über die Genauigkeit dieser theoretischen Modelle zu erlangen, wurden notwendige Tests zur Validierung an Batteriezellen durchgeführt. Diese Zellen wurden von Experten des Fraunhofer ISE, unter zum Teil beschleunigenden Bedingungen, gealtert. Dies geschah im Batterielabor des Fraunhofer ISE, wo in verschiedenen Testkammern die geforderten Betriebsparameter eingestellt wurden. Aus diesen Daten wurden Alterungsmodelle entwickelt. Vor Beginn des Batterietests wurde eine Testmatrix entwickelt. Grundsätzlich wurden folgende Hauptkategorien von Tests unterschieden:

- Lagerungstests
- Zyklisierungstests
  - Mit konstanten Strömen
  - Mit typischen Profilen entsprechend elektromobiler und stationärer Anwendung

**Tabelle 3: Testmatrix zur beschleunigten zyklischen und kalendarischen Alterung und der Zelltests mit dem EV- und PV-Profil**

	T / °C			Entladerate
Mittlerer SOC / %	0 °C	20 °C	45 °C	C-rate
ca. 90%		x	x	EV
ca. 75%		x		PV
DoD / %	Zyklische Alterung (16 Tests)			
25		50		1
50	50	50	50	1
75		50		1
100	50	50	50	1
25		50		2
50	50	50	50	2
75		50		2
100	50	50	50	2
	Kalendarische Alterung (8 Tests)			
0		25		0
0	50	50	50	0
0		75		0
0	100	100	100	0

Die verwendete Testmatrix ist in Tabelle 3 zu erkennen. Die Entladerate (C-Rate) beschreibt den Entladestrom bezüglich der Nennkapazität der Batteriezelle. Der Begriff SOC, beschreibt den State-of-Charge, zu Deutsch den Ladezustand. Dies ist der prozentuale Ladungsinhalt der Batteriezelle zu der aktuellen Vollkapazität. Der Begriff DOD beschreibt die Entladetiefe, ebenfalls eine prozentuale

Angabe. Sie beschreibt den aktuellen Ladungsdurchsatz pro Zyklus im Verhältnis zur aktuellen Vollkapazität. Beispielsweise bedeutet ein Entladetiefe (DOD) von 50% um einen Ladungszustand (SOC) von = 50% eine Zyklisierung im SOC Bereich von 25% bis 75%.

Wie aus der Tabelle 3 zu entnehmen ist, wurden Lagerungstests bei konstanten Umgebungsbedingungen durchgeführt. Konkret wurden 3 verschiedene Temperaturen (0°C, 20°C und 45°C) gewählt. Der Praxisbezug dieser Umgebungstemperaturen war:

- eine typische europäische Außentemperatur (20°C)
- eine Winteranwendung (0°C)
- eine unklimateisierte Anwendung in Breiten mit höherer Außentemperatur (45°C)

Zyklisierungstests wurden ebenfalls bei diesen Umgebungstemperaturen durchgeführt, zusätzlich wurde die Entladetiefe, kurz DOD, variiert. Bei den tiefen und hohen Temperaturtest ( $T = 0^\circ\text{C}$  und  $T = 45^\circ\text{C}$ ) wurden DODs von 50% und 100% verwendet, jeweils um einen SOC von 50%. Bei der mittleren Umgebungstemperatur ( $T = 20^\circ\text{C}$ ) wurde zusätzlich die DODs von 25% und 75% untersucht. Alle Tests wurden zusätzlich mit dem doppelten Nennstrom wiederholt.

Zusätzlich wurden Zellen mit einem Profil für elektromobile Anwendungen und mit einem stationären Speicherprofil gealtert.

Es wurden für jeden Testparameter jeweils drei Batteriezellen verwendet. Dies sollte es erlauben, einerseits die zwangsläufig entstehende Streuung zu erkennen und andererseits Defekte einzelner Zellen zu erkennen. Die Batteriezellen wurden mit einem Basytec CTS Gerät zyklisiert. Der Testaufbau ist in Abbildung 3 zu erkennen.

## *4.4. Untersuchung der Batteriezellen und Messung der möglichen Einflussfaktoren*

In den folgenden Abschnitten erfolgt eine Auswertung der aufgenommenen Messwerte. Anschließend erfolgt eine Diskussion und Interpretation von bekannten alterungsfördernden Faktoren der Zellalterung. Die Auswertung in den unterschiedlichen Unterkapiteln ist nach folgender Ordnung gegliedert:

- Untersuchung der Leerlaufspannungskurve (OCV)
- Kapazitätsverläufe
  - 20°C Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C)
  - Zyklisierung mit unterschiedlicher Temperatur (0°C, 45°C) und Variation der Entladetiefe und -rate
  - Kalendarische Alterung bei 0°C, 20°C, 45°C
  - Testzellen mit Belastung durch das definierte Fahrprofil
  - Testzellen mit Belastung durch das definierte PV-Profil
- Diskussion und Interpretation der Messergebnisse

Die End-of-Life-Grenze von Batteriezellen ist in Batteriedatenblättern oft mit 80% Restkapazität definiert. [2] In der Regel wurden nach Erreichen dieser Grenze die Testläufe weitergeführt, um das Verhalten der Zellen in möglichen Zweitanwendungen zu untersuchen.

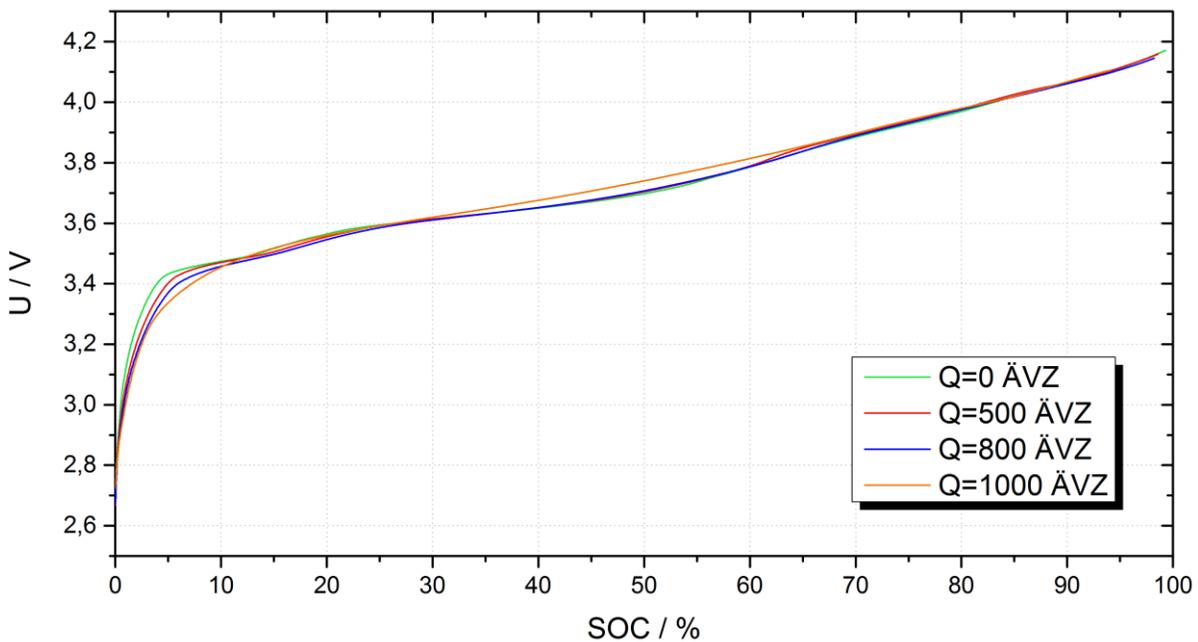
### *4.4.1. Leerlaufspannungskurve (OCV)*

Um den Verlauf der Zellspannung über den Ladezustand darzustellen, wird die sogenannte OCV-Kurve verwendet. Sie ist für jede Zusammensetzung von Anoden- und Kathodenmaterial unterschiedlich und ist wichtiger Bestandteil der Modellierung zur Ladezustandsbestimmung.

In Abbildung 4 sind OCV-Kurven anhand der arithmetischen Mittelwertbildung der Be- und Entladung mit 0,1C dargestellt. Hierbei wird der Spannungsverlauf einer DOD100-Zelle bei unterschiedlichen zyklischen Ladungsdurchsätzen ( $Q=0$  ÄVZ,  $Q=500$  ÄVZ, etc.) über ihren normierten Ladezustand aufgetragen. Die Zellspannung steigt bei einem geringen Ladezustand bis etwa 10 % von 2,7 V auf 3,5 V. Danach folgt ein fast linearer Verlauf bis zu einem Ladezustand von 99 %.

In der Abbildung 4 ist die Kapazität normiert, sodass die die Kurven trotz unterschiedlichen Batteriezellkapazitäten verglichen werden können. Es ist zu erkennen, dass sich die Form der Leerlaufspannungskurve mit steigender Anzahl von äquivalenten Vollzyklen nur wenig verändert. Im Bereich SOC < 10% sieht man Abweichungen, die auf die Messmethode zurückzuführen sind. Die Kurven ähneln sich sehr stark mit Ausnahme des Kurvenverlaufes nach 1000 ÄVZ. Zu Beginn besitzt die untersuchte Zelle eine Kapazität (gemessen mit 0,1C) von 2,15 Ah, nach 1000

äquivalenten Vollzyklen ist die Kapazität auf 1,3 Ah gesunken. In der Abbildung ist zu erkennen, dass die sehr stark gealterte Zelle ein leicht verändertes Verhalten zeigt. Grundsätzlich ist der Verlauf der Leerlaufspannungskurve als gleichbleibend zu betrachten, bis sie ihr EOL Kriterium erreicht.

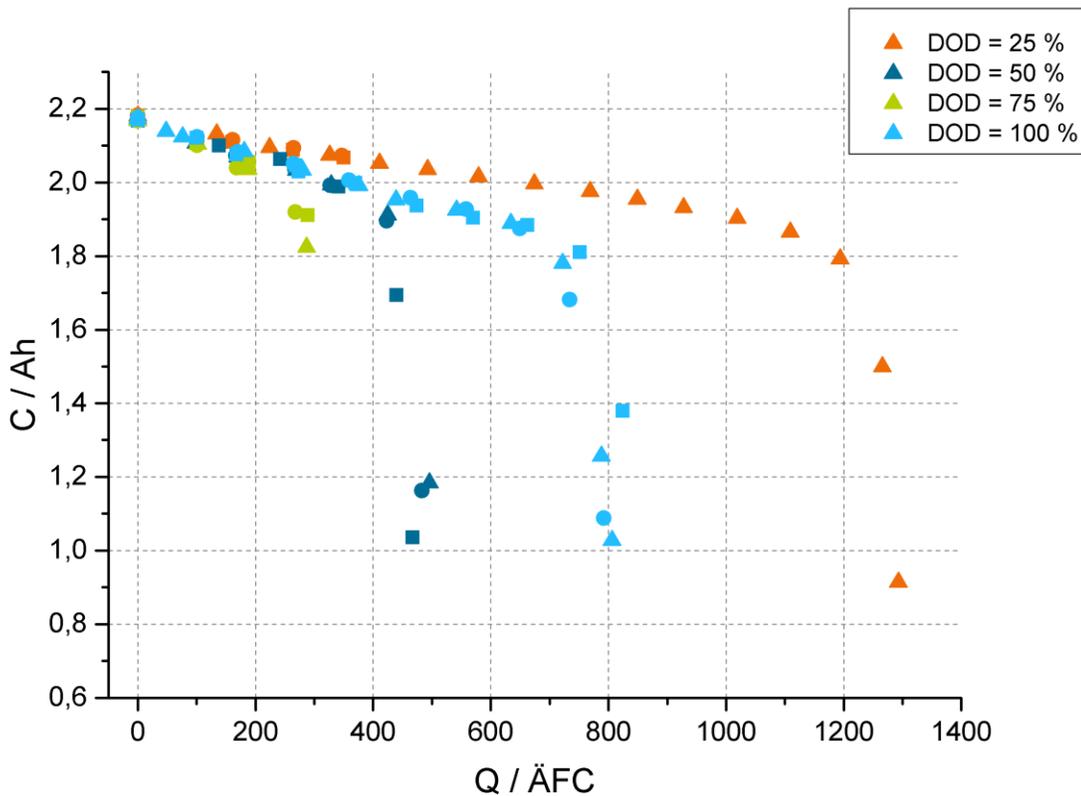


**Abbildung 4: OCV-Kurven einer NMC-Graphit Batteriezelle in Abhängigkeit des Ladezustands bei unterschiedlichen äquivalenten Vollzyklen mit normierter Kapazität**

#### *4.4.2. Kapazitätsverlauf bei 20°C Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C)*

Batteriezellen unterliegen einer Vielzahl von Alterungsmechanismen, welche zu Kapazitäts- und Leistungsverlusten der Batterie führen. In diesem und folgenden Abschnitten wird der Kapazitätsverlauf der Testzellen bei unterschiedlichen Testbedingungen gezeigt.

Zur Vereinfachung des Textverständnisses wird der Begriff äquivalente Vollzyklen mit ÄVZ oder Zyklen synonym verwendet.

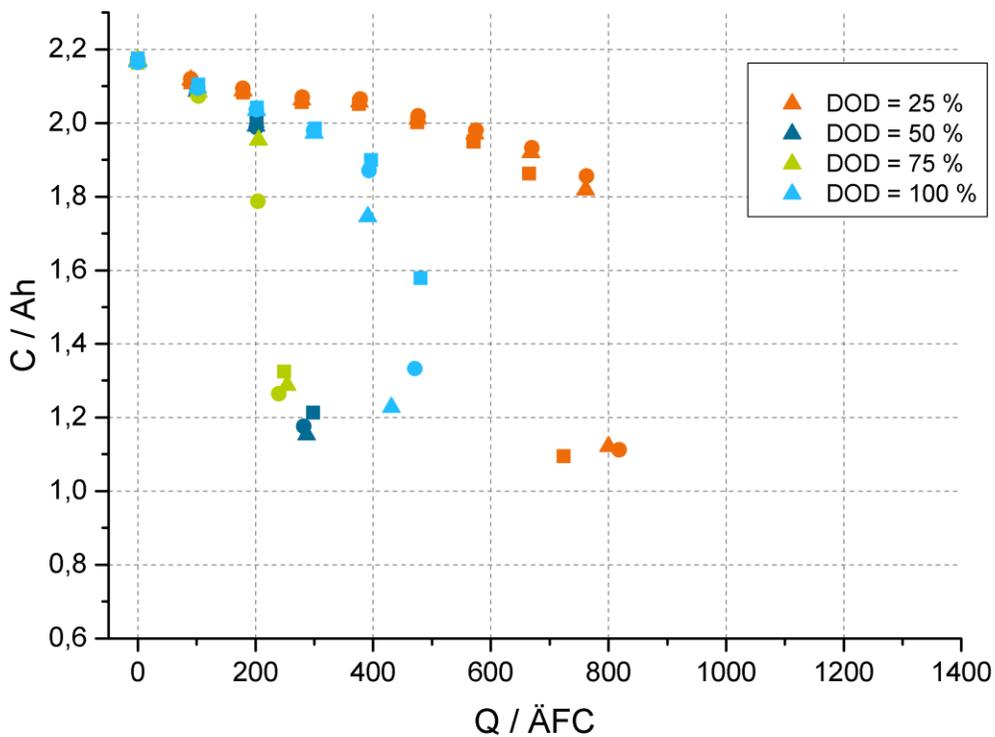


**Abbildung 5: Darstellung des Kapazitätsverlaufes anhand von Absolutwerten der Zyklierungstests bei 20°C mit 1C**

Abbildung 5 zeigt den Kapazitätsverlauf als Funktion der äquivalenten Vollzyklen bei 20°C und verschiedenen Entladetiefen. Zu sehen ist, dass die Entladetiefe (DOD) einen direkten Einfluss auf die Alterung einer Zelle hat. Die Zellen verhalten sich zu Beginn allgemein ähnlich. Sie weisen einen linearen Alterungsbereich auf, in dem ein linearer Zusammenhang zwischen Ladungsumsatz und Kapazitätsverlust festgestellt werden kann. Bei Zellen mit einer Entladetiefe von 25 % und 100 % ist dieser lineare Anteil am stärksten ausgeprägt. Anschließend ist ein nicht-lineares Verhalten zu erkennen. In diesem Bereich verliert die Zelle binnen weniger Zyklen rapide an Kapazität. Das wird durch einen Knick der Kapazitätsverläufe sichtbar. Die Testbatterien mit einer Entladetiefe von 75% weisen den schnellsten Kapazitätsverlust auf. Hier erfolgt der Knick schon zwischen 200 und 300 Zyklen. Weiterhin ist zu sehen, dass eine Entladetiefe von 50% einen ebenfalls starken Kapazitätsverlust nach 400 ÄVZ aufweist. So liegt hier die durchschnittliche Restkapazität nach 600 ÄVZ bei 0.29 Ah und 13,4% der Nennkapazität. Dagegen besitzen die Zellen mit einer Entladetiefe von 100% ein lineares Alterungsverhalten bis zu einer Restkapazität von 90% nach etwa 700 bis circa 800 ÄVZ, danach erfolgt ein starker Kapazitätsverlust. Die Batterien mit einer Entladetiefe von

25% weisen einen linearen Verlauf der Kapazität bis zu 1200 ÄVZ auf. Nach 900 ÄVZ liegt die durchschnittliche Kapazität bei 91 % der Nennkapazität.

Je nach Entladetiefe kommt es ab einer unterschiedlichen Anzahl von Zyklen zu einem rapiden Kapazitätsverlust der Batteriezellen mit den gleichen Testbedingungen. Die Alterung bei einer Entladerate von 1C und 20°C Umgebungstemperatur mit unterschiedlichen Entladetiefen kann zusammenfassend in zwei Alterungsbereiche unterteilt werden. Abhängig von Testparametern altert die Batterie im ersten Bereich linear verlaufend; sie verliert einige wenige Prozent irreversibel an Kapazität. Im zweiten Bereich kommt es zu einem nicht-linearen Alterungsverhalten, in der die Zellen rapide an Kapazität verlieren.



**Abbildung 6: Darstellung des Kapazitätsverlaufes anhand von Absolutwerten der Zyklierungstests bei 20°C mit 2C Entladerate und 1C Laderate und unterschiedlichen DODs**

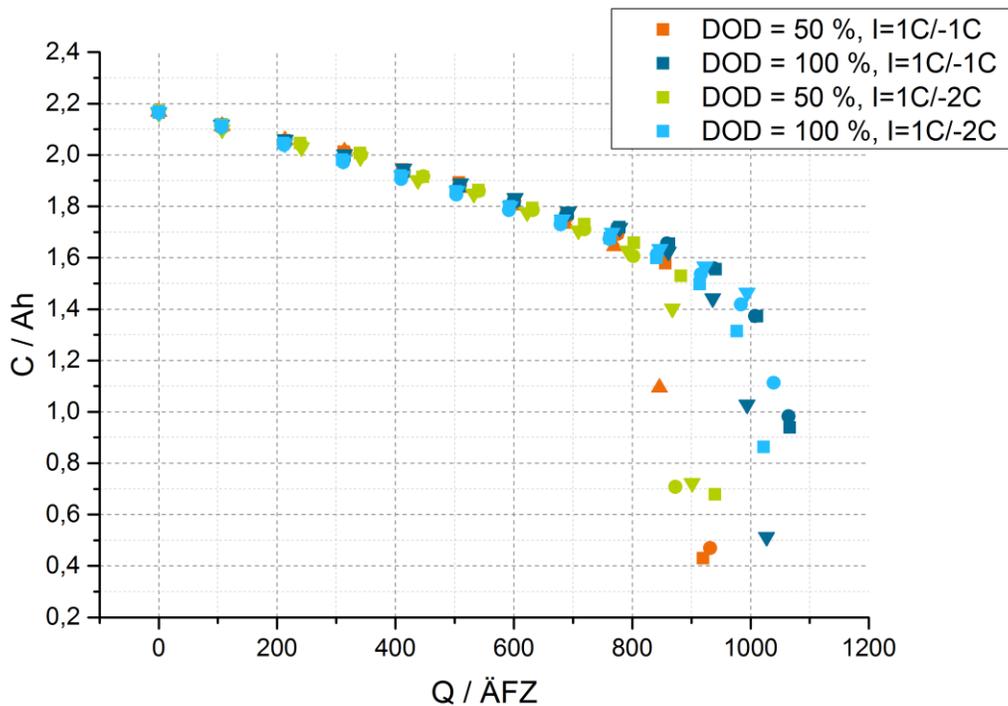
In Abbildung 6 ist der Kapazitätsverlauf von Batterien bei 20°C mit einer Entladerate von 2C anhand von Absolutwerten als Funktion der ÄVZ dargestellt. Die Entladerate wurde in diesen Messungen auf 2C verdoppelt, während die Ladung weiterhin bei 1C und CCCV-Ladeverfahren durchgeführt wurde. Wie bei der 1C-Entladerate verhalten sich die Batterien bei der 2C-Entladerate ähnlich und weisen einen linearen Trend gefolgt von einem Knick auf. Schon nach 300 ÄVZ besaßen DOD50-Zellen nur noch eine aktuelle Kapazität von etwa 45% des normierten

Startwertes. Der Punkt an dem die Zellen massiv nicht-linear an Kapazität verlieren trat bei DOD100-Zellen bereits nach 400 ÄVZ auf. Zellen mit einer Entladetiefe von 75% verlieren am schnellsten Kapazität (bei 200 ÄVZ) und verlaufen nicht-linear. Der lineare Bereich ist im Vergleich zu den Tests bei 1C Entladerate verkürzt (siehe Abbildung 5). Eine geringe Entladetiefe von 25% jedoch wirkt sich begünstigend auf die Lebensdauer aus. So konnte bis zum Ende des Bearbeitungszeitraumes noch kein signifikanter nichtlinearer Alterungseffekt festgestellt werden. Die zu umzusetzende Ladungsmenge bzw. äquivalente Vollzyklen bei Entladetiefen von 100% oder 50%, bis sich ein nichtlinearer Alterungsverlauf zeigt, haben sich im Gegensatz zu den Zyklisierungstests mit 1C in etwa halbiert.

Neben zusätzlicher Variation des DODs scheint die Variation des mittleren SOC's interessant. Diese Untersuchungen würden jedoch weitere Tests in Anspruch nehmen und konnten aufgrund begrenzter Ressourcen nicht im Rahmen des Projekts STATRAK durchgeführt werden.

#### *4.4.3. Kapazitätsverlauf bei 45°C Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C)*

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse zur Zyklisierung bei einer Umgebungstemperatur von 45°C vorgestellt. Während der Zyklisierung wurden zwei verschiedene Entladetiefen (DOD100, DOD50) mit unterschiedlicher Entladerate (2C, 1C) getestet. Somit ergeben sich insgesamt 4 Versuchsreihen je Temperaturvariation. In der Abbildung 7 ist der Kapazitätsverlauf der Zyklisierungstests mit Entlade- und Laderaten von 1C/1C und 2C/1C bei 45°C über den äquivalenten Vollzyklen anhand von Absolutwerten aufgetragen.



**Abbildung 7: Darstellung des Kapazitätsverlaufes anhand von Absolutwerten der Zyklierungstests bei 45°C mit unterschiedlichen Entladetiefen und -raten**

Bis zum Erreichen einer Restkapazität von circa 1,6 Ah ist für alle Zellen ein linearer Kapazitätsverlust festzustellen. Die Entladetiefe sowie die Entladerate haben bei einer Temperatur von 45°C einen geringeren Einfluss auf die Kapazitätsabnahme als bei 20°C Umgebungstemperatur. Alle Zellen verhalten sich bis über 800 ÄVZ sehr ähnlich. Im Gegensatz dazu hatten bei 20°C Umgebungstemperatur die Zellen mit einer Entladetiefe von 50% (DOD = 50%) bereits nach 200 äquivalenten Vollzyklen nicht-linear Kapazität verloren. Der Knick tritt erst nach ca. 800-1000 ÄVZ auf.

Ein Vergleich der 20°C und 45°C Zyklierungstests ergibt, dass bei Zellen mit höherer Entladetiefe und hoher Umgebungstemperatur (DOD = 100%, T = 45°C) eine leicht höhere lineare Alterung messbar ist, als bei mittlerer Umgebungstemperatur (DOD = 100%, T = 20°C). Dies setzt sich für die mittlere Entladetiefe fort (DOD = 50%).

Ein Vergleich der Entladetiefen ergibt, dass der mittlere Wert (DOD = 50%, T = 45°C) gegenüber dem hohen Wert (DOD = 100%, T = 45°C) zu einem früheren Erreichen des Knicks, bei ca. 800-1000 ÄVZ, führt. Bei mittlerer Umgebungstemperatur ist dieser Effekt ebenfalls sichtbar, jedoch viel stärker ausgeprägt.

Weiterhin fällt auf, dass höhere Entladeraten ( $I_{\text{ela}} = 2C$ ) gegenüber niedrigeren Entladeraten ( $I_{\text{ela}} = 1C$ ) eine leicht höhere lineare Alterung hervorruft.

Zusätzlich ist interessant, dass bei mittlerer Umgebungstemperatur ( $T = 20^\circ\text{C}$ ) das Batteriealterungsmaß bereits bei 1,9 Ah, dies entspricht 88 % SOH und bei hoher Umgebungstemperatur ( $T = 45^\circ\text{C}$ ) bei 1,6 Ah, das heißt 75 % SOH, erreicht wird.

#### 4.4.4. Kapazitätsverlauf bei $0^\circ\text{C}$ Umgebungstemperatur mit Variation der Entladerate (1C, 2C)

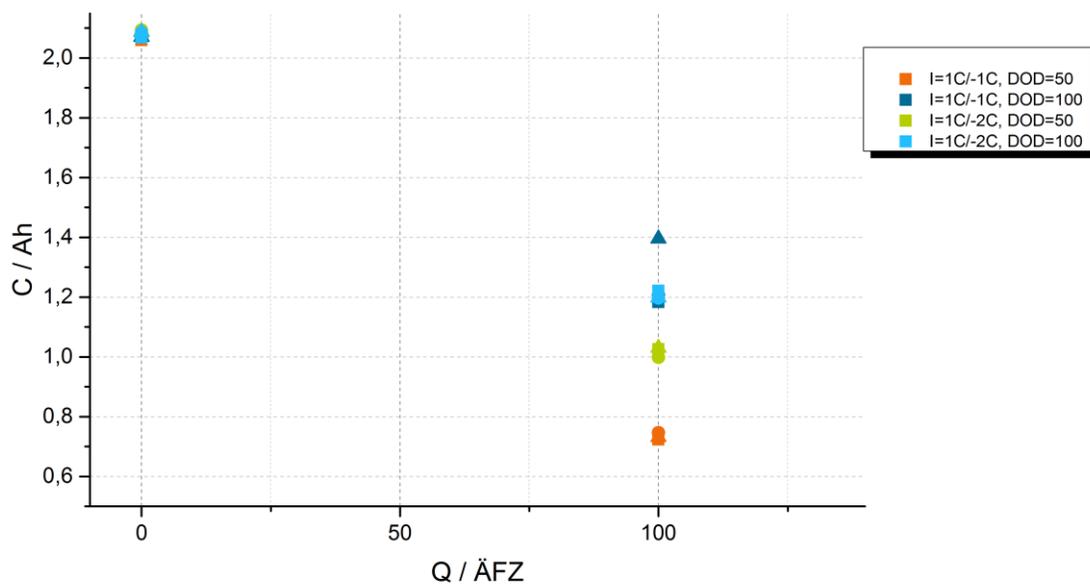
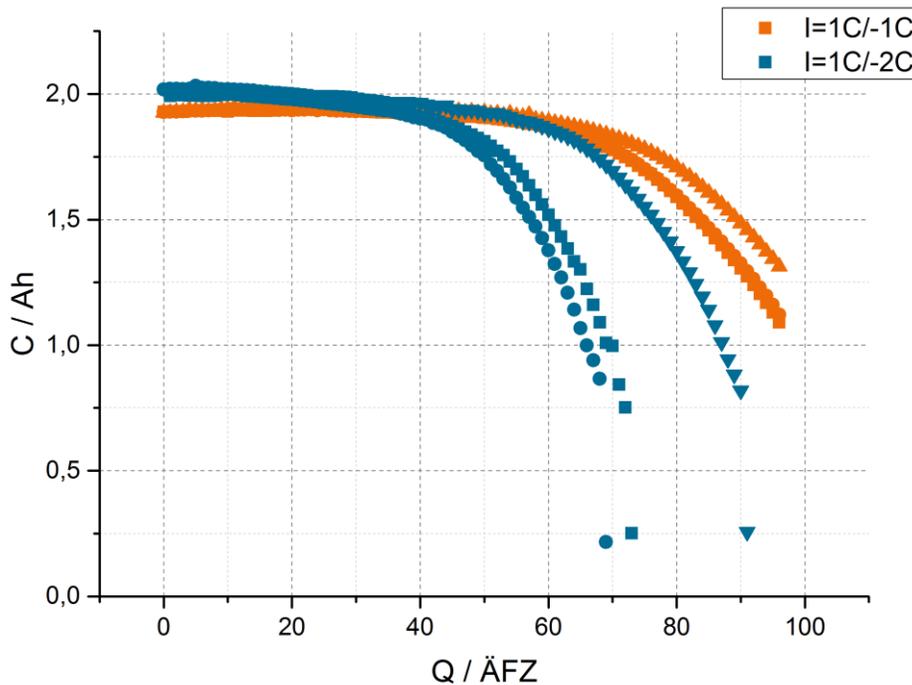


Abbildung 8: Darstellung des Kapazitätsverlaufes der  $0^\circ\text{C}$  Zyklierungstests mit Entladetiefen von 100 % und Entladeraten von 1C und 2C über die äquivalenten Vollzyklen

Abbildung 8 zeigt den Kapazitätsverlauf als Funktion der äquivalenten Vollzyklen für die Zyklierungstests bei  $0^\circ\text{C}$  Umgebungstemperatur mit Entlade- und Laderaten von 1C/1C und 2C/1C. Es werden Zellen mit mittlerer und hohen Entladetiefen ( $\text{DOD} = \{50\%, 100\%\}$ ) zyklisiert.

Bei einer Umgebungstemperatur von  $0^\circ\text{C}$  zeichnet sich ab, dass dieser Batterietyp einen nur sehr kurzen Betriebszeitraum aufweist. Abbildung 9 visualisiert den Verlauf der entnommenen Kapazität nach jeder Entladung bei den Batteriezellen mit hoher Entladerate ( $\text{DOD} = 100\%$ ), während der Zyklierung zu jedem ÄVZ. Es ist wieder der lineare Verlauf und der Knick zu erkennen.



**Abbildung 9: Darstellung des Kapazitätsverlaufes der 0°C Zyklisierungstests mit Entladetiefen von 100 % und Entladeraten von 1C und 2C anhand des realen Kapazitätsverlaufes der DOD100-Zellen während der ersten 100 ÄVZ**

Der Kapazitätsverlust der Zellen mit gleicher Entladerate verhält sich zu Beginn linear. Ab 30 Zyklen streuen die 2C-Zellen. Zwischen 40 und 70 ÄVZ verlieren diese dann rapide an Kapazität. Die Zyklisierungen wurden teils nach 70 Zyklen beendet, da die Batterie während dem Ladevorgang stets die Ladeschlussspannung überstieg, hervorgerufen durch einen massiven Innenwiderstandsstieg. Eine weitere Zyklisierung war nicht möglich. Zellen mit einer Entladerate von 1C verhalten sich bis 60 äquivalenten Vollzyklen ähnlich untereinander und linear. Danach war eine leichte Streuung des Verhaltens der Batterien messbar.

Allgemein ist zu sagen, dass Temperaturen um 0°C sich verstärkt negativ auf die Lebensdauer der Batterie auswirken.

#### 4.4.5. Kapazitätsverlauf bei kalendarischer Alterung und Variation der Umgebungstemperatur(1C, 2C)

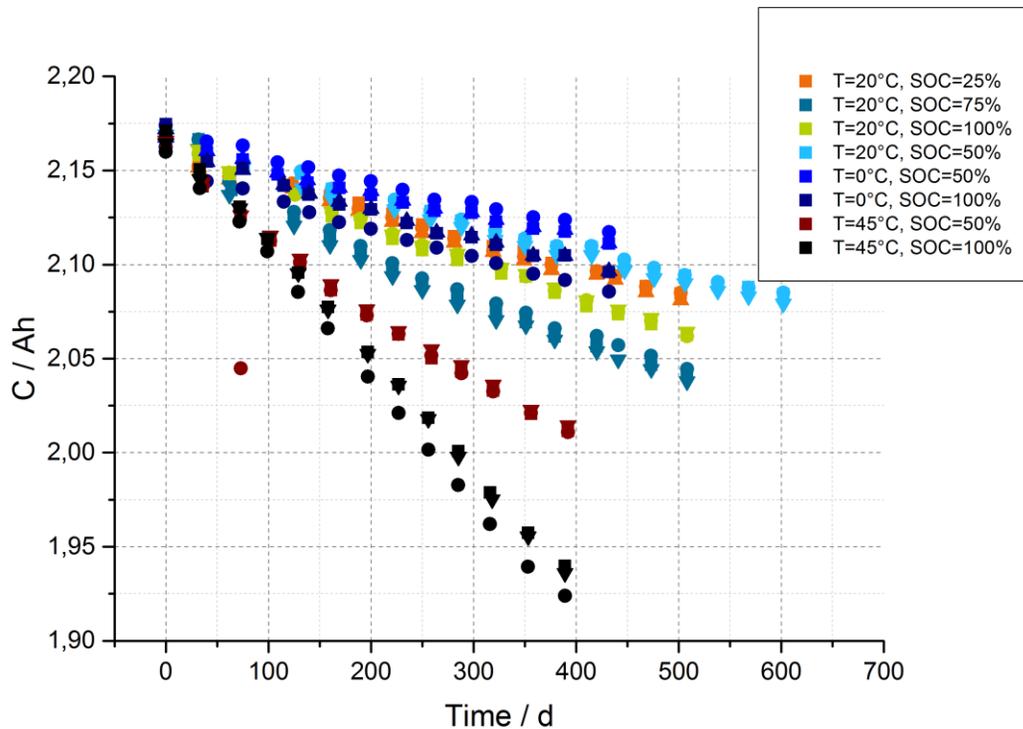


Abbildung 10: Darstellung des Kapazitätsverlaufes der 0°C, 20°C, 45°C Lagerungstests bei Ladezuständen von 25 %, 50 %, 75 % und 100 %

Abbildung 10 zeigt den Kapazitätsschwund während der kalendarischen Alterungsuntersuchung dieses Projektes über den Lagerungszeitraum aufgetragen. Bei der kalendarischen Alterung kommt es zu einem linearen Verlauf der Kurven. Während die Batterie gelagert wird, kommt es zum Schichtaufbau von SEI auf der anodischen Seite. Dies geschieht durch Reaktionen zwischen Lösungsmitteln des Elektrolyten und dem Aktivmaterial Lithium. Hervorgerufen wird dies durch die Differenz der lokalen Redoxpotentiale. Das Schichtwachstum der SEI ist zeitabhängig. Theoretisch ergibt sich ein wurzelförmiger Zusammenhang zwischen Kapazitätsverlust und Zeit. [3]. Zellen die bei 45°C gelagert werden, weisen den stärksten Kapazitätsverlust auf. Ein Ladezustand von 100 % bewirkt einen höheren Kapazitätsverlust als ein Ladezustand von 50%. Dieses Verhalten ist auch bei Zellen mit 0°C oder 20°C Lagerungstemperatur festzustellen. Ein SOC von 25 % bei 20°C wies den geringsten gemessenen Kapazitätsverlust auf; diese Lagerungsbedingungen werden auch in weiteren Quellen empfohlen. [4]

Zusammenfassen ist festzustellen:

- Hohe Umgebungstemperaturen ( $T = 45\text{ °C}$ ) führen zu einem deutlich schnelleren Kapazitätsverlust als Lagerungen bei niedrigeren Umgebungstemperaturen ( $T = 20\text{ °C}$  und  $T = 0\text{ °C}$ ).
- Niedrige Umgebungstemperaturen ( $T = 0\text{ °C}$ ) weisen einen leicht geringeren Kapazitätsverlust als Lagerungen bei Raumtemperatur ( $T = 20\text{ °C}$ ) auf.
- Mittlere SOC (SOC = 50%) führen zu einem schnelleren Kapazitätsverlust als hohe SOC (SOC = 100%).
- Die günstigste theoretische Lagerungsbedingung ist eine niedrige Umgebungstemperatur ( $T = 0\text{ °C}$ ) und niedriger SOC (SOC = 0%).

#### 4.4.6. Diskussion und Interpretation der Messergebnisse

Laut Literatur wurde erwartet, dass die kalendarische Alterung während der Lagerung stark vom SOC abhängig ist. [3] Die schnellste Alterung wurde für einen hohen Ladezustand (SOC = 100%) erwartet. Diese Annahme wurde bestätigt. Der Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Alterungsrate wird in der Literatur als exponentiell beschrieben. Die Basis für diese Beschreibung bildet das Arrhenius-Gesetz, nach dem die Reaktionskinetik chemischer Prozesse in Bezug auf die Prozesstemperatur bei gleichbleibender Stofftransportrate  $A$  und Aktivierungsenergie  $E_A$  einen exponentiellen Zusammenhang bildet, siehe: [5]

$$A = A_0 * e^{\left(\frac{-E_A}{RT}\right)}$$

Weiterhin wurde erwartet, dass höhere Entladeströme und sehr tiefe Temperaturen höhere Alterungseffekte erzielen werden. [6] Diese Annahmen wurden ebenfalls bestätigt.

Nicht bestätigt wurde ein, bei anderen Batteriezellen gemessener, linearer Zusammenhang zwischen Entladetiefe und Kapazitätsverlusten. [6] Bei den hier untersuchten Graphit-NMC Batteriezellen scheint hingegen eine Anomalie bei dem SOC von ca. 75 % aufzutreten. Das häufige Anfahren dieses Ladezustandes scheint eine beschleunigte Alterung zu verursachen, während durch Vollzyklen dieser Effekt wieder verringert wird. Nach Abschluss der Tests wurde klar, dass die Testmatrix zu Beginn des Projektes nicht ausreichend war, um dieses Phänomen zu untersuchen.

Folgende Einflüsse von Parametern auf das Alterungsverhalten wurden beobachtet:

- Art der Last, Profil
- Entladetiefe, DOD
- Umgebungstemperatur
- Entladestrom

Wenn man die kalendarische Alterung betrachtet, spielt die elektrochemische Stabilität der Komponenten eine große Rolle. Anoden- und Kathodenmaterialien sind unterschiedlich stabil,

während die Degradationsmechanismen auf der Anodenseite deutlich überwiegen. Es wird in der Literatur dargestellt, dass höhere Umgebungstemperaturen und höhere Ladezustände die kalendarische Alterung begünstigen, während geringe Umgebungstemperaturen und geringe Ladezustände sie verringern. [3]

Grundsätzlich kann auch der mechanische Stress, der bei regelmäßigem Zyklisieren der Batteriezellen auftritt, einer der Gründe für die beschleunigte Alterung sein. Eine andere These ist, dass thermischer Stress im Kern der Batteriezelle dazu beiträgt. Durch mechanische Ausdehnung der Batteriekomponenten entstehen in den Deckschichten Öffnungen, in denen sich neue Deckschichten unter Verbrauch von Aktivmaterial bilden. Wenn das Material wieder auf die Ursprungsgröße zurück kontrahiert, werden Deckschichtmaterialien im Elektrolyt gelöst und erhöhen den Widerstand in der Batteriezelle. [7] Die Entladetiefe scheint nur einen geringen Einfluss auf das Deckschicht-Wachstum zu besitzen, da sich alle Zellen zu Beginn ähnlich verhalten. Durch den zusätzlichen mechanischen Stress der Batteriekomponenten bei höheren Entladeströmen, welcher die SEI-Neubildung begünstigt, lassen sich daraufhin die höheren Kapazitätsverluste bei erhöhten Entladeströmen erklären.

Der Grund für den leicht erhöhten linearen Kapazitätsverlust während der Zyklisierung bei höheren Temperaturen ( $T = 45^{\circ}\text{C}$ ) könnte in der höheren kalendarischen Alterung bei hohen Temperaturen liegen.

Der Grund für den nicht-linearen Kapazitätsverlust ist aktuell wenig untersucht. Es ist zu erkennen, dass Entladetiefen von 50% und 75% diesen nicht-linearen Effekt begünstigen, während Entladetiefen von 100% oder 25% dagegen sich verzögernd auswirken. Es gibt Theorien nach Schuster et al., dass dieser durch Lithium-Plating verursacht wird. [8] Bei Lithium-Plating lagert metallisches Lithium sich auf der Anodenoberfläche ab und blockiert diese.

Der sehr schnelle Kapazitätsverlust bei niedrigen Temperaturen ( $T = 0^{\circ}\text{C}$ ) wird vermutlich durch Lithium-Plating hervorgerufen, welches in der Literatur zur Alterungsuntersuchungen bestätigt wird. [8] [7] Die lineare Alterung durch SEI-Bildung scheint bei einer Umgebungstemperatur von  $0^{\circ}\text{C}$  sehr gering, während die nicht-lineare Alterung bspw. aufgrund von Lithium Plating deutlich überwiegt.

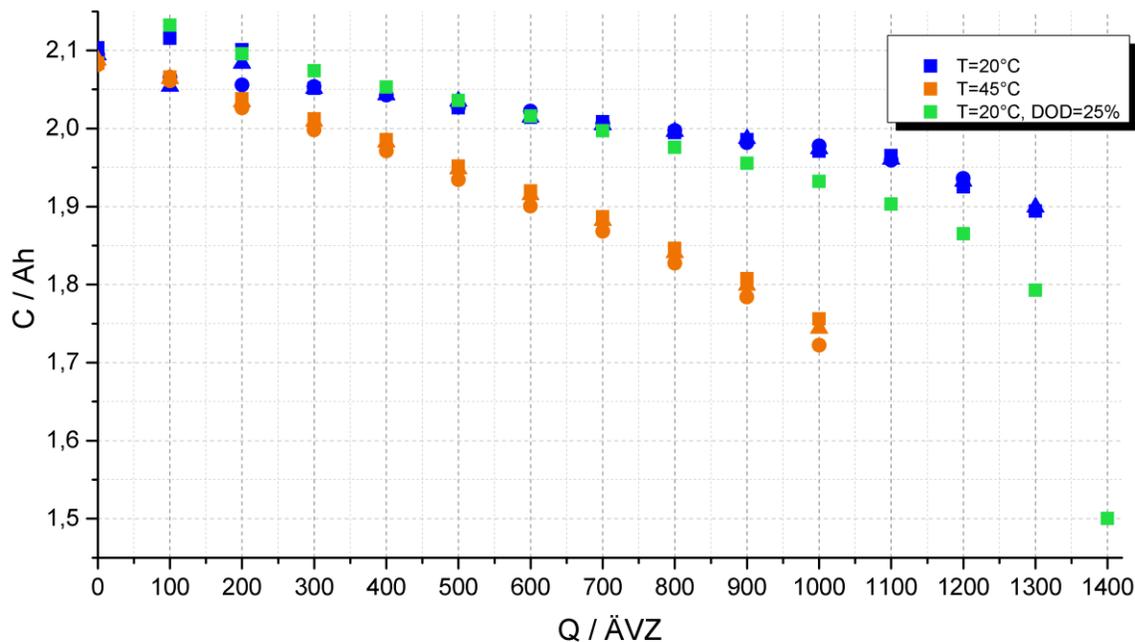
#### *4.4.7. Kapazitätsverlauf bei Anwendung eines Fahrprofils und Variation der Umgebungstemperatur*

In Tabelle 4 sind die Absolutwerte der gemessenen aktuellen Kapazität von Testzellen aufgelistet, die mit einem Fahrprofil belastet wurden. Abbildung 11 zeigt folgend den Kapazitätsverlauf gegenüber den äquivalenten Vollzyklen. Zu sehen ist, dass die Batterien über die Laufzeit der Tests einen nur sehr geringen Kapazitätsverlust aufweisen. Bei gleichen Umgebungsbedingungen ( $T =$

20°C) ist der Kapazitätsverlust sogar geringer als bei einem vergleichbaren beschleunigten Alterungstest mit ähnlichem Ladungsumsatz und einer festen Entladetiefe von 25% (T= 20°C, DOD = 25%).

**Tabelle 4: Kapazitätswerte der Testbatterien mit Belastung durch ein Fahrprofil bei Temperaturen von 20°C und 45°C**

	<b>Zelle 1</b>	<b>Zelle 2</b>	<b>Zelle 3</b>	<b>Zelle 4</b>	<b>Zelle 5</b>	<b>Zelle 6</b>
<b>T / °C</b>	20	20	20	45	45	45
<b>Kapazität [Ah]</b>						
<b>0 Zyklen</b>	2,10325	2,09414	2,09506	2,08368	2,08738	2,08152
<b>100 Zyklen</b>	2,1154	2,05404	2,06567	2,06565	2,06397	2,06115
<b>200 Zyklen</b>	2,10074	2,08342	2,05564	2,03779	2,03408	2,02631
<b>300 Zyklen</b>	2,05158	2,05104	2,05383	2,012	2,00931	1,9981
<b>400 Zyklen</b>	2,04568	2,04305	2,04283	1,9858	1,9827	1,9712
<b>500 Zyklen</b>	2,02636	2,03507	2,02694	1,9519	1,9482	1,9345
<b>600 Zyklen</b>	2,01417	2,01445	2,02239	1,9199	1,9152	1,9005
<b>700 Zyklen</b>	2,00834	2,00457	2,0063	1,8869	1,8819	1,8681
<b>800 Zyklen</b>	1,9948	1,996	1,9971	1,8462	1,8407	1,8274
<b>900 Zyklen</b>	1,9858	1,987	1,9819	1,8074	1,7992	1,784
<b>1000 Zyklen</b>	1,971	1,9741	1,9778	1,7561	1,7439	1,7222
<b>1100 Zyklen</b>	1,965	1,9603	1,9591			
<b>1200 Zyklen</b>	1,9252	1,9325	1,936			
<b>1300 Zyklen</b>	1,8941	1,8992				



**Abbildung 11: Kapazitätsverlauf der Testbatterien mit Belastung durch ein Fahrprofil bei Temperaturen von 20°C und 45°C und der einer Batteriezelle mit einer Entladetiefe von 25 % zum Vergleich**

Das getestete Fahrprofil entspricht einem Ladungsumsatz von 22,7% und wird bei einem SOC von circa 80% bis 100%, bei einem mittleren SOC von circa 89%, gezykelt. Im Vergleich dazu werden DOD25-Zellen in einem SOC-Bereich von 37,5 % bis 62,5 % gezykelt. Durch das ähnliche Verhalten der Alterung ist zu erkennen, dass die Ladezustände im Bereich von 37,5 % bis 62,5 % und circa 80 % bis 100 % und dem damit zusammenhängenden Spannungsbereich von circa 3,4 V bis 4 V und 3,7 V bis 4,2 V nur einen geringen Einfluss auf die Alterung der Zelle haben. Bis zum Erreichen von 800 ÄVZ verlieren die Zellen bei 20°C nur etwa 7 % ihres normierten Kapazitätswertes. Zellen bei 45°C erreichen diesen Zustand schon nach 300 Zyklen. Die Datenreihe der grünen Datenpunkte stellen die DOD25-Zelle mit 1C Entladerate dar, welche auch in Abbildung 5 zu sehen ist, dieser Alterungsverlauf ist zum Vergleich mit in die Abbildung eingebettet.

Beim Vergleich der Testpläne der DOD25-Zelle und EV-Zellen, wird deutlich, dass der zyklische Testplan mit in etwa der gleichen durchschnittlichen Stromrate ( $I=1C$ ) zyklert. Das EV-Profil ist allerdings sehr dynamisch, unterliegt vielen Stromänderungen aufgrund von Start-Stop Verhalten und Beschleunigung. Es kommt zu vielen Stromsprüngen in relativ kurzen Zeiträumen.

Bis zum Ende des Projektes sind die Zellen mit dem EV-Profil bei 20°C Umgebungstemperatur über 1300 äquivalenten Vollzyklen getestet worden. 100 äquivalente Vollzyklen entsprechen aufgrund

der geringen Entladetiefe 439 Wiederholungen des Lastprofils, dies entspricht 570.700 Wiederholungen mit maximalen Entladeströmen von 2C und Ladungsumsatz von ca. 25%. Eine Umrechnung auf Kilometerleistung ist jedoch schwierig, denn im Allgemeinen sind die Ergebnisse aus dem Neuen Europäischen Fahrzyklus nicht direkt in die Realität übertragbar und es wird nicht die Vielfalt des persönlichen Fahrverhaltens von Individuen in Betracht gezogen. Außerdem deutet sich an, dass elektrisch betriebene Fahrzeuge aufgrund der geringeren Reichweite und tendenziell höheren Leistungen andere Nutzungsprofile haben werden als Verbrennungsfahrzeuge.

Die untersuchten Batteriezellen mit EV-Profil und einer hohen Umgebungstemperatur ( $T = 45^{\circ}\text{C}$ ) zeigen einen stärkeren Kapazitätsverlust als die Zellen bei Raumtemperatur ( $T = 20^{\circ}\text{C}$ ). Da bei dieser hohen Umgebungstemperatur kein Konstantstromtest mit einem niedrigen Entladetiefe ( $\text{DOD} = 25\%$ ) durchgeführt wurde, konnte hier keine Vergleichskurve geplottet werden. Allerdings scheint der bei Raumtemperatur ( $T = 20^{\circ}\text{C}$ ) gefundene Zusammenhang, dass das EV-Profil leicht geringere Alterung verursacht, beim Vergleich einer mittleren Entladetiefe ( $\text{DOD} = 50\%$ ) mit dem EV-Profil bestätigt zu werden. Nach 800 ÄVZ sind die Batteriezellen mit einer mittleren Entladetiefe bei Konstantstromtests bei ca. 1,7 Ah Restkapazität angelangt und beginnen nicht-linear an Kapazität zu verlieren. Der EV-Zyklus zeigt im Vergleich dazu weniger starke Alterungserscheinungen, ähnlich dem Test bei Raumtemperatur.

Das Lebensdauerende der Batteriezellen wird durch den nicht-linearen Kapazitätsverlust bestimmt. Dieser zeichnet sich bei Tests, wie in 4.4.2 beschrieben, bei den Bedigungen ( $T = 20^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{DOD} = 25\%$ ) bei circa 1200 ÄVZ ab. Der Verlauf der Kapazitätsabnahme von Batteriezellen im EV-Profil ist von der Charakteristik ähnlich, jedoch ist die Kapazitätsabnahme geringer. Die Änderung der Kurvensteigung beginnt jedoch beim Raumtemperaturtest ( $T = 20^{\circ}\text{C}$ , EV-Profil) im Betrag zu steigen. Dies deutet den Beginn des nicht-linearen Kapazitätsverlusts an. Es scheint, dass der Ladungsdurchsatz bei vergleichbaren Tests, besonders bei ähnlicher Entladetiefe, ein guter Parameter zur Bestimmung der Batterierestlebensdauer ist.

Das Lebensdauerende der Batteriezellen bei hohen Umgebungstemperaturen ( $T = 45^{\circ}\text{C}$ ) scheint in den durchgeführten Tests noch nicht erreicht. Nach 1000 ÄVZ im EV-Profil haben die Batteriezellen einerseits nur circa 1,7 Ah Restkapazität, jedoch bleibt andererseits die Kurvensteigung des Kapazitätsverlusts pro Ladungsumsatz relativ stabil. Dies deutet darauf hin, dass entsprechend der Tests in 4.4.2 und 4.4.3 die Batteriezellen bei hohen Umgebungstemperaturen eine deutlich größere Lebensdauer haben könnten, bei zusätzlich stärkerer linearer Kapazitätsabnahme. Diese stärkere lineare Kapazitätsabnahme könnte durch stärkere kalendarische Alterung erklärt werden.

Ein mögliches Anwendungsszenario wäre der Einsatz in einem elektrischen Fahrzeug, das für den Stadtverkehr konzeptioniert ist. Hierbei könnten geringe Entladetiefen durch die täglichen Kurzstrecken realisiert werden. Wenn jedoch längere Strecken damit zurückgelegt werden sollten, käme es zu größeren Entladetiefen und entsprechend zu einem anderen Alterungsverhalten der

Zelle. Für andere Anwendungsmöglichkeiten, die eine größere Reichweite erfordern, wäre eine Kapazitätserhöhung des Batteriepacks möglich, um die Batterie weiterhin bei geringen Entladetiefen betreiben zu können. Jedoch würde dadurch zusätzliches Batteriegewicht verbaut werden müssen und somit würde das Pack bedeutend schwerer und teurer werden.

Außerdem wurden die vorher genannten Ergebnisse bei einer konstanten Umgebungstemperatur von 20°C und 45°C erzielt. Unter realen Bedingungen würden diese logischerweise stark variieren und somit die Messergebnisse verfälschen. Anhand der Ergebnisse der Zyklierungstests bei 0°C oder 45°C müsste die Anzahl der Fahrten auf Grund verstärkter Alterungsmechanismen nach unten korrigiert werden. Mittels eines Heizsystems könnte man den rapiden Kapazitätsverlust bei 0°C jedoch umgehen.

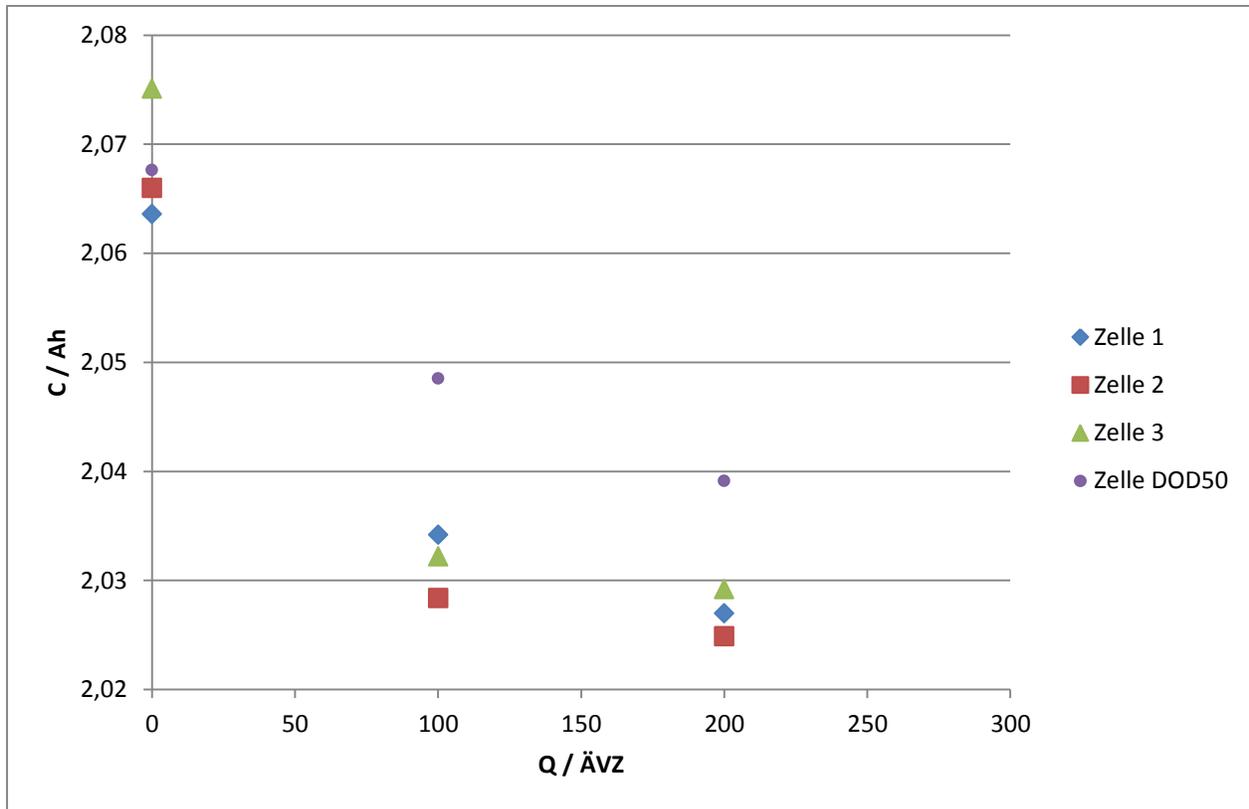
#### *4.4.8. Kapazitätsverlauf bei Anwendung eines PV Profils und Variation der Umgebungstemperatur*

In diesem Kapitel wird die Belastung der Batteriezellen mit einem PV-Profil untersucht. In Tabelle 5 ist die Kapazität der Testzellen nach ÄVZ aufgelistet, die mit einem PV-Profil belastet wurden. Abbildung 12 zeigt den normierten Kapazitätsverlauf der drei Testzellen gegenüber den äquivalenten Vollzyklen.

Grundsätzlich muss angemerkt werden, dass trotz Beschleunigung der PV-Profile lediglich 200 äquivalente Vollzyklen getestet werden konnten, dies entspricht bei dem synthetisierten Lastprofil ca. 300 Tage mit relativ hohen Lasten auf dem stationären Energiespeicher. Zu sehen ist, dass die Batterien einen nur sehr geringen Kapazitätsverlust aufweisen.

**Tabelle 5: Kapazitätswerte der Testbatterien mit Belastung durch ein PV-Profil bei der Umgebungstemperatur von 20°C**

	<b>Zelle 1</b>	<b>Zelle 2</b>	<b>Zelle 3</b>
<b>T / °C</b>	20	20	20
<b>Restkapazität / Ah</b>			
<b>0 Zyklen</b>	2,0636	2,0660	2,0751
<b>100 Zyklen</b>	2,0342	2,0284	2,0322
<b>200 Zyklen</b>	2,0270	2,0249	2,0292



**Abbildung 12: Kapazitätsverlauf der Testbatterien mit Belastung durch ein PV-Profil bei Temperaturen von 20°C und einer Zelle mit einer Entladetiefe von 50 % zum Vergleich**

Das getestete PV-Profil entspricht einer Entladetiefe von 54,3 % und wird zwischen einem SOC von 45,7 % bis 100 % gezykelt. Im Vergleich dazu werden DOD50-Zellen in einem SOC-Bereich von 25 % bis 75 % gezykelt.

Während 200 ÄVZ verlieren die Testbatteriezellen bei 20°C Umgebungstemperatur nur etwa 2% ihrer Kapazität. Alle bisher getesteten Batteriezellen verhalten sich ähnlich, Differenzierungen ergeben sich erst viele äquivalente Vollzyklen später.

Es fällt auf, dass ein höherer Kapazitätsverlust gegenüber den zyklischen Zellen gemessen wurde. Aufgrund der extrem langen Testdauer von 6 Monate für 100 äquivalente Vollzyklen kann dies allerdings auch ein Einfluss der kalendarischen Alterung sein.

Trotz der sehr hohen Dynamik des Testprofils, zeigen die Batteriezellen, die mit dem PV-Profil belastet werden, innerhalb des Testzeitraums sehr geringe Alterungserscheinungen, und keinerlei beschleunigte Alterung.

Die geplante Anwendung stationärer Heimspeicher wird, nach unseren Kenntnissen, hauptsächlich im Haus oder vorzugsweise im Keller eines Eigenheims installiert. Dies garantiert konstante Umgebungstemperaturen entsprechend europäischen Klimas. Aus diesem Grund, und aufgrund

des extrem hohen zeitlichen Aufwands, wurden diese Batterietest lediglich bei 20°C Umgebungstemperatur durchgeführt. Andere Umgebungsbedingungen scheinen unrealistisch.

Wenn die Erfahrungen der beschleunigten Alterungstests mit Konstantströmen und der EV-Profil Testreihen einfließen, kann davon ausgegangen werden, dass diese Batteriezellen noch mindestens weitere 300 (entsprechend  $T = 20^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{DOD} = 50\%$ ), bestenfalls weitere 800 (entsprechend  $T = 20^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{DOD} = 25\%$ ), äquivalente Vollzyklen betrieben werden können, bevor ein nichtlinearer Kapazitätsverlust auftritt. Diese Annahmen ergeben aus Extrapolation der Messdaten und Anwendung der beschleunigten Alterungsdaten aus dem Abschnitt 4.4.2.

Dies würde einer Nutzungszeit von 2,5 bis 5 Jahren, bei angenommenen jährlichen 200 ÄVZ, entsprechen. Vor dem Hintergrund der typischen Anforderungen an ein solches Speichersystem von mindestens 10 Jahren Laufzeit, scheinen die hier getesteten Batteriezellen für diese Anwendungen nicht ausreichend geeignet.

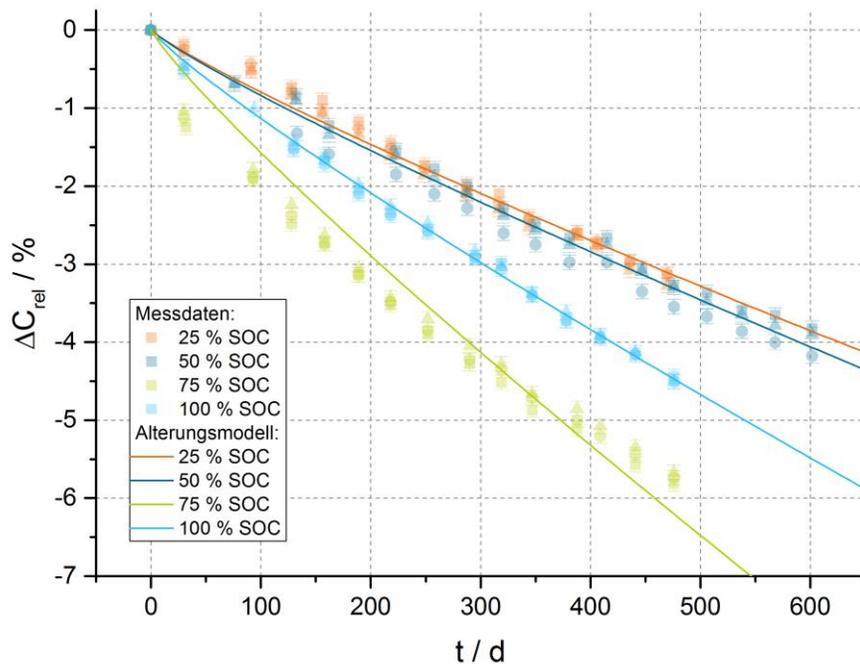
Anzumerken ist, dass dieses Lastprofil lediglich aus Tagen mit hohem Ladungsumsatz besteht, und die durchschnittliche Last im realen Einsatz deutlich kleiner sein kann. Dadurch kann sich diese Lebensdauerprognose weiter erhöhen.

#### *4.5. Entwicklung von Alterungsmodellen*

Die meisten relevanten Veröffentlichungen beschreiben Batteriealterung als Kapazitäts- und Leistungsverlust [37] [38] [39]. In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die Modellierungsansätze in der Literatur gegeben. In den vergangenen Jahren wurden viele Batteriealterungsmodelle von physikalisch/chemischen Prinzipien [40] [41] [42]. Diese sind, so wurde berichtet, sehr genau, bei gleichzeitig extrem hohem Parametrisierungsaufwand und extrem hohem Rechenaufwand. Als Gegensatz dazu wurden von Autoren empirische Alterungsmodelle auf empirischen Daten vorgeschlagen. Es wird grundsätzlich zwischen kalendarischer und zyklischer Alterung unterschieden. Kalendarische Alterung beschreibt die Effekte, die während der Lagerung unter Leerlaufspannung auftreten. Zyklische Alterung beschreibt die Änderungen von Batteriezellen durch lange Phasen des Ladens und Entladens. [43] Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass kalendarische Alterung auch während des Zyklisierens auftritt.

Basierend auf den durchgeführten kalendarischen und zyklischen Alterungsexperimenten wurde ein umfassendes Modell der Batteriealterung entwickelt. Kalendarische und zyklische Alterung wurden hierbei zunächst getrennt voneinander betrachtet.

Verlust von aktivem Lithium als Folge von andauerndem SEI-Wachstum wird in der Literatur als Hauptursache des Kapazitätsverlustes durch kalendarische Alterung betrachtet. In der Literatur werden verschiedene Theorien zu den Mechanismen, welche die Rate des SEI-Wachstums festlegen, diskutiert. Häufig werden Diffusion oder Migration durch die bereits bestehende SEI als limitierende Prozesse zum weiteren Wachstum der SEI angesehen. Dies ließe eine Kapazitätsabnahme proportional zur Wurzel der Lagerungszeit erwarten [6] [9] [10]. Andere Autoren gehen von einer linearen Kapazitätsabnahme mit der Zeit aus [11]. Auch Potenzfunktionen werden in der Literatur zur Beschreibung der kalendarischen Kapazitätsabnahme verwendet [12].

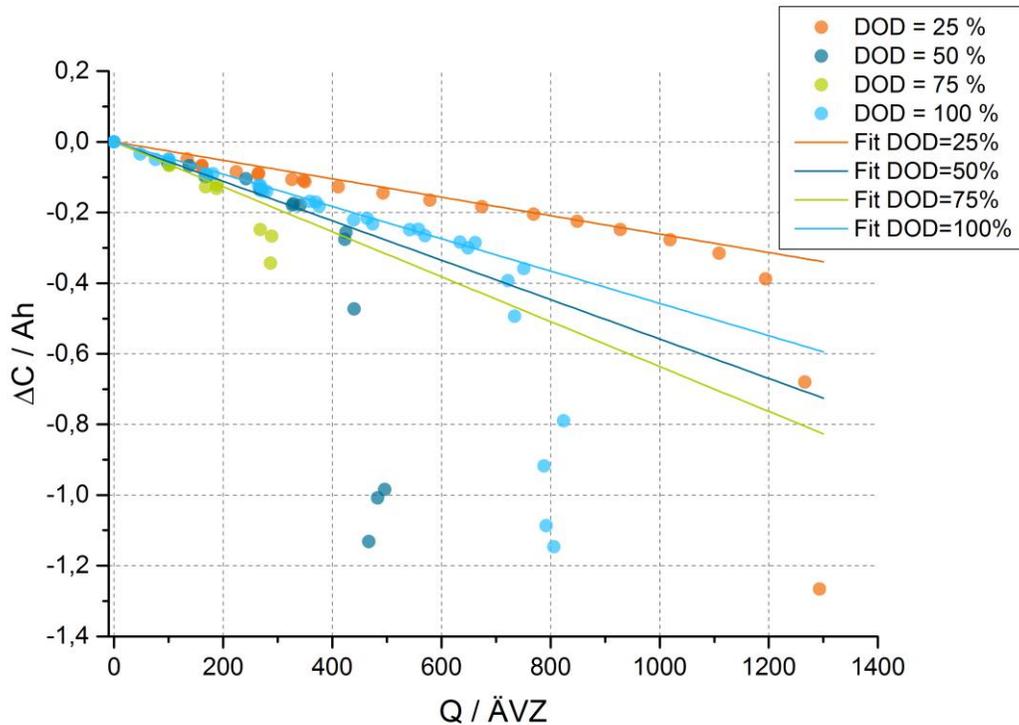


**Abbildung 13: Anwendung des kalendarischen Alterungsmodelles auf die Kapazitäten der kalendarischen Alterungstests gegenüber der Lagerungszeit bei 20°C Umgebungstemperatur**

Die genannten Modellfunktionen wurden zur Beschreibung der im Rahmen des Projektes erhobenen Messdaten getestet. Dies erfolgte durch nicht-lineare Datenanpassung (Fit) der Funktionen an die Messdaten. Die besten Ergebnisse konnten für die Anpassung einer Potenzfunktion mit konstantem Exponenten erzielt werden:

$$\Delta C(t) = \alpha(SOC, T) \cdot t^\beta$$

Diese Modellfunktion erlaubt eine genaue Beschreibung des Kapazitätsverlusts  $\Delta C$ . Der Modellparameter  $\beta$  ist für alle Testreihen gleich und wurde ebenfalls durch Datenanpassung gewonnen. Der Alterungsparameter  $\alpha$  hingegen beschreibt den Einfluss der Betriebsparameter (SOC, Temperatur) auf den Kapazitätsverlust. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die kalendarische Kapazitätsabnahme für die getesteten Betriebsparameter eine Funktionalität zwischen wurzelförmig und linear mit der Lagerungszeit besitzt. Die Umsetzung ist in Abbildung 13 dargestellt.



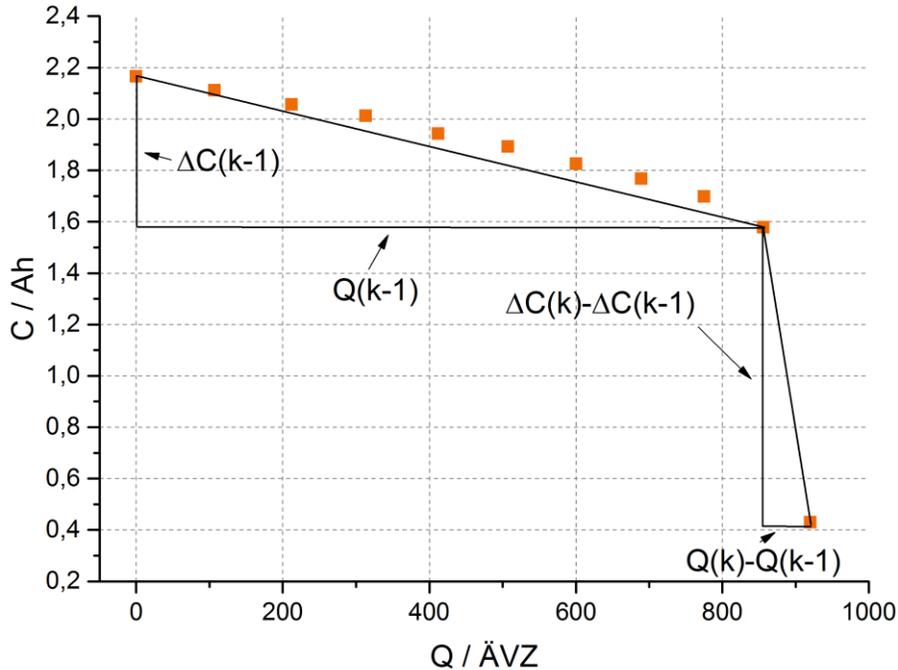
**Abbildung 14: Anwendung des zyklischen Alterungsmodelles auf die Kapazitäten der zyklischen Alterungstests gegenüber dem Ladungsumsatz bei 20°C Umgebungstemperatur und einem Strom von 1C**

Durch Zyklisierung ist die Zelle zusätzlichen Belastungen ausgesetzt. Insbesondere die mechanische Belastung der Anode durch Volumenänderungen während den Lade- und Entladevorgängen führt zu einer deutlichen Beschleunigung der Kapazitätsabnahme, da hierbei immer wieder Teile der SEI zerstört werden und unter Verbrauch von aktivem Lithium nachgebildet werden [9]. In der Literatur wird der Kapazitätsverlust durch zyklische Alterung als linear zum Ladungsdurchsatz beschrieben [13]. Andere Quellen gehen von einer allmählichen Abnahme der Rate des Kapazitätsschwundes aus [14] [15].

Der im Rahmen dieses Projektes gemessene zyklische Kapazitätsverlust lässt sich sehr gut durch eine lineare Funktion des Ladungsdurchsatzes  $Q$  beschreiben

$$\Delta C(Q) = \alpha(T, DOD, I) \cdot Q$$

wobei  $\alpha$  hierbei analog zur Beschreibung der kalendarischen Alterung ein von den Betriebsparametern abhängiger Parameter ist. Eine Anwendung dieses Modellierungsansatzes ist in Abbildung 14 visualisiert.



**Abbildung 15: Veranschaulichung des typischen Alterungsverhaltens einer Batteriezelle und Definitor der linearen und nicht-linearen Alterung.**

Dieses Modell beschreibt den linearen Teil der Batteriealterung, der vor der nicht-linearen Alterung steht. Die nicht-lineare Alterungsphase beginnt, wenn die Steigung des Kapazitätsverlustes pro Ladungsdurchsatz sich mindestens verdoppelt, siehe folgende Formel. In Abbildung 15 wird dieser Zusammenhang verdeutlicht.

$$\frac{\Delta C(k) - \Delta C(k-1)}{Q(k) - Q(k-1)} \geq 2 * \frac{\Delta C(k-1)}{Q(k-1)}$$

$\Delta C(k)$  beschreibt den Kapazitätsverlust und  $Q(k)$  den Ladungsdurchsatz am  $k$ -ten Messpunkt. Darauf basierende ist die Zyklenlebensdauer definiert als  $Q_{\text{life}}$

$$Q_{\text{life}} = Q(k-1) + \frac{Q(k) - Q(k-1)}{2}$$

$Q(k)$  ist der Ladungsumsatz am  $k$ -ten Messpunkt, wobei  $k$  die der erste Messpunkt in der nicht-linearen Alterungsphase ist.

#### 4.6. Algorithmen anwendungsbezogene Restlebensdauer

In diesem Abschnitt wird die Bestimmung der Lebensdauer von Batteriezellen in unterschiedlicher Anwendung beschrieben. Bevor Analysemethoden zur aktuellen anwendungsbezogenen Restlebensdauer diskutiert werden, wird die Gesamtlebensdauer einer Batteriezelle in einer bestimmten Anwendung diskutiert.

Grundsätzlich ist die Lebensdauer einer Batteriezelle anders als in der Literatur [16] [17] nicht durch einen fixen SOH oder eine Restkapazität begrenzt. Die Lebensdauer einer Batteriezelle ist durch das Auftreten einer nicht-linearen Abfalls der Restkapazität begrenzt. Wie sich beispielsweise in 4.4.2 gezeigt hat, wäre eine Festlegung auf einen fixen Wert, oft SOH 80%, sogar zu großzügig, denn viele Testbedingungen führen zum einem nicht-linearen Kapazitätsverlust deutlich vor Erreichen diesen Wertes, oft sogar über 90% SOH, siehe dazu Abbildung 5 und Abbildung 6. Die Anzahl äquivalenter Vollzyklen bis zum Erreichen des nichtlinearen Alterungsteils sind in Tabelle 6 aufgelistet.

**Tabelle 6: Analyse der Zyklisierungstests: Durchschnittliche Anzahl äquivalente Vollzyklen bis zur Erreichung des nichtlinearen Alterungsteils**

T / °C	Entladestrom / C	Entladetiefe / %	Q <sub>life</sub> mean / ÄFZ
20	1	25	1152
20	1	50	435
20	1	75	238
20	1	100	719
20	2	50	245
20	2	100	406
45	1	50	839
45	1	100	873
45	2	50	811
45	2	100	929

Grundsätzlich müssen, wie in 4.4.6 beschrieben, mindestens drei Einflussfaktoren zur Bestimmung der Batterielebensdauer berücksichtigt werden: Umgebungstemperatur, Entladetiefe und Stromrate. Zusätzlich könnten weitere Parameter einen erheblichen Einfluss haben:

Der mittlere SOC, um den gezykelt wird, könnte zudem eine Auswirkung auf die Batterielebensdauer haben. Hinweise darauf zeigen sich unter anderem bei der Untersuchung der kalendarischen Alterung.

Der durchschnittliche Strom des genutzten Profils hat ebenfalls Auswirkungen auf die Batterielebensdauer, da bei geringeren Strömen die thermischen und mechanischen Belastungen der Materialien in der Batteriezelle geringer sind, da sich die Ausdehnung und Kontraktion der Batteriematerialien verlangsamt.

Der im Rahmen dieses Projektes entwickelte Ansatz zur Ermittlung der aktuellen Batterierestlebensdauer basiert auf der Kenntnis der aktuellen Batteriekapazität und deren Nennwert. Der Nennwert ist eine Konstante und muss im Gegensatz zur Kapazität nicht bestimmt werden. Es existieren viele Methoden zur Bestimmung der der aktuellen Batteriekapazität während des Betriebs von Batteriezellen. Bei einer Entladung der Batteriezelle mit einem konstanten Strom wird über Ladungszählung die Kapazität ermittelt. Diese Methode setzt eine Vollladung und Entladung der Batterie voraus.

Leider ist diese Methode durch die Messungenauigkeit der Stromsensoren fehlerbehaftet, die sich mit Dauer der Nutzung aufsummieren. Die Methode der Ah-Zählung, die ausgehend von der Kapazitätsmessung die Ladungsumsätze fortschreibt, ist sehr einfach zu implementieren und besonders bei mobilen Anwendungen wie elektromobilen und kleinen portablen Anwendungen oft ausreichend genau. Bei stationären Anwendungen wäre diese Methode hingegen zu ungenau. In diesem Fall ist es möglich über Zustandsbestimmungsalgorithmen die aktuelle Batteriekapazität zu bestimmen. Ein simpler, aus diesen Algorithmen abgeleiteter, Ansatz ist die Bestimmung der Kapazität durch Beobachtung von zwei Punkten der Leerlaufspannung nach einer definierten Ladungsänderung, unter der Annahme einer, im Laufe der Batteriealterung, sich nicht verändernden Leerlaufspannungskurve, wie in 4.4.1 gemessen. Durch den Vergleich der Leerlaufspannungsänderung und dem daraus resultierenden SOC mit der gemessenen Ladungsänderung ist die Bestimmung des aktuellen SOH möglich. Diese Verfahren setzen entsprechend lange Wartezeiten nach Einstellen des neuen SOC's voraus. Grundsätzlich sind jedoch Zustandsbestimmungsalgorithmen zu empfehlen, da diese auch während Last zuverlässige SOC und SOH Werte liefern.

Es zeigte sich, dass der Ladungsumsatz (Anzahl der äquivalenten Vollzyklen) eine adäquate Messgröße für die Batterielebensdauer ist. Durch Fortschreibung der jeweiligen Nutzung entsprechend dem neuen Profil ergibt sich ein relativ genaues Bild der jeweiligen Restlebensdauer einer Batterie in einer speziellen Anwendung. Daraus lassen sich heuristische Strategien zur Betriebsparameteroptimierung zum lebensdauererweiterten Betrieb von Batteriezellen ableiten.

Grundsätzlich ist festzuhalten:

- Hohe Temperaturen ( $T = 45^{\circ}\text{C}$ ) führen zu stärkerer kalendarischer Alterung als niedrigere Temperaturen ( $T = 0^{\circ}\text{C}$ ). Der Kapazitätsverlauf nimmt mit der Lagerungstemperatur ungefähr exponentiell zu, dementsprechend sind Batterien kühl zu lagern.
- Betrieb bei tiefen Temperaturen ( $T = 0^{\circ}\text{C}$ ) führt zu einer starken Kapazitätsabnahme und verkürzt die Restlebensdauer stark.
- Betrieb bei hohen Temperaturen ( $T = 45^{\circ}\text{C}$ ) führt zu einer durchschnittlich höheren Kapazitätsabnahme als bei anderen Temperaturen, aufgrund des höheren Kapazitätsverlusts durch höhere kalendarische Alterung, s. Abbildung 10. Der Einfluss von Entladestrom und Entladetiefe ist hier geringer, sodass der nicht-lineare Kapazitätsverlust später auftritt.
- Betrieb bei Raumtemperatur ( $T = 20^{\circ}\text{C}$ ) führt zu einem Verhalten, bei dem ein höherer Entladestrom, ein DOD von 50 % und 75 % zu einer beschleunigten Kapazitätsabnahme führt, während ein DOD von 25% und 100% geringere Kapazitätsabnahmen zur Folge haben.

Es ist wichtig zu beachten, dass die Ergebnisse der beschleunigten Alterungstests zu einer schnelleren Degradation, als in der realen Anwendung, führen können. Aus diesem Grund sollten bei Entwicklung von heuristischen Methoden zur Lebensdauererlängerung aus den beschleunigten Alterungstests ein Faktor zur Anpassung an die realen Profile entwickelt werden.

Die Anwendungen „elektromobile Nutzung“ wird durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Entladetiefen charakterisiert, weshalb diese Anwendung nicht durch sie kategorisiert werden kann. Im Gegenteil wird sich eine Kombination aus unterschiedlichen Entladetiefen-Restlebensdauer Kombinationen ergeben. Genauere Ergebnisse können lediglich Untersuchungen zum Nutzungsverhalten von elektromobilen Fahrzeugen hervorbringen.

Die Umgebungstemperatur ist in dieser Anwendung vielfach durch den Standort des Fahrzeuges bestimmt, wenn davon ausgegangen wird, dass kein thermisches Management implementiert ist. Die Projektion der Batterierestlebensdauer über diesen Parameter scheint möglich, wobei eine Abweichung der Ergebnisse, entsprechend der Entladetiefe, möglich ist. Dieser Hauptparameter lässt den Schluss zu, dass Batterien in kalten Umgebungen sehr geringe Lebenserwartungen und in warmen Umgebungen hohe Lebenserwartungen haben. Diesem Effekt kann durch ein thermisches Management entgegengewirkt werden.

Im Gegensatz dazu wird die Anwendung stationärer Heimspeicher durch relativ konstante Umgebungstemperaturen, bei Entladetiefen von mindestens 50% oder eher 70-100% bei korrekter Auslegung charakterisiert. Aus diesem Grund wird die Restlebensdauer primär durch die Entladetiefe bestimmt. Es scheint, dass hohe Temperaturen ( $T = 45^{\circ}\text{C}$ ) den Einfluss der Entladetiefe verringern, hier bietet es sich an, ein thermisches Management zu entwickeln, dass die Temperatur

des Batteriesystems grundsätzlich anhebt und dort zuverlässig hält, dies würde mehr Ladungsumsatz erlauben, da die nicht-linearen Kapazitätsverluste später auftreten.

Dies muss in Einklang mit der erhöhten kalendarischen Alterung bei höheren Temperaturen gebracht werden. Diese Verbindung ist allerdings problembehaftet, da hier ein entsprechendes Oversizing des Batteriesystems in Höhe des erwarteten kalendarischen Kapazitätsverlusts zu erfolgen hat. Noch dazu wird bspw. bei 45°C ein 10%-tiger Kapazitätsverlust pro Jahr erwartet, was bei einer Einsatzdauer von 10 Jahren, etwa der Vollkapazität entspricht. Die optimale Temperatur ist vor diesem Hintergrund zwischen 20°C und 45°C zu suchen.

Aufgrund der begrenzten Testzeit des Projektes STATRAK sind mehrere Fragen aufgekommen. Grundsätzlich ist zu prüfen, inwiefern

- beschleunigte Alterungstests reale Profile simulieren können
- kalendarische Alterung reale Profile beeinflusst
- hohe Umgebungstemperaturen auch zyklische Alterung anderer Entladetiefen begrenzt
- diese Zusammenhänge auch bei anderen Batteriezellen, anderer Hersteller und anderer Chemie bestehen
- weitere Temperaturniveaus sinnvoll zum Betrieb von unterschiedlichen Anwendungen sind.

#### 4.7. Modell zur Batterierestwertberechnung

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie ein Ansatz zur Berechnung des Batterierestwerts entwickelt wurde.

In 4.5 und 4.6 wurden Modelle und heuristische Methoden entwickelt, die es erlauben, die voraussichtliche Batterierestlebensdauer zu bestimmen. Darauf aufbauend wurden Annahmen getroffen, die den Restwert eines Batteriemoduls bzw. einer Batteriesystems, in diesem Abschnitt Batterie genannt, beschreiben:

1. Der Zeitwert einer Batterie ist kleiner als der Beschaffungswert, denn gebrauchte Systeme haben grundsätzlich einen geringeren Wiederverkaufswert als Neusysteme. Grundsätzlich ist der Batterierestwert abhängig von:
  - o technischen Neuerungen, z.B. eine kostengünstige neuartige Batterietechnologie
  - o technischen Defekten, z.B. ein plötzliches Feuer im Batteriesystem
  - o abweichenden Kapazitätsverlust

Von daher ist ein zusätzlicher Abschlag auf den Neupreis anzunehmen.

2. Eine relativ hohe Wertminderung in der ersten Nutzungsphase bestimmt den Verlauf des Batterierestwerts. Die relative Wertminderung nimmt mit weiterer Nutzung ab. Dies führt zu einem stärker sinkenden Batterierestwert am Beginn der Nutzungsphase.
  - o Der Hintergrund dieser Annahme sind grundsätzlich sinkende Batteriepreise, die eine Wiederbeschaffung nach einer gewissen Laufzeit vergünstigen.
3. In der letzten Nutzungsphase ist die Wertminderung des Batteriesystems geringer, als in der Anfangsphase.

In der Literatur gibt es diverse Modelle, die die Wertminderung von Vermögensgegenständen beschreiben. Typischerweise wird zu diesem Zweck die Abschreibung aus dem Rechnungswesen verwendet. Grundsätzlich wird die lineare und degressive Abschreibung unterschieden. In Annahme 2 wurde bereits auf ein exponentielles Verhältnis beschrieben, wodurch die Methode der linearen Abschreibung unpassend wird. Ein degressives Abschreibungsmodell, das besser zu dieser Annahme passt, wird in der nachfolgenden Formel beschrieben:

$$K_n = K_0 * (1 - z)^n$$

Wobei  $K_n$  den aktuellen Wert des Vermögensgegenstandes nach  $n$  Jahren,  $K_0$  den ursprünglichen Beschaffungswert,  $z$  den prozentualen Wertverlust pro Periode und  $n$  die Anzahl der Perioden beschreibt.

Zusätzlich zum degressiven Abschreibungsmodell wird ein Abschlag für genutzte Produkte  $N$ , nach Annahme 1, eingerechnet, sodass sich folgende Formel ergibt:

$$K_n = (K_0 - N) * (1 - z)^n$$

In Abbildung 16 ist der Wertverlauf eines solchen Vermögensgegenstandes visualisiert, bei den Grundannahmen:  $K_0 = 100\%$ ,  $N = 40\%$  und  $z = 17,5\%$

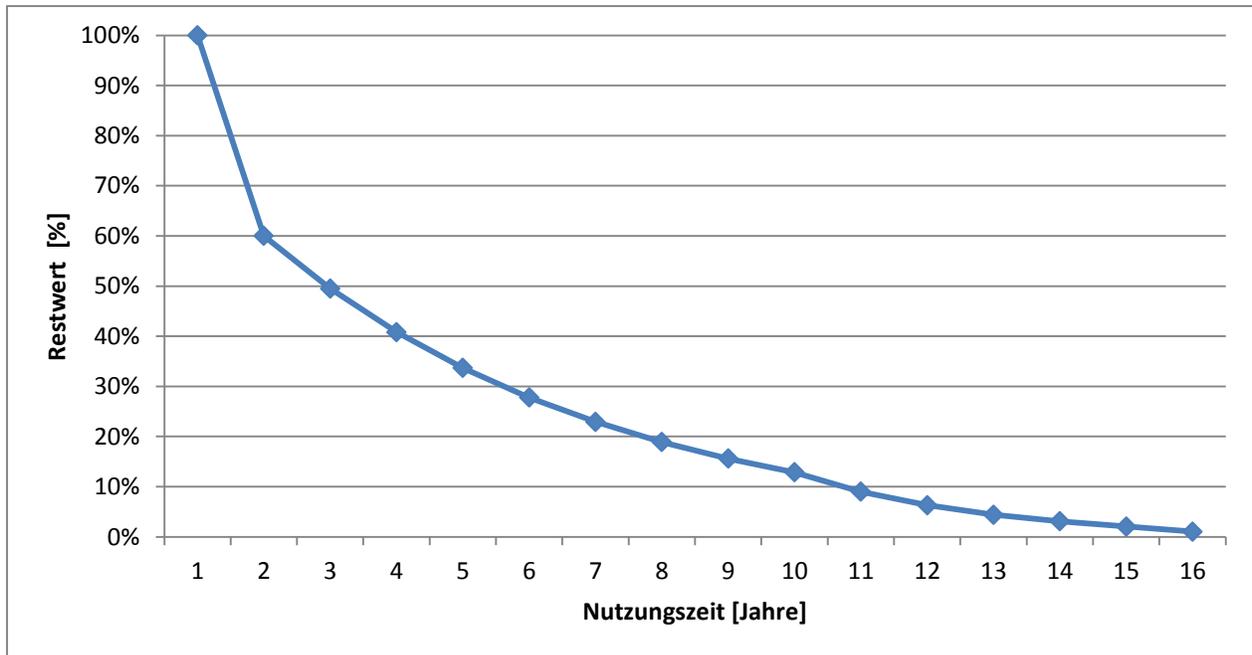


Abbildung 16: Batterierestwert nach degressiver Abschreibung und einem Abschlag für genutzte Produkte, Annahmen: Batterielebensdauer 10 Jahre, keine außerordentliche Vorfälle

#### *4.8. Untersuchung des Geschäftsmodells Batteriewechsel*

Mit diesem Arbeitspunkt wurde versucht die Nachfrage nach Batteriemodulen im Rahmen batteriebetriebener Fahrzeuge einzuschätzen. Nach Diskussion mehrerer Szenarien wurde im Speziellen die Einführung des sogenannten Batterieaustausches in Verbindung mit einem monatlichen Abonnement für Kunden näher auf seine Wirtschaftlichkeit untersucht. Den Autoren ist bekannt, dass es in der Vergangenheit ähnliche Projekte gab, die nicht langfristig erfolgreich waren oder sogar scheiterten [18]. Diese Geschäftsmodelle werden vor dem Hintergrund der

- ständig sinkenden Batteriezelleinkaufspreise und
- der Möglichkeit einer Batterierestwertschätzung

neu betrachtet. Dabei waren einige zusätzlich Grundannahmen zu treffen:

Die Produktion von elektrischen Fahrzeugen mit austauschbaren Batteriemodulen würde die Möglichkeit eines neuen service-basierten Abo-Modells für Elektroautobesitzer schaffen. Bei diesem Modell würde dem Kunden anhand seiner monatlichen bzw. jährlichen Fahrleistung ein entsprechendes Abo angeboten werden. Der zu bezahlende Beitrag beinhaltet die Kosten für das Batteriemodul mit Aufladung und Reichweitenverlängerung durch Austausch. Somit besteht für die Anwender der Vorteil auch weitere Strecken problemlos mit ihrem Fahrzeug zurücklegen zu können. Möglich wäre dies ein streckenweites Netz von Ladesäulen und Batteriewechselstationen. Somit kann eine annähernd gleiche Reichweite von Elektroautos im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen gewährleistet werden. Weitere hervorhebenswerte Vorteile bei Anwendung dieses Systems sind:

- Minimierte Investitionskosten für Elektrofahrzeuge, da der Akkumulator vom Anbieter gemietet wird.
- Die Verbraucherunsicherheit wäre aufgrund der steigenden Langlebigkeit und Ausdauer von modernen Batterien und dem großen Angebot an Lademöglichkeiten auf ein Minimum gesenkt.

Da diese Annahmen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Überlegungen nicht real sind, stellen die nachfolgenden Überlegungen ein Gedankenexperiment dar.

Bei der Kaufentscheidung eines E-Autos spielte eine Vielzahl an Faktoren eine entscheidende Rolle und erschwerten die Abschätzung der Konsumentennachfrage erheblich. Um als Konsument einen Wechsel vom konventionellen Fahrzeug mit Verbrennungsmotor und vollständig ausgebaute Infrastruktur hin zum Elektroauto zu vollziehen, müssen die Vorteile dieser neuen Technologie bewusst hervorgehoben werden. Daher werden in 4.8.1 die Vorzüge für den Nutzer in Bezug auf geringere Anschaffungs- und Betriebskosten hervorgehoben. Darüber hinaus wird beschrieben, wie mittels des Abonnement-Modells die zwei größten Nachteile überwunden werden können. Dazu zählen einerseits die geringe Reichweite von Elektrofahrzeugen und andererseits die noch

bestehenden Unsicherheiten der Konsumenten in Bezug auf die Ladeinfrastruktur und die Batterielebensdauer.

In 4.8.5 finden Managementmodelle Anwendung, die mittels der Analyse aus 4.8.4 verbesserte Vorhersagen über die Nachfrage und Kaufentscheidung treffen sollen. Notwendig dafür ist die Anzahl an Interessenten für das Abo-Modell. Der gesamt erzielbare Absatzmarkt wird abhängig gemacht von Umfragedaten über die Kilometerlaufleistung der möglichen Abonnenten mit der Betrachtung verschiedener Ölpreisszenarien. Ausschließlich mit gut fundierten Vorhersagen über die Verbreitung und Entwicklung von E-Autos lassen sich verlässliche Schätzungen über makroökonomische Effekte dieser Technologieentwicklung treffen.

#### *4.8.1. Externe Effekte und Kostenvergleich*

Die Entscheidung für die Art von Antrieb eines Konsumenten, sei es konventionell oder elektrisch betrieben, ist nicht ausschließlich von vom dem Preis und den fahrzeugtypischen Charakteristika abhängig, sondern wird auch von sogenannten externen Faktoren bedingt. Externe Faktoren oder auch Externalitäten, bezeichnen in der Volkswirtschaftslehre die unkompensierten Auswirkungen ökonomischer Entscheidungen auf unbeteiligte Marktteilnehmer. Dies ist besonders in Märkten auffindbar, in denen ein hohes Maß an Verbraucherinterdependenzen vorzufinden ist, wie beispielsweise im Telekommunikationssektor oder im Automobilbereich. Besonders dem Automobilsektor kann eine hohe Externalität zugesprochen werden, bedingt durch die notwendige Ladungs- bzw. Wechselstationeninfrastruktur. Damit nun Elektrofahrzeuge einer breiten Verteilung unterliegen können, muss eine zum Öl konkurrenzfähige und flächendeckende Infrastruktur in Bezug auf Preis, Reichweite und Verlässlichkeit gewährleistet sein.

Dem ADAC zufolge existieren momentan 14.209 Tankstellen in Deutschland [19]. Zudem sind in etwa 44 Millionen Fahrzeuge hierzulande angemeldet [20]. Um einen weitflächigen Einsatz zu ermöglichen, benötigen Elektroautos eine Investition in eine Reihe neuer Netzwerke, welche es den Abonnenten eine echte Alternative zu den bestehenden fossilen brennstoffbasierten Netzwerken bietet. Die folgenden Abschnitte verdeutlichen, dass der getrennte Erwerb von Batterie und Fahrzeug die beste Strategie ist, um eine schnelle und weitreichende Verbreitung von elektrischen Fahrzeugen zu erhalten. Es beschreibt ein service-basiertes Abonnement für Besitzer von E-Autos. Ferner wird ein wirtschaftlicher Ansatz von externen Faktoren entwickelt, um die wichtigsten Einflüsse bei der Wahl der Motorisierung hervorzuheben.

#### *4.8.2. Betreiber von austauschbaren Batterien*

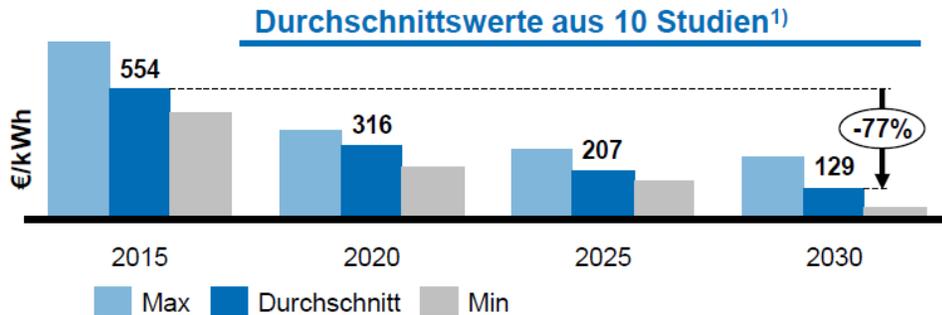
Eine Reihe von Unternehmen, darunter Tesla, Better Place, Coulomb Technologies und ECOtality, haben sich mit der Idee eine Infrastruktur für das Laden von Batterien im Automobilsektor

auseinandergesetzt. Better Place zählte zu den bekanntesten Firmen in diesem Segment. Die Idee bestand darin, ein weltweites Netzwerk an Ladesäulen und Wechselstationen zu vertreiben. Als Absatzmärkte waren die USA, Israel, Dänemark und Australien angedacht. Mit sämtlichen Ländern gab es bereits entsprechende Verträge für den Vertrieb dieses Abonnements. Coulomb Technologies entwickelte und vertrieb Ladesäulen, um Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybride in öffentliche Parkplatzbereichen zu laden. ECOtality, welcher eine führende Rolle beim Vertrieb von Fahrzeugen für Flughäfen und Industriebetrieben spielte, plante eine flächendeckendes Netz von Schnellladesäulen. Diese sollten in der Lage sein, die Fahrzeuge in unter einer Stunde zu laden [18]. Die Basis dieser Untersuchung obliegt dem Prinzip, welches Better Place mit seinen Ladesäulen und Wechselstationen und dem dazugehörigen Abonnement verwendet hat. Der folgende Abschnitt beschreibt die Vorteile dieses Business Modells mit austauschbarer Batterie.

Mit der Verwendung dieses Modells werden den Kunden Abonnements angeboten, welche die Kosten für die Batterie, die Ladeinfrastruktur und die benötigte Elektrizität bereitstellen. Die Fahrzeuge, entwickelt und verkauft von existierenden Herstellern, verwenden demontierbare und wiederaufladbare Batterien mit einer Reichweite von etwa 150 km [21]. Netzbetreiber installieren Ladesäulen an praktikablen Standorten, um den Kunden die Möglichkeit zu geben ihre Batterien vollständig zu laden. Damit die Kunden auch die Reichweite ihrer Fahrzeuge problemlos verbessern können, werden zusätzlich Batteriewechselstationen eingerichtet. Diese würden sich problemlos an den bisher vorhandenen Tankstellen integrieren lassen. Werden diese Stationen entlang von Autobahnen, im besten Falle an Tankstellen integriert, kann die Reichweite von E-Autos derart vergrößert werden, sodass sie als Konkurrenz für herkömmliche Fahrzeuge in Betracht gezogen werden können. Mittels dieses Abonnements wird dem Kunden ein attraktives Wertangebot gemacht, welches zusätzlich das Reichweitenproblem und mögliche Komfortmängel verhindert.

Es existiert eine Vielzahl an Vorzügen der Finanzierung von Batterien mittels Dienstleistungsangeboten. Aus der Perspektive des Konsumenten betrachtet, werden die Kosten für die Batterie verringert. Ferner besteht nicht mehr die Gefahr, dass die Batterielebensdauer kürzer ist als die des Fahrzeuges selbst. Weiterhin können neue Batterietechnologien mit geringerem Aufwand in älteren Fahrzeugen eingesetzt werden. Aus der Perspektive des Gesamtmarktes betrachtet bieten austauschbare Batterien den Vorteil, dass sich alle Beteiligten auf ihre Kernkompetenzen konzentrieren können. So fokussieren sich die Automobilhersteller auf die Entwicklung und Herstellung von Fahrzeugen mit elektrischen Antriebssträngen, ohne sich dabei um die Finanzierung, Produktion oder Versicherung von eingebauten Lithium-Ionen-Akkumulatoren kümmern zu müssen. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Batteriehersteller in Bezug auf Batteriedesign und –entwicklung untereinander stärker konkurrieren können. Dies könnte möglicherweise sogar einen erhöhten Entwicklungsgrad der Akkutechnologie hervorbringen, was wiederum der Kundschaft bereits zu einem früheren Zeitpunkt ermöglicht verbesserte Technologien zu erhalten.

Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die Batteriepreise innerhalb der nächsten 20 Jahre um durchschnittlich mehr als 50 Prozent sinken werden [22]. Abbildung 17 verdeutlicht ein mögliches Modell der Preisentwicklung bis zum Jahr 2030.



**Abbildung 17: Mögliche Preisentwicklung der Lithium-Ionen-Technologie [22]**

Betreiber solcher Abonnements müssen in der Lage sein ihren Kunden Dienstleistungen und Produkte anbieten zu können, welche den Nutzern einen besonderen Nutzen zu erbringen. Darüber hinaus muss dieses Angebot dem Wettbewerb mit Plug-in-Hybrid- und konventionellen Fahrzeugen standhalten können, um sich am Markt etablieren und ausbreiten zu können. Damit dieses ehrgeizige Ziel auch umgesetzt werden kann und sich dieses Geschäftsmodell durchsetzen kann, benötigt es einer guten Koordination zwischen den Automobilherstellern und eines umfassenden Netzwerkes an Ladestationen.

#### *4.8.3. Zukünftige Kosten konventioneller Fahrzeuge*

Für eine adäquate Berechnung des Abonnements-Modells werden die aktuellen wie auch zukünftigen Spritpreise benötigt. Folgende Abbildung 18 zeigt zwei mögliche Szenarien für den Verlauf des Ölpreises bis zum Jahr 2030.

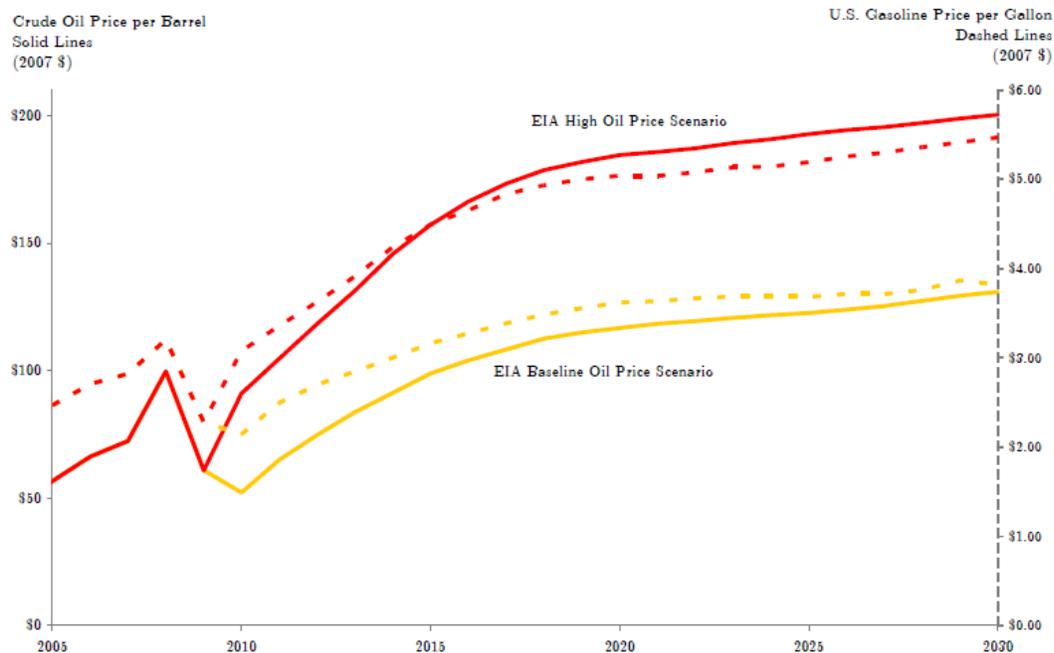


Abbildung 18: Zwei mögliche Szenarien der Ölpreisentwicklung bis zum Jahr 2030 [18]

Anhand der Kurvenverläufe kann von einer eindeutigen Preissteigerung des Ölpreises ausgegangen werden. Der rote Kurvenverlauf geht von einem größer werdenden Ungleichgewicht zwischen der Lieferung von billigem und konventionell zugänglichem Öl und der steigenden Weltnachfrage aus und fällt daher extremer aus als das Basisszenario. Grundsätzlich steigt der Ölpreis aufgrund steigender Kosten der Ölgewinnung und wachsender Energienachfrage von Entwicklungsländern.

Fahrzeugkäufer haben umfangreiche Erfahrungen bei der Bewertung der Kaufpreise und der Kraftstoffwirtschaftlichkeit von benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen. Als Ergebnis kauften die Kunden Autos mit deutlich effizienterer Antriebstechnologie, beispielsweise erkennbar am steigenden Absatz von Hybrid-Fahrzeugen [23]. Obwohl sich die Kraftstoffeffizienz ständig verbessert und somit dem steigenden Ölpreis konteragiert, reagieren die Kunden immer noch anfällig auf steigende und volatile Ölpreise.

Neue staatliche Vorschriften und Subventionierungen seitens der Bundesregierung sollen zukünftig den Markt der Elektromobilität stärker fördern. Daher sollen bis zum Jahr 2020 rund drei Milliarden Euro in diesen Sektor fließen. Diese finanzielle Stütze soll beispielsweise in die Entwicklung und Ausbau neuer Ladesäulen fließen, um ein verbessertes und flächendeckenderes Netz zu erhalten [24].

#### 4.8.4. Zukünftige Kosten elektrischer Fahrzeuge

Die hier verwendeten Ausrüstungs- und Betriebskosten eines E-Fahrzeuges beinhalten den Preis für ein Batteriemodul, die Elektrizitätskosten für die Ladung der Batterie und die Kosten für die Ladeinfrastruktur. Sämtliche der genannten Kosten und entsprechenden Annahmen für die zukünftige Preisentwicklung für das Abo-Modell werden in dem folgenden Abschnitt näher erläutert. Die Kosten für den Netzbetreiber, welcher die Batterien erwirbt und vertreibt, werden anschließend in einem hypothetischen Abonnement-Vertrag zusammengefasst. Die Preise für elektrische Fahrzeuge werden überwiegend dominiert von den Kosten der Batterie, wie in Abbildung 19 ersichtlich.

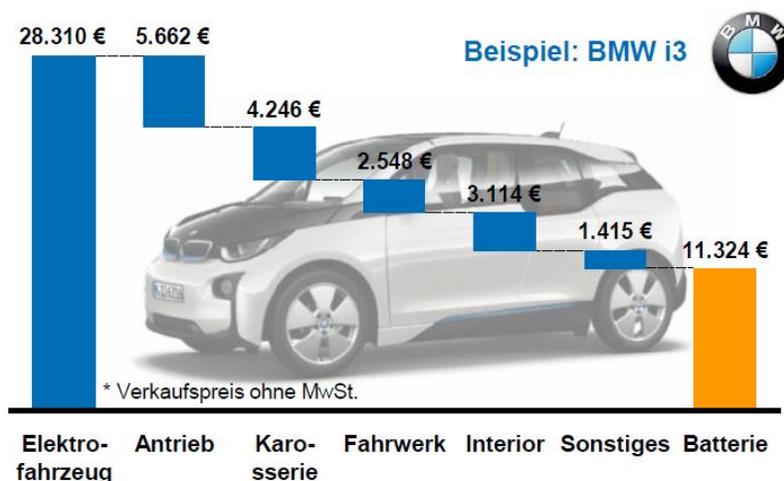


Abbildung 19: Kostenstruktur eines Elektrofahrzeuges [22]

Es ist erkennbar, dass die Batterie am Beispiel des BMW i3 etwa 44% der Gesamtkosten ausmacht. Es wird vorerst davon ausgegangen, dass pro Kilowattstunde etwa 500 Euro veranschlagt werden müssen. Dieser Preis soll laut Herrn Dr. Rudolf Krebs, Leiter E-Mobilität der Volkswagen AG auf 100 Euro pro kWh bis zum Jahr 2030 sinken [22]. Obwohl die aktuellen Batteriepreise eine bedeutende Verbesserung gegenüber früheren Generationen aufzeigen, bleibt weiterhin unklar inwieweit die Verbraucher dazu bereit sind die zusätzlichen Anschaffungskosten zu bezahlen, um im Gegenzug dazu durch niedrigere Betriebskosten zu profitieren.

#### 4.8.5. Annahmen für Infrastruktur und Abonnement

Neben der Batterie selbst wird der Ausbau der Infrastruktur einen Großteil der Kosten für das Abonnement ausmachen. Um ein adäquates Basisszenario zu erhalten, werden für einige Parameter bestimmte Annahmen getroffen. Daraus lassen sich im Anschluss Trendfunktionen bilden, mit denen versucht wird die Folgejahre möglichst genau abbilden zu können. Die Trendfunktionen werden von den jeweiligen Parametern abhängig gemacht.

Die Ausgaben für den Anbieter dieses Geschäftsmodells unterteilen sich überwiegend in Elektrizitätskosten, Infrastrukturkosten und sonstigen Aufwendungen. Die Erlöse stammen aus dem Abonnementpreis, den die Kunden bezahlen. Der daraus erwirtschaftete Profit errechnet sich aus den Erlösen abzüglich der Ausgaben. Der sich daraus ergebende Cashflow wird mittels der Kapitalwertmethode bei einem angenommenen kalkulatorischen Zins von zwei Prozent auf den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren abgezinst.

Im Basisszenario wird von 20.000 Teilnehmern ausgegangen, welche sich logarithmisch über 15 Jahre auf 70.000 Teilnehmer vermehren. Diese Annahmen sind als rein spekulativ zu betrachten. So könnte auch davon ausgegangen werden, dass Nutzer von Hybrid-Fahrzeugen diesen Service ebenfalls nutzen, was die insgesamt Nutzerzahl erhöhen würde. Darüber hinaus wird in den Berechnungen von einer konstanten Verteilung der Nutzer über die Anzahl der gefahrenen Kilometer angenommen. Folgende Tabelle 7 zeigt die Verteilung auf:

**Tabelle 7: Verteilung der Abonnenten über die Kilometerlaufleistung [25]**

<b>Verteilung der Abonnenten</b>	<b>Kilometer</b>
15 %	5.000 km
33 %	10.000 km
29 %	15.000 km
15 %	20.000 km
8 %	40.000 km

Die Abonnement-Preise orientieren sich dabei am Benzinverbrauch eines gleichwertigen Fahrzeuges und dem entsprechenden Benzinpreis. Von besonderer Bedeutung für die Berechnung der Kundenpreise sind die gewünschten Kilometerlaufleistungen, wie in Tabelle 7 ersichtlich. Hierbei haben die Kunden die Möglichkeit zwischen fünf verschiedenen Kilometerlaufleistungen zu unterscheiden. Mit steigender Laufleistung erhöhen sich entsprechend die Kosten für ein Abonnement. Darüber hinaus zahlen Nutzer für die Verwendung größerer Batteriemodule einen Kostenaufschlag mit dem 1,2-fachen der jeweils kleineren Batterie. Darüber hinaus besteht noch die Möglichkeit eines Kostenaufschlages für etwaige unvorhersehbare Kosten. Diese hat direkten Einfluss auf den Umsatz.

Bei der Berechnung wird die Anzahl der Batterien auf drei verschiedene Batterieklassen verteilt, um ein vergrößertes Portfolio für die Nutzer anbieten zu können. Die Batteriegrößen orientieren sich dabei am Beispiel des Nissan Leaf [26]. Klasse I entspricht dabei 24 kWh, wohingegen Klasse II 30 kWh und Klasse III 35 kWh entsprechen. Bis zum dritten Jahr sind ausschließlich Batterien der Klasse I verfügbar. Im Anschluss werden Batterien der Klasse II für beispielsweise größere Fahrzeuge mit 10%-Marktanteil eingeführt. Dieser Anteil wird in den Folgejahren erhöht und pendelt sich bei

20% ein. Im sechsten Jahr fließen Batterien der Klasse III mit in das Abo-Modell mit ein und pendeln sich ebenfalls bei 20% ein. Ab dem achten Jahr stabilisiert sich die Verteilung, wie in Tabelle 8 verdeutlicht wird:

**Tabelle 8: Verteilung der Batterieklassen auf die verschiedenen Jahre**

<b>Jahre</b>	<b>Klasse I</b>	<b>Klasse II</b>	<b>Klasse III</b>
1 – 3	100 %	-	-
4	90 %	10 %	-
5	80 %	20 %	-
6 – 7	70 %	20 %	10 %
8 – 15	60 %	20 %	20 %

Die Kosten für die Batterien werden kontinuierlich bis auf einen bestimmten Sockelwert sinken. Hier wird auf Kapitel 4.8.2 verwiesen. Ferner werden auch die Kosten für den Ersatz und die Instandhaltung sinken. Entsprechend könnte eine Batterie der Klasse I im ersten Jahr etwa 6.000 Euro kosten. Dieser Wert könnte im Betrachtungszeitraum von 15 Jahren um bis zu 50 % sinken. Dies entspricht einem Preisverfall von ca. 3,5 % pro Jahr. Die Batterielebensdauer richtet sich dabei nach Benutzung bzw. gefahrenen Kilometern, wie Tabelle 9 aufzeigt:

**Tabelle 9: Lebensdauer in Abhängigkeit der Kilometerlaufleistung**

<b>Lebensdauer</b>	<b>Kilometerlaufleistung</b>
16 Jahre	5.000 km
8 Jahre	10.000 km
5 Jahre	15.000 km
4 Jahre	20.000 km
2 Jahre	40.000 km

Tabelle 9 sagt aus, dass beispielsweise der Akkumulator bei einer jährlichen Laufleistung von 40.000 Kilometer nach dem zweiten Betriebsjahr ausgetauscht werden müsste. Aufgrund von Nebenverbrauchern wie beispielsweise der Klimaanlage und Fertigungsschwankungen wird absichtlich von einer insgesamt geringeren Lebensdauer ausgegangen. Bei denen in den Tabelle 8 und Tabelle 9 gegebenen Werten handelt es sich um geschätzte Werte. Die Kosten für den Akkupack wurden mit 300 €/kWh verhältnismäßig günstig ausgelegt. Der angesetzte Preis kann mit der hohen Stückzahl an Batterien bereits im ersten Geschäftsjahr begründet werden. Ferner wird angenommen, dass jeder Kunde im Durchschnitt eine Ladestation benötigt. Dabei wird davon ausgegangen, dass es sich bei 90% der Fälle um Heimpladestationen handelt und bei den

restlichen 10% um Ladestationen auswärts. Diese belaufen sich preislich mit Installation auf ca. 1.500 Euro [27]. Die Kosten verringern sich über den Betrachtungszeitraum aufgrund zunehmender Effizienz und verbesserter Economy of Scale. Für die Batteriewechselstationen wird davon ausgegangen, dass pro 1.000 Abonnenten eine Station benötigt wird. Für das erste Jahr werden also 20 Stationen zu einem Preis von je 300.000 Euro verwendet [18]. Aufgrund von Kostenreduktionen werden auch hier die Kosten mit der Zeit abnehmen. Darüber hinaus werden jährliche Instandhaltungskosten pro Wechselstationen von 30.000 Euro über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen. Die Wartungskosten pro Ladesäule belaufen sich auf etwa 50 Euro jährlich. Hierbei handelt es sich ebenfalls um rein hypothetische Annahmen.

Die Anzahl an Mitarbeiter ist im ersten Jahr auf 200 Personen festgelegt und steigt jährlich um fünf weitere Mitarbeiter. Dabei ist der Verdienst eines jedes Mitarbeiters im Schnitt auf 30.000 Euro festgelegt [28]. Ferner steigt das Gehalt im Betrachtungszeitraum und passt sich der üblichen Marktsituation an.

Von besonderer Bedeutung sind staatliche Unterstützungen für Investitionen in eine verbesserte Infrastruktur. So bietet die Regierung im Zuge der Elektromobilität an, eine Vielzahl an Ladestationen zu errichten. Darüber hinaus wird versucht neue Anreize für den Kauf eines Elektrofahrzeuges zu schaffen. Zudem werden in den nächsten Jahre bis zu zwei Milliarden Euro in die Batterieforschung investiert. Die Berechnung wurde so ausgelegt, dass man verschiedene Szenarien der staatlichen Subventionierung annehmen kann. Das Basismodell beinhaltet eine staatliche Subventionierung von 50% bei 5 Jahren. In die Subventionierung einbezogen sind dabei Ladesäulen, Batteriewechselstationen und Batterien.

Die Stromkosten für ein solches Vorhaben belaufen sich bei industriellen Verbräuchen auf etwa 8 Cent pro Kilowattstunde [29]. Es wird davon ausgegangen, dass die Wechselstationen und Ladesäulen im Schnitt acht Stunden pro Tag bei einer verfügbaren Leistung von 6.6 kW in Betrieb sind. Daraus errechnet sich ein durchschnittlicher Verbrauch von 53 kWh je Gerätschaft pro Tag.

#### *4.8.6. Ergebnisse*

Wenn die in den vorherigen Abschnitten getroffenen Annahmen berechnet werden, ergibt sich folgendes Bild. In Abbildung 20 zeigt sich ein leicht positiver Cash-Flow. Allerdings ist zu notieren, dass bei leichten Änderungen der Marktbedingungen schnell negative Werte realisiert werden können. Vor diesem Hintergrund ist das Geschäftsmodell heutzutage immer noch kritisch zu bewerten, aber weiterhin zu beobachten.

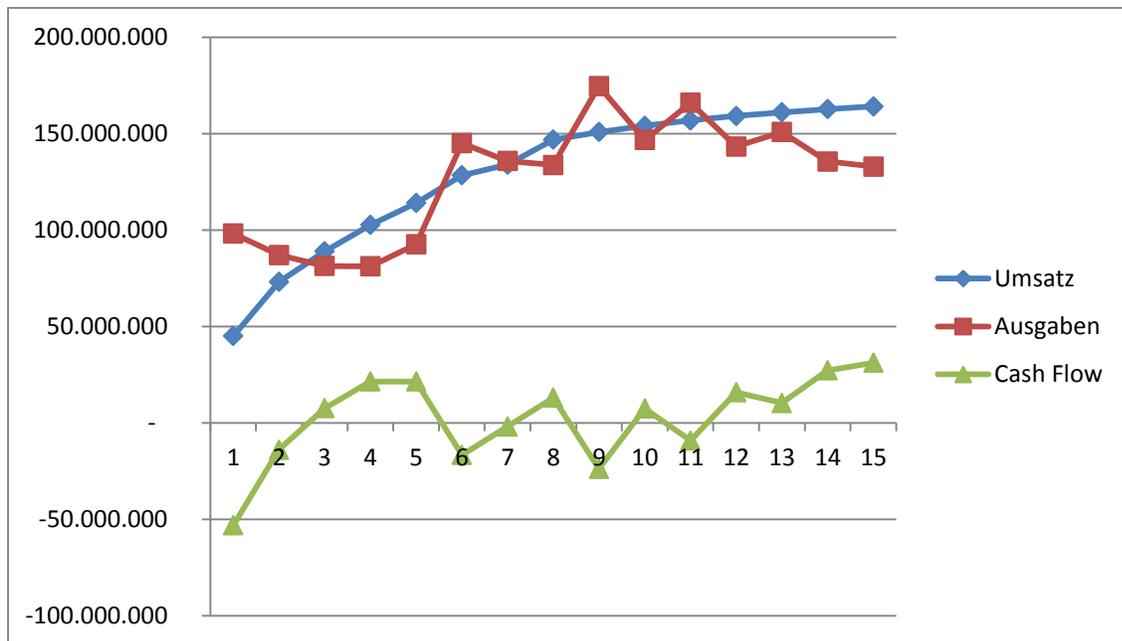


Abbildung 20: Berechnung des Cash-Flows mit den vorher genannten Annahmen

Bei genauer Analyse der zugrunde liegenden Daten fallen einige Extreme auf. Die aufzubauende Infrastruktur macht bei den relativ großen Nutzerzahlen nur marginale Kostenanteile aus, während die Punkte Batteriekosten (ca. 40%) und Energiekosten (ca. 50%) der Gesamtkosten ausmachen. Vor dem Hintergrund immer weiter fallender Batteriesystemkosten, bleiben letztendlich die Energiekosten als Hauptkostenpunkt für dieses Geschäftsmodell in der Zukunft übrig.

#### 4.8.7. Diskussion

Grundsätzlich sind einige getroffene Annahmen kritisch zu betrachten:

Die grundsätzliche Annahme einer dauerhaften Subvention einer Batterietauschstation würde extrem hohe Belastungen verursachen und scheint nicht realistisch. Hier sollte eine Neubetrachtung nach einer gewissen Laufzeit geschehen.

Die Annahme, dass Nutzer bereit wären einen relativ hohen Energiepreis zu zahlen, ist schwierig zu begründen. Das Konzept der Wechselstation basiert darauf, dass der Nutzer bereit ist mehr Geld für einen Batterietausch zu zahlen, als eine Aufladung kosten würde. Konkret wurde der Tauschpreis auf Basis eines entsprechenden Kraftstoffäquivalents berechnet, sodass der Nutzer eines Elektrofahrzeuges keinerlei Kostenvorteile gegenüber Verbrennern hätte. Die Akzeptanz eines solchen Konzepts ist genau zu untersuchen und keinesfalls als gesichert zu betrachten.

Weiterhin gibt es im Jahr 2016 keinerlei bekannten Bestrebungen der Standardisierung eines Batteriepacks für Elektrofahrzeuge. Dies wäre Voraussetzung für einen Tausch. Die Bereitstellung

unterschiedlicher Packs für unterschiedliche Hersteller an einer Wechselstation scheint vor den großen Investitionskosten in Batteriesystemen unrealistisch.

Der einzig bekannte Ansatz zur Standardisierung von Batteriemodulen in mobilen Anwendungen ist das Projekt MMUB des VDMA [30], welches besonders bei Sondermaschinen, wie beispielsweise Reinigungsgeräten oder Gabelstaplern, Interessenten findet. Die Akzeptanz eines solchen Systems ist weitere Voraussetzung für den Erfolg des vorgestellten Gedankenexperiments.

Zum Zeitpunkt der Bearbeitung des Projektes STATRAK scheint das untersuchte Geschäftsmodell unrealistisch, wobei sich abzeichnet, dass in Zukunft die wirtschaftlichen Bedingungen verbessern werden. Wenn Standardisierung stattfindet, kann durch das Modell der Wechselstation eine Langstreckentauglichkeit von Elektrofahrzeugen mit geringen Standardreichweiten realisiert werden.

## *4.9. Anforderungsanalyse und Konzeptentwicklung*

### *Steuerungselektronik*

Um ein vorteilhaftes und sicheres Betriebsverhalten von Batteriesystemen gewährleisten zu können, muss die Steuerungselektronik eines Batteriesystems bestimmte Funktionen beherrschen. Ziel dieses Arbeitspunkts war es, mithilfe einer Literaturrecherche herauszufinden, welche Aufgaben eine Steuerungselektronik / BMS erfüllen muss, um neben normalen Funktionen Alterungserscheinungen von Zellen erkennen und reduzieren zu können. So werden die oben genannten Aufgaben aufgrund ihrer Komplexität und ihres Nutzwertes für gealterte Zellen bzw. Module analysiert und gegebenenfalls Vorschläge für neue Implementierungen gemacht.

Zum besseren Verständnis der Bewertung werden hier sukzessive sämtliche Aufgaben näher erläutert und dabei aufgezeigt, ob Verbesserungen bzw. zusätzliche Implementierungen hinsichtlich gealterter Zellen bzw. Module einen erhöhten Nutzwert erbringen können.

#### *4.9.1. Sicherheitsmanagement*

Die wichtigste Aufgabe des BMS ist die Vermeidung sicherheitskritischer Zustände. Werden diese erreicht, so wird das System abgeschaltet. Typische Zustände sind minimale und maximale Zellspannungen, maximale Lade- und Entladeströme und minimale und maximale Temperaturbedingungen.

Eine mögliche Veränderung wäre die Betrachtung von gleitenden Durchschnittswerten der Entladeschlussspannung einer Zelle für die Abschaltung von Packs und Zellen. Dieselbe Vorgehensweise ist theoretisch auch für den Ladevorgang denkbar. Somit können kurzzeitige Spannungsspitzen verziehen werden und keine Störungen im System zur Folge haben. Diese Vorgehensweise ist in hoch dynamischen Anwendungen sinnvoll und birgt beispielsweise bei Leistungsspitzen Vorteile, da in diesem Fall das Batteriemodul kurzzeitig im Grenzbereich betrieben werden kann und es zu keinem Abschalten des Systems kommt.

Andererseits ist dieses Vorgehen nicht durch die Batteriedatenblätter gedeckt, somit muss die Parametrisierung zusammen mit den Batterieherstellern geschehen. Ohne deren Zustimmung sollte solch ein Mechanismus abgewogen werden und gar nicht oder nur sehr vorsichtig eingesetzt werden.

#### *4.9.2. Thermisches Management*

Die einfachste Implementierung wäre die Verwendung eines thermischen Managements nach dem von der JEITA vorgeschlagenen Temperaturstandard [31]. Dies würde beispielsweise bedeuten den Ladestrom und die Ladeschlussspannung unterhalb bzw. oberhalb definierter Temperaturgrenzen

in Abhängigkeit von der Zellchemie zu reduzieren. Damit kann eine erhöhte Betriebssicherheit realisiert und die Alterung der Zellen vermindert werden. Weiterhin sollte mit dem thermischen Management versucht werden, die Temperaturunterschiede zwischen Zellen in einem Pack auf ein Minimum zu reduzieren, um eine verstärkte Alterungseffekte und Selbstentladungseffekte einzelner Zellen im Vergleich zu anderen Zellen zu verhindern. Diese Untersuchungen werden vom Fraunhofer ISE unter Anderem im Projekt JOSPEL [32] durchgeführt.

Ferner besteht die Möglichkeit das Batteriemodul je nach Situation vorzuwärmen bzw. abzukühlen. Die Vorwärmung bietet ein verbessertes Betriebsverhalten durch eine Reduktion des Innenwiderstandes, was höhere Entladeraten ermöglicht. Durch die Abkühlung im unbenutzten Zustand verlangsamen sich die chemischen Reaktionen, was die fortschreitende Alterung eingrenzen kann. Auch darf aber die Energieeffizienz nicht außer Acht gelassen werden. Wenn die für die Erwärmung bzw. Abkühlung benötigte Energie dem Modul selbst entnommen wird, ist diese Strategie kritisch zu betrachten. Diese Energie muss außerdem in Energieeffizienzbetrachtungen einfließen.

Mit der Verwendung eines thermischen Modells, kann die Performance eines Batteriesystems oder der Alterungsverlauf der Batteriezellen optimiert werden. So kann die Steuerungselektronik bei bekannten Lastprofilen und der daraus resultierenden tendenziellen Belastung die zukünftigen Temperaturentwicklungen der Zellen schätzen. Daraus resultierend könnte das Managementsystem veranlassen die Leistung verringern, um mögliche Sicherheitsrisiken der Zellen zu vermeiden oder den Betrieb des Systems zu verlängern.

Ein thermisches Management ist bei Anwendungen sinnvoll, die großen Temperaturunterschieden ausgesetzt sind, wie im Falle von Elektrofahrzeugen. Bei portablen Anwendungen hingegen ist ein ausgeklügeltes Temperaturmanagement nicht zwingend notwendig. Hier kann eine simple Temperaturüberwachung des Batteriepacks ausreichend sein. Zudem sollte eine räumliche Trennung zwischen den Wärmequellen und dem Batteriepack geschehen, um etwaige Hotspots der Batterie zu vermeiden.

#### *4.9.3. Lademanagement*

Das CC-CV Ladeverfahren erzielte im Vergleich mit anderen Ladeverfahren die insgesamt besten Ergebnisse. Es zeigt eine gute Balance zwischen einer schnellen Ladung bei gleichzeitigem geringem Kapazitätsverlust. Wird keine Schnellladung benötigt, so ist das genannte CC-CV-Ladeverfahren im Umgang mit gealterten Zellen das Beste sich auf dem Markt befindende Ladeverfahren und kann ohne Bedenken angewendet werden.

#### *4.9.4. Zell-Balancing*

Beim aktiven Balancing wird die Möglichkeit geboten die komplette Ladungsmenge sämtlicher Batteriezellen unabhängig von deren Dysbalance zu verwenden, was eine Effizienzsteigerung zur Folge hat. Jedoch herrscht insgesamt ein Kostennachteil und erhöhter Schaltungsaufwand gegenüber passiven Schaltungen. Zusätzlich kann es nur sinnvoll eingesetzt werden, wenn eine genaue Zustandsbestimmung implementiert worden ist. In Veröffentlichungen wird deutlich, dass spannungsgeführte Zell-Balancing Strategien oft die Betriebsdauer von Batteriesystemen verringern [33]. Das Ziel des Balancings darf nicht das Angleichen der Zellspannungen sein. Es sollte vielmehr anhand der Energiemengen angeglichen werden. Somit wird es nur in Bereichen angewendet, die eine erhöhte Zuverlässigkeit und Langlebigkeit des Batteriepacks benötigen und den Entwicklungsaufwand für Zustandsbestimmungsalgorithmik nicht scheuen.

Die passiven Verfahren haben im Vergleich zum aktiven Balancing einen klaren monetären Vorteil. Es besteht jedoch nicht die Möglichkeit eines aktiven Ladungsaustausches. Dadurch kann von einem idealen Zustand ausgehend, die Entladedauer eines Batteriepacks nicht vergrößert werden. Daher ist das passive Verfahren am sinnvollsten in Systempausen spannungsbasiert anzuwenden, wenn dieser Algorithmus in diesem Fall lediglich Dysbalancen ausgleicht, die durch beispielsweise Selbstentladung entstanden sind. Eine Nutzung des passiven Zell-Balancings während des Betriebes ist wieder nur bei gleichzeitiger Implementierung einer genauen Zustandsbestimmung sinnvoll. Das Angleichen der Klemmspannungen würde sich kontraproduktiv auswirken, sobald die Innenwiderstände der einzelnen Zellen voneinander abweichen.

Passive Zell-Balancing Verfahren können auf Dauer einen hohen Nutzwert für gealterte Systeme darstellen, da diese unterschiedliche Selbstentladungsraten ausgleichen können. Aktive Verfahren sind ausschließlich in Verbindung mit exakter Zustandsbestimmung umzusetzen und können dann die Entladedauer von Batteriepacks marginal verlängern.

#### *4.9.5. Datenspeicherung*

Die Aufzeichnung von Daten, wie beispielsweise dem SOC, SOH und Ladungsumsätze, können für Diagnosezwecke und Gewährleistungsansprüche entscheidend sein. Ferner können die gespeicherten Parameter auch für eine Vorhersage der zukünftigen Batterieperformance bedeutend sein. So können Veränderungen der Batteriecharakteristika ermittelt und mit einem Batteriemodell deren Tendenz für die Zukunft vorhergesagt werden. Mit der Ermittlung zukünftiger Batteriecharakteristika kann ein verbessertes Betriebsverhalten erlangt werden und somit der Alterung entgegengewirkt werden.

In modernen Batteriemanagementsystemen ist die Datenspeicherung als notwendig zu erachten. Die Ermittlung der oben genannten Daten geschieht ohnehin und müsste nur noch auf einem

Speichermedium abgelegt werden, was mit dem Stand der heutigen Technik als unproblematisch und nahezu kostenneutral angesehen werden kann.

Allerdings gibt es Nachteile: Das Thema Datenschutz und Datensicherheit wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht diskutiert und müsste getrennt betrachtet werden.

#### *4.9.6. Zustandsbestimmung*

Sämtliche in der Literatur gezeigten Methoden zur Zustandsbestimmungen erlangten allgemein gute Resultate. Jedoch kamen die Ergebnisse anhand von Simulationen zustande und es fanden nur wenige Tests unter realen Bedingungen statt. Daher muss die vorhergesagte Präzision der Modelle noch nachgewiesen werden [34] [35].

Weiterhin wurde bei den Tests zur Ermittlung der Betriebszustände immer nur eine geringe Anzahl an Zellen verwendet, was eine schlechte Vergleichbarkeit zur Folge hat. Außerdem kann somit nicht gewährleistet werden, dass die Ergebnisse repräsentativ sind.

Der Vorteil einer Zustandsbestimmung mit einem zuverlässigen Algorithmus besteht in einem verbesserten Wissen über die Betriebszustände der Zellen. Für gealterte Batteriezellen wird die Implementierung einer Zustandsbestimmung empfohlen. Sie ermöglicht verbessertes Zell-Balancing, erweitertes thermisches Management und somit Wirkungsgraderhöhungen.

#### *4.9.7. Bewertung*

Zur Bewertung der Komponenten wurde eine Entwicklungsmatrix herangezogen, konkreter ein sogenanntes Qualitätshaus, eine Bewertungsmatrix aus dem Qualitätsmanagement. Das Qualitätshaus, auch als House of Quality (HOQ) bekannt, dient dazu Kunden- bzw. Marktanforderungen mit technischen Lösungsvorschlägen zu verknüpfen. Daraus resultiert einerseits ein verbesserter Überblick, andererseits besteht die Möglichkeit technische Stärken bzw. Schwächen der einzelnen Funktionen von beispielsweise technischen Anwendungen miteinander vergleichen zu können [36, pp. 85-86]. Die Matrix, sichtbar in Abbildung 21, ist dahingehend geändert, dass die Möglichkeit besteht die Funktionen des Managementsystems zu untersuchen und zu bewerten.

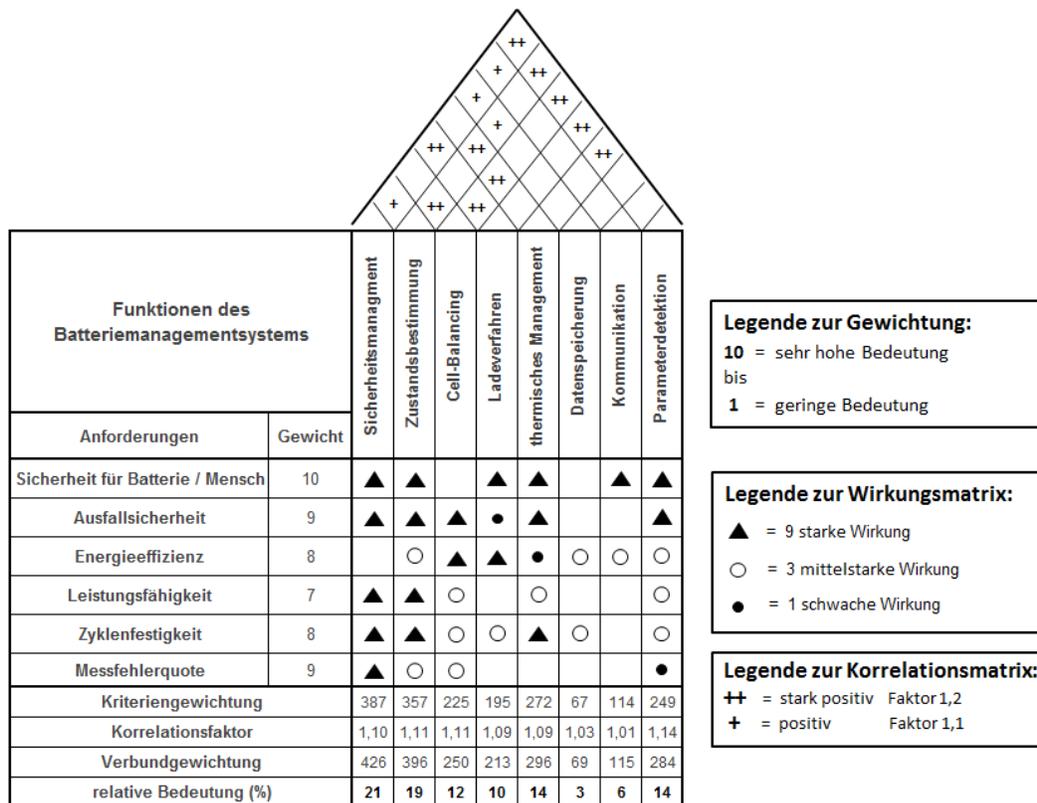


Abbildung 21: House of Quality mit der Bewertung der Managementfunktionen

Die Ergebnisse der Bewertung mit dem Qualitätshaus zeigen, dass das Sicherheitsmanagement mit 21 % als wichtigste Funktion zu bewerten ist, was grundsätzlich die ursprüngliche Funktion des Managementsystems ist und war. Mit 19 % ebenfalls hoch bewertet, ist die Zustandsbestimmung, als Möglichkeit zur korrekten Vorhersage der intrinsischen Eigenschaften einer Zelle. Die Bestimmung dieser Zustände ist notwendig im Umgang mit gealterten Zellen. Das Zell-Balancing erhielt eine Gewichtung von 12 %, dicht gefolgt vom Ladeverfahren mit 10 %. Das Balancing beeinflusst besonders die Anforderungen Ausfallsicherheit und Leistungsfähigkeit. So kann beispielsweise bei Verwendung des passiven Balancings von einer erhöhten Kapazitätsausnutzung des Moduls ausgegangen werden. Das CC-CV-Ladeverfahren sorgt dafür, dass die Zellen eine maximal möglich Ladungsmenge erhalten.

Das thermische Management ist mit 14 % relativ hoch gewichtet. Besonders bei Hochleistungsanwendungen ist ein thermisches Management notwendig, damit zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden muss, dass die Zellen keine kritischen Sicherheitszustände erreichen. Trotzdem muss eine Differenzierung geschehen, in welcher Praxisanwendung die Notwendigkeit für ein thermisches Management besteht. Aber aufgrund der starken Temperaturabhängigkeit der Zellen zählt sie als bedeutungsvolle Funktion des BMS.

Der Einfluss der Datenspeicherung ist vorerst noch am niedrigsten. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass mit verbesserten Zustandsalgorithmen auch der Nutzwert der Datenspeicherung steigen wird. Die Kommunikation ist beispielsweise für den Datenaustausch zwischen Ladegerät und BMS unabdingbar. Es muss gewährleistet werden, dass es hier zu keinerlei Störungen kommt. Anhand der Korrelation mit den anderen BMS-Funktionen ist die Wichtigkeit der Parameterdetektion mit 14 % erkennbar. Liefert sie präzise Messergebnisse, so hat sie einen stark positiven Einfluss auf die restlichen BMS-Funktionen, wie zum Beispiel dem Sicherheitsmanagement oder der Zustandsbestimmung.

So stellt sich nun die Frage, wie sich Batteriemanagementsysteme für gealterte Zellen von BMS für neue Zellen unterscheiden. Nach Meinung der Autoren darf keine Differenzierung gemacht werden. Die Alterung der Zellen beginnt bereits mit ihrer ersten Nutzung. So ist besonders neben dem **Sicherheitsmanagement** eine **Zustandsbestimmung** von Beginn an sinnvoll, um daraus erweiterte Services ableiten zu können, wie eine exakte Einschätzung der Restbetriebsdauer oder aktives Zell-Balancing. Das **thermische Management** hingegen gewinnt mit der Alterung von Batteriezellen an Bedeutung, da durch den mit der Alterung steigenden Innenwiderstand eine höhere Zelltemperaturen erzeugt wird, was die Dysbalance zwischen den Zellen verstärken kann. Die Möglichkeit von **Datenspeicherung** erlaubt verschiedene Anwendungen: Es ergeben sich erweiterte Diagnosemöglichkeiten, die es dem Hersteller erlaubt die Nutzung zwischen Wartungsintervallen zu analysieren und Fehler schneller zu finden. Und es ergeben sich Bewertungsmöglichkeiten der Batterierestlebensdauer, wie in 4.6 beschrieben, indem der aufgezeichnete Ladungsumsatz und die typischen Entladetiefen analysiert werden.

# 5. Vergleich der Projektergebnisse zum internationalen Stand der Technik

---

Das Projekt StaTrak hatte zum Ziel, gealterte Batteriemodule, die im ersten Einsatz im Elektromobil eingesetzt wurden, zu untersuchen und möglicherweise in neue Anwendungen zu überführen. Es war ein Ziel, ein mathematisches Alterungsmodell zu entwickeln. Dieses soll durch Messung von Größen in Batteriezellen eine Lebensdauervorhersage treffen und damit eine Restwertangabe ermöglichen. Dies wurde durchumfangreiche Untersuchungen an Batteriezellen durchgeführt.

Die abschließende Bewertung ist weder positiv, noch negativ.

Das Hauptergebnis dieses Projektes ist, dass 2nd-Life grundsätzlich möglich ist. Allerdings gibt es Herausforderungen, die eine Umsetzung behindern:

- Genutzte Batteriezellen verfügen über weniger Kapazität und teilweise höheren Innenwiderstand. Somit müssen mehr Batteriezellen eingesetzt werden, um diesen Nachteil gegenüber einem Neugerät auszugleichen.
- Mechanische Aufwände bei der Überführung von Batterien aus dem ersten Einsatz in den zweiten Einsatz zu vermeiden.
- Eine fehlende Standardisierung steht der Verbreitung von Weiternutzungskonzepten im Wege, sodass lediglich der Hersteller eines Batteriesystems, mit Kenntnis der eigenen Produkte, diese mit wenig Aufwand wiederverwenden kann.
- Bei anderen Batteriezellen könnten die in den Kapitel 4.4 beobachteten Zusammenhänge weniger stark oder anders sein. Diese Zusammenhänge sind:
  - Kalendarische Alterung ist von der Umgebungstemperatur abhängig. Geringe Temperaturen führen zu geringerer Kapazitätsabnahme als hohe Temperaturen.
  - Zyklische Alterung ist von der Entladetiefe und dem Ladungsumsatz abhängig. Mittlere Entladetiefen führen zu starker und geringe, sowie hohe Entladetiefen zu geringerer Kapazitätsabnahme.
- Die Ermittlung der Restlebensdauer ( $Q_{\text{Rest}} = - Q_{\text{life}} - Q_{\text{akt}}$ ) aus Ladungsumsatz und Entladetiefe ist nur mit Kenntnis dieser beiden Variablen durchzuführen. In Laborumgebungen sind beide bekannt. In der realen Anwendung ohne Speicherung der Betriebsdaten ist eine Restlebensdauerprognose schwierig bis unmöglich.

Vor dem Hintergrund der genannten Herausforderungen scheinen 2nd-Life Einsätze möglich, allerdings nur in begrenzten Rahmen mit geringem manuellem Aufwand. Bspw. Könnte ein Automobilhersteller genutzte Batteriesystem selbst für die Erbringung von Netzdienstleistungen einsetzen und damit die Probleme Standardisierung, mechanischen Aufwand und Datenspeicherung lösen.

## **6. Wesentliche Abweichungen zum Arbeitsplan**

---

Es gab keine wesentlichen Abweichungen zum in Kapitel 4 dargestellten Arbeitsplan. Allerdings wurden viele Zelltests nach Januar 2015 weiter fortgeführt, wodurch sich interessante Ergebnisse ergeben haben.

# 7. Zukunftsaussichten und weiterer F&E-Bedarf

---

Aufgrund der begrenzten Laufzeit des Projektes STATRAK sind weitere Fragen aufgekommen. Grundsätzlich ist zu prüfen, inwiefern weitere Parameter das Alterungsverhalten von Batteriezellen beeinflussen. Konkret sind folgende Fragen für die wissenschaftliche Anschlussfähigkeit interessant:

- Können beschleunigte Alterungstests reale Profile simulieren?
- Beeinflusst die kalendarische die Kapazitätsabnahme in realen Profilen?
- Begrenzen hohe Umgebungstemperaturen auch zyklische Alterung anderer Entladetiefen?
- Inwiefern bestehen die beobachteten Zusammenhänge auch bei anderen Batteriezellen, anderer Hersteller und anderer Chemien?
- Sind weitere Temperaturniveaus sinnvoll zum Betrieb von unterschiedlichen Anwendungen sind?
- Welche Temperaturniveaus sind optimal zur Optimierung von kalendarischer und zyklischer Kapazitätsabnahme?
- Inwiefern sind Temperaturvariationen in Batteriepacks messbar, kontrollierbar und gezielt steuerbar und welche Auswirkungen haben diese auf die Kapazitätsabnahme?

Weiterführend sind folgende Themenfelder betrachtet worden und könnten tiefer untersucht werden:

- Tieferes Verständnis der physikalisch / chemischen Prozesse der Kapazitätsabnahme
  - Post-Mortem Untersuchungen und Analyse der genauen Prozesse, die zu Kapazitätsabnahme führen
- Entwicklung von Betriebsführungsstrategien auf Basis von optimierten thermischen Management mit dem Ziel von mehr Ladungsumsatz im Leben von Batteriezellen

## Literaturverzeichnis

- [1] P. Menahem Anderman, "Assessing the Future of Hybrid and Electric Vehicles: The xEV Industry Insider Report," advanced automotive batteries, December 2013.
- [2] Sony Energy Devices Corporation, „Lithium Ion Rechargeable Battery Technical Information - Model Number US18650V3,“ 9 December 2011 - Revision 0.2.
- [3] M. Broussely, P. Biensan und F. Bonhomme, „Main aging mechanisms in Li ion batteries,“ *Journal of Power Sources*, Nr. 1, pp. 44-53, 2015.
- [4] W. W. Andreas Jossen, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, Inge Reichardt Verlag, 2006.
- [5] J. Gerschler, *Ortsaufgelöste Modellbildung von Lithium-Ionen-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung*, Aachen: Shaker Verlag, 2012, pp. 5.72-86; 120-130.
- [6] M. e. a. Ecker, „Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O<sub>2</sub>-based 18650 lithium-ion batteries,“ *Journal of Power Sources*, p. 839–851, 2014.
- [7] J. G. Roth, *Impedanzspektroskopie als Verfahren zur Alterungsanalyse von Hochleistungs-Lithium-Ionen-Zellen*, Universität Ulm: Dr. Hut, 2013.
- [8] S. Schuster, T. Bach und E. Fleder, „Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions,“ *Journal of Power Sources*, Bd. 1, pp. 44-53, 2015.
- [9] J. e. a. Vetter, „Ageing mechanisms in lithium-ion batteries,“ *Journal of Power Sources*, pp. 262-276, 2004.
- [10] K. e. a. Jalkanen, „Cycle ageing of commercial NMC/graphite pouch cells at different temperatures,“ *Applied Energy*, pp. 160-172, 2015.
- [11] M. e. a. Broussely, „Main ageing mechanisms in Li ion batteries,“ *Journal of Power Sources*, pp. 90-96, 2005.
- [12] J. e. a. Christensen, „A mathematical model for the lithium-ion negative electrode solid electrolyte interphase,“ *Journal of the Electrochemic Society*, p. A1977, 2004.
- [13] R. Spotnitz, „Simulation of the capacity fade in lithium-ion batteries,“ *Journal of Power Sources*, pp. 72-80, 2003.
- [14] G. e. a. Prasad, „Model based identification of ageing parameters in lithium ion batteries,“ *Journal of Power Sources*, pp. 79-85, 2013.
- [15] S. e. a. Käbitz, „Cycle and calendar life study of a graphite/LiNi<sub>1/3</sub>Mn<sub>1/3</sub>Co<sub>1/3</sub>O<sub>2</sub> Li-ion high energy system,“ *Journal of Power Sources*, pp. 572-583, 2013.
- [16] E. Peled, „The electrochemical behavior of alkali and alkain earth metals in nonnaqueous

battery systems - the solid electrolyte interphase model," *Journal of the Electrochemical Society*, pp. 2047-2051, 1979.

- [17] I. e. a. Bloom, „An accelerated calendar and cycle life study of Li-ion cells," *Journal of Power Sources*, pp. 238-247, 2001.
- [18] a. N. J. Christensen J., „A mathematical model for the lithium-ion negative electrode solid electrolyte interphase," *Journal of The Electrochemical Society*, p. A1977 , 2004.
- [19] J. e. a. Schmalstieg, „A holistic aging model for Li(NiMnCo)O<sub>2</sub> based 18650 lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, pp. 325-334, 2014.
- [20] R. Spotnitz, „Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, pp. 72-80, 2003.
- [21] F. a. X. J. Li, „A new prognostics method for state of health estimation of lithium-ion batteries based on a mixture of Gaussian process models and particle filter," *Microelectronics Reliability*, pp. 1035-1045, 2015.
- [22] S. e. a. Käbitz, „Cycle and calendar life study of a graphite/LiNi<sub>1/3</sub>Mn<sub>1/3</sub>Co<sub>1/3</sub>O<sub>2</sub> Li-ion high energy system. part A: Full cell characterization," *Journal of Power Sources*, pp. 572-583, 2013.
- [23] Beuth Verlag, „Norm DIN EN 62660-1: Lithium-Ionen-Sekundärzellen für den Antrieb von Elektrostraßenfahrzeugen - Teil 1: Prüfung des Leistungsverhalten," Berlin, Beuth Verlag, 2012.
- [24] Enerdel, „CE175-360 Moxie+ Prismatic Cell," [Online]. Available: [http://www.enerdel.com/wp-content/uploads/downloads/2012/10/CE175-360-Moxie-Prismatic-Cell\\_ENERGYSTORAGE\\_Final.pdf](http://www.enerdel.com/wp-content/uploads/downloads/2012/10/CE175-360-Moxie-Prismatic-Cell_ENERGYSTORAGE_Final.pdf). [Zugriff am 23.06.2016].
- [25] T. A. Becker, I. Sidhu und B. Tenderich, „Electric Vehicles in the United States - A new model with Forecasts to 2030," University of California, Berkeley, 2009.
- [26] „ADAC - Anzahl an Tankstellen in Deutschland," Januar 2015. [Online]. Available: <https://www.adac.de/infotestrat/tanken-kraftstoffe-und-antrieb/probleme-tankstelle/anzahl-tankstellen-markenverteilung/default.aspx>. [Zugriff am 15. September 2015].
- [27] „ADAC - Neuer Rekord beim Fahrzeugbestand," [Online]. Available: [https://www.adac.de/infotestrat/adac-im-einsatz/motorwelt/zulassungsrekord\\_deutschland.aspx](https://www.adac.de/infotestrat/adac-im-einsatz/motorwelt/zulassungsrekord_deutschland.aspx). [Zugriff am 15. September 2015].
- [28] ADAC, „Elektroautos: Marktübersicht/Kenndaten," 2014. [Online]. Available: [https://www.adac.de/\\_mmm/pdf/Elektroautos\\_Marktuebersicht\\_Kenndaten\\_49KB\\_46583.pdf](https://www.adac.de/_mmm/pdf/Elektroautos_Marktuebersicht_Kenndaten_49KB_46583.pdf). [Zugriff am 12. September 2015].

- [29] M. Ordnung und H. Heimes, *Batterietag NRW - Trends in der Batterieforschung*, Aachen: RWTH Aachen University, 2014.
- [30] „Kraftfahrt Bundesamt - Bestand an PKW,“ 01. Januar 2015. [Online]. Available: [http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014\\_b\\_umwelt\\_dusl\\_absolut.html](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html). [Zugriff am 07. September 2015].
- [31] S. Schulz, „Spiegel - Energiewende: Regierung plant Milliardenpaket für Elektroautos,“ 02. Juni 2015. [Online]. Available: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/elektroautos-regierung-plant-milliardenschweres-foerderprogramm-a-1036664.html>. [Zugriff am 03. September 2015].
- [32] „Statista - Autofahrer in Deutschland nach selbst gefahrenen Kilometern pro Jahr von 2010 bis 2014,“ November 2014. [Online]. Available: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/183003/umfrage/pkw---gefahren-kilometer-pro-jahr/>. [Zugriff am 27. August 2015].
- [33] „Nissan - Nissan Leaf, Preise und technische Daten,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.nissan.de/DE/de/vehicle/electric-vehicles/leaf/prices-and-equipment/prices-and-specifications.html>. [Zugriff am 15. September 2015].
- [34] „The Mobility House,“ 2015. [Online]. Available: [https://shop.mobilityhouse.com/de\\_de/elektroautos-top-10/tesla-model-s-22-kw-twin-charger/keba-wall-box-86878-kecontact-p20-22kw-incl-4m-cable-type2.html?gclid=CN70ifzo-McCFSP4wgodG7kDHg](https://shop.mobilityhouse.com/de_de/elektroautos-top-10/tesla-model-s-22-kw-twin-charger/keba-wall-box-86878-kecontact-p20-22kw-incl-4m-cable-type2.html?gclid=CN70ifzo-McCFSP4wgodG7kDHg). [Zugriff am 13. August 2015].
- [35] „Bundesagentur für Arbeit - Berufsinformation Tankwart,“ 2015. [Online]. Available: [http://berufenet.arbeitsagentur.de/berufe/berufld.do?\\_pgnt\\_act=goToAnyPage&\\_pgnt\\_pn=0&\\_pgnt\\_id=resultShort&status=T07](http://berufenet.arbeitsagentur.de/berufe/berufld.do?_pgnt_act=goToAnyPage&_pgnt_pn=0&_pgnt_id=resultShort&status=T07). [Zugriff am 16. September 2015].
- [36] „Statista - Industriestrompreise in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2014,“ 2014. [Online]. Available: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/155964/umfrage/entwicklung-der-industriestrompreise-in-deutschland-seit-1995/>. [Zugriff am 11. September 2015].
- [37] V. F. Elektromobilität, „Modulares Multi-Use Batteriemodul,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.vdma.org/article/-/articleview/2912894>. [Zugriff am 30. Mai 2016].
- [38] J. Qian, *Li-ion battery-charger solutions for JEITA compliance*, Texas: Texas Instruments, 2010.
- [39] „JOSPEL Project Website,“ [Online]. Available: <http://www.jospel-project.eu>.
- [40] A. Heuer, *Validierung und Verifikation von Cell-Balancing Algorithmen.*, Hochschule für Technik Stuttgart, 2012.

- [41] L. Lu, X. Han, J. Li, J. Hua und M. Ouyang, „A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles,“ *Journal of Power Sources*, 226, p. 272–288, 2012.
- [42] W. Waag, S. Käbitz und D. U. Sauer, „Experimental investigations on the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application,“ *Applied Energy*, 102, p. 885–897, 2012.
- [43] M. Kröll, Methode zur Technologiebewertung für eine ergebnisorientierte Produktentwicklung. Dissertation, Universität Stuttgart, 2007.
- [44] „Tesla - Erste Batteriewechsel-Station sollen i Dezember eröffnet werden,“ 15. Oktober 2014. [Online]. Available: <http://teslamag.de/news/tesla-motors-erste-batteriewechsel-stationen-1606>. [Zugriff am 20. August 2015].
- [45] „Die Bundesregierung - Leitmarkt und Leitanbieter für Elektromobilität,“ 2015. [Online]. Available: [http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/podcast/\\_node.html](http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Mobilitaet/podcast/_node.html). [Zugriff am 15. September 2015].