

## **Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE**

---

**Analysezentrum für Elektromobilität (AZE)  
Förderkennzeichen: 03KP202**

Gefördert durch:



**Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Technologie**

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Mit freundlicher Unterstützung von:



**Endbericht© FfE, November 2012  
Die Verantwortung für den Inhalt dieser  
Veröffentlichung liegt bei den Autoren**



# **Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE**

---

**Analysezentrum für Elektromobilität (AZE)  
Förderkennzeichen: 03KP202**

**Auftraggeber:**

**E.ON Energie AG  
Stadtwerke München GmbH  
Bundesministerium für Wirtschaft  
und Technologie**

**FfE-Auftragsnummer:**

**bmwi-05  
Förderkennzeichen: 03KP202**

**Bearbeiter/in:**

**Dipl.-Ing. Tomás Mezger  
Dipl.-Ing. Philipp Nobis**

**Fertigstellung:**

**November 2012**

Organisation und wissenschaftliche Durchführung:



Gefördert durch:



Mit freundlicher Unterstützung von:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**Impressum:**

Endbericht  
der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.  
(FFE)  
E.ON Energie AG  
Stadtwerke München GmbH  
Bundesministerium für Wirtschaft und  
Technologie

*zum Projekt:*

Batteriemessungen im Rahmen des Projekts  
AZE

Analysezentrum für Elektromobilität (AZE)  
Förderkennzeichen: 03KP202

*Auftraggeber:*

E.ON Energie AG  
Stadtwerke München GmbH  
Bundesministerium für Wirtschaft und  
Technologie

**Kontakt:**

Am Blütenanger 71  
80995 München  
Tel.: +49 (0) 89 158121-0  
Fax: +49 (0) 89 158121-10  
E-Mail: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)  
Internet: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

**Wissenschaftlicher Leiter:**

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

**Geschäftsführer:**

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

**Projekt-Manager:**

Dipl.-Phys. R. Corradini

# Inhalt

<b>Endbericht der Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE.....</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Aufgabenstellung .....	1
1.2 Das Konjunkturpaket II .....	2
1.3 Partner .....	2
<b>2 Infrastrukturelle Maßnahmen .....</b>	<b>3</b>
2.1 Prüfstände und Prüfräume .....	3
2.1.1 ATGB 1200.....	3
2.1.2 „Kratzer“-Prüfstand.....	3
2.1.3 „Digatron“-Prüfstände.....	3
2.1.4 Prüfcontainer .....	4
2.2 Zellen .....	4
2.3 Batterien.....	5
2.3.1 Batterie von BMZ.....	5
2.3.2 Green Road.....	9
<b>3 Theoretische Grundlagen.....</b>	<b>17</b>
3.1 Begriffsdefinition .....	17
3.1.1 Kapazität.....	17
3.1.2 State of Charge (SOC).....	17
3.1.3 State of Health (SOH) .....	18
3.1.4 Coulomb-Effizienz und Ladefaktor.....	18
3.1.5 Energetischer Wirkungsgrad.....	18
3.2 Grundlagen von Lithium Eisenphosphat Batterien .....	19
3.3 Alterung von Lithium Eisenphosphat Batterien.....	19
<b>4 Messungen .....</b>	<b>21</b>
4.1 Messung der kalendarischen Alterung.....	21
4.1.1 Messplan .....	21
4.1.2 Messaufbau .....	22
4.1.3 Methodik .....	23
4.1.4 Ergebnisse.....	25
4.2 Ermittlung der Alterung durch Zyklisieren .....	29
4.2.1 Messplan .....	29
4.2.2 Messaufbau .....	30

---

4.2.3	Methodik .....	31
4.2.4	Ergebnisse.....	33
4.3	Durchgeführte Messungen .....	39
4.4	Messprogramme.....	39
<b>5</b>	<b>Erkenntnisse .....</b>	<b>40</b>
5.1	Ausfall BMZ Batterie.....	40
5.2	Balancing Problem bei der GreenRoad Batterie.....	42
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>44</b>

# Endbericht der Batteriemessungen im Rahmen des Projekts AZE

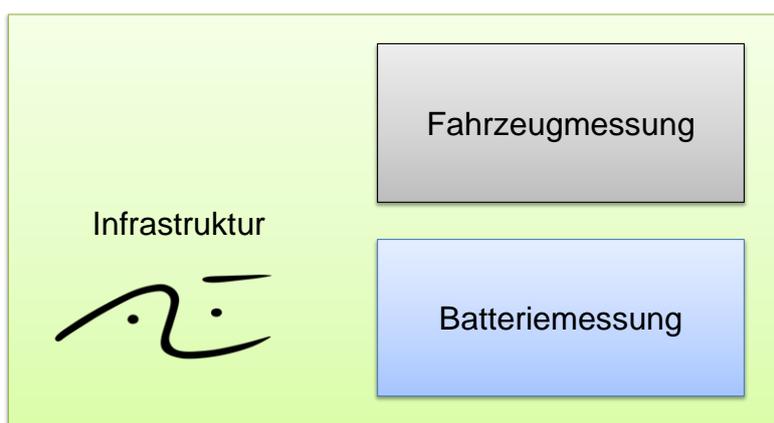
Analysezentrum für Elektromobilität (AZE)  
Förderkennzeichen 03KP202

## 1 Einleitung

Das Projekt Analysezentrum für Elektromobilität (AZE) wurde an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. in München zwischen dem 01.09.2009 und 30.09.2011 durchgeführt.

### 1.1 Aufgabenstellung

Die Aufgabenstellung im Projekt teilte sich in drei Bereiche. Das übergeordnete Ziel, der Infrastrukturaufbau, diente als Basis für die Fahrzeug- sowie Batteriemessungen (vgl. **Abbildung 1-1**).



**Abbildung 1-1:** Ziele des Projekts AZE

Im ersten Projektabschnitt wurde die Prüfinfrastruktur erweitert. In diesem Kontext wurde ein weiterer, leistungsfähiger Prüfstand installiert und die Räumlichkeiten entsprechend baulich adaptiert. Ergänzt wurden die Maßnahmen durch die Anschaffung moderner Messsysteme, die auch mobil in den Fahrzeugen eingesetzt werden können.

Das wissenschaftliche Ziel der Fahrzeugmessungen war, einen energetischen Vergleich zwischen einem Hybridfahrzeug und einem Plug-In-Hybridfahrzeug zu erstellen. Diese Aufgabe wurde erfolgreich von dem Auftraggeber begutachtet.

Der wissenschaftliche Zweck der Batteriemessungen war, Parameter für eine Batteriesimulation zu bestimmen. Insbesondere lag der Fokus dieser Aufgabe auf der Alterung der Batterie.

Zudem hatte das Projekt die Aufgabe, Wissen im Bereich Elektromobilität aufzubauen. Es sollten wissenschaftliche Mitarbeiter und studentische Hilfskräfte für den Umgang mit Messtechnik, Batterien und Elektrofahrzeugen geschult werden.

## 1.2 Das Konjunkturpaket II

Im Jahr 2009 stellte die Bundesregierung den *Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität /BRD-01 09/* vor. Damit beabsichtigte sie, die Industrie in diesem Themengebiet im internationalen Wettbewerb zu stärken und Deutschland zum Marktführer in der Elektromobilität zu machen. In diesem Entwicklungsplan wurde als Ziel ein Bestand von einer Million Elektroautos (EV) in Deutschland bis zum Jahre 2020 festgelegt. Hierzu werden aus dem Konjunkturpaket II zwischen 2009 und 2011 500 Mio. Euro für Forschung und Entwicklung in den Bereichen Batterietechnik, Fahrzeugkomponenten und Netzintegration bereitgestellt.

## 1.3 Partner

Das Projekt wurde gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Industriepartner in diesem Projekte waren E.ON Energie AG und Stadtwerke München GmbH. Das Projekt wurde ebenfalls von der Hans-und-Klementina-Langmatz-Stiftung finanziell unterstützt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 2 Infrastrukturelle Maßnahmen

Ein wesentliches Ziel des Konjunkturpakets II war der Aufbau von Infrastruktur u.a. im Bereich Elektromobilität. Im Rahmen des Projekts AZE wurden zahlreiche infrastrukturelle Maßnahmen durchgeführt. In diesem Kapitel werden diese Maßnahmen dargestellt, die im Bezug zu den Batteriemessungen stehen.

### 2.1 Prüfstände und Prüfräume

#### 2.1.1 ATGB 1200

Der Zellenprüfstand ATGB 1200 ist eine Eigenentwicklung der Firma BMZ GmbH. Das Gerät wird benutzt, um u. a. Zellen zu zyklisieren. Das ATGB 1200 hat eine Leistung von maximal 200 W für Zellen mit einer Spannung von maximal 48 V, der Maximalstrom beträgt 10 A.

Das ATGB 1200 eignet sich für die Messung diverser Lithium-Zellen-Technologien.

Im Rahmen des Projekts wurden zwei ATGBs erworben. Zwei zusätzliche ATGBs wurden während der Projektlaufphase gemietet.

#### 2.1.2 „Kratzer“-Prüfstand

Die Hauptinvestition stellte ein Prüfstand der Firma Kratzer Automation AG dar. Dieser machte größere bauliche Maßnahmen erforderlich, da er aktiv mittels eines Wasserkreislaufs gekühlt wird.

#### Elektrische Kenndaten

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

#### Rückkühleinrichtung

Im Außenbereich der FfE befindet sich aktuell eine Rückkühleinrichtung, die die vom Prüfstand erzeugte Wärme abführt. Aufgrund von Schallemissionen der Rückkühleinrichtung wurde diese mit einer Schalldämmung versehen, welche den Dauerbetrieb der Anlage ermöglicht. Die Rückkühleinrichtung ist ausgelegt für 2 Prüfstände, so dass später bei Bedarf ein weiterer Prüfstand nachgerüstet werden kann.

#### Software

Die Bedienoberfläche des Prüfstands ist äußerst flexibel und einfach zu erlernen. Zusätzlich dazu wurde eine Datenbank installiert, in der die Ergebnisse aller durchgeführten Versuche gespeichert und verwaltet werden.

#### 2.1.3 „Digatron“-Prüfstände

Die FfE verfügte bereits über zwei Prüfstände der Firma Digatron mit einer Leistung von 90 kW bei maximal 300 V und 300 A. Aufgrund der Notwendigkeit, zwei Batterien (vgl. Kapitel 2.3.2) parallel zu vermessen, wurden diese Prüfstände überarbeitet und neu

kalibriert. Es wurde ein neuer PC zur Bedienung angeschafft, die Datenlogger wurden umgebaut, und die elektrische Verschaltung (DC-Seitig) wurde ebenfalls neu verlegt.

Die Investitionen in die Wiederinbetriebnahme dieser Prüfstände erhöhen die Prüfkapazitäten der FfE nennenswert.

### 2.1.4 Prüfcontainer

Um potentiell gefährliche Batterien zu testen, wurde ein spezieller See-Stahlcontainer beschafft. Durch eine Isolierschicht von 60 mm Mineralwolle und eine Verkleidung mit 25 mm Rigipsplatten kann im Feuerfall eine äußere Höchsttemperatur von 100°C gewährleistet werden.

## 2.2 Zellen

Im Rahmen des Projekts wurden Zellen vom Typ *ANR26650* der Firma *A123 Systems* verwendet. Dabei handelt es sich um Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen, die durch *Nanophosphate™ technology* hohe Zyklenfestigkeit, Leistung und kalendarische Beständigkeit aufweisen. /AS-01 10/, /ASYS-01 06/

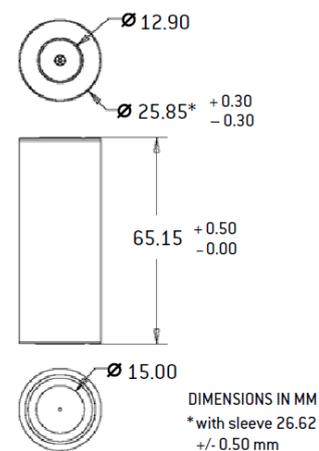
Die Zellen (vgl. **Abbildung 2-1**) verfügen über eine Kathode (positive Elektrode) aus LiFePO<sub>4</sub> und eine Anode (negative Elektrode) aus Graphit.



**Abbildung 2-1:** Im Projekt verwendete LiFePO<sub>4</sub>-Zellen der Firma A123 Systems

Ihre Kenndaten werden in **Abbildung 2-2** wiedergegeben.

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



**Abbildung 2-2:** Auszug aus dem Datenblatt der Zellen ANR26650

Wie in Abbildung 2-2 erkennbar, können die Zellen mit 70 A einen sehr hohen Entladestrom liefern. Einer der größten Vorteile dieser Batterietechnologie ist ihre intrinsische Sicherheit. Im Gegensatz zu anderen Lithium-Zellen fallen weder an der Anode noch der Katode Sauerstoff-Atome an, die mit dem Lithium reagieren könnten. Aus diesem Grund kann das in der Zelle gespeicherte Lithium nicht in Brand geraten.

## 2.3 Batterien

### 2.3.1 Batterie von BMZ

Die FfE bezog im März 2010 eine Batterie von der Firma BMZ, bestehend aus 2.700 ANR26650-Zellen (vgl. **Abbildung 2-3**).



**Abbildung 2-3:** Batterie von BMZ, Stand Mitte 2010



**Abbildung 2-4:** Platzierung der Zellen bei der Batterie von BMZ

Nachfolgend wird die BMZ-Batterie näher beschrieben.

### Elektrische Verschaltung

Die Batterie bestand aus 9 Modulen, die jeweils in der Konfiguration 30P10S (30 Zellen parallel geschaltet zu einem *String*, 10 *Strings* in Serie) verschaltet waren. Die Module waren in Serie geschaltet, so dass die Batterie insgesamt aus 90 *Strings* in Serie be-

stand, was einer Nennspannung von 297 V entspricht. Die Parallelschaltung von 30 Zellen ergibt eine Kapazität von 69 Ah. Somit hatte die Batterie einen Nennenergieinhalt von ca. 20,5 kWh.

### Batterie-Management-System (BMS) und Sensoren

Das BMS der BMZ-Batterie (vgl. **Abbildung 2-5**) verfügte über eine CAN-Bus-Schnittstelle. Es wurden u.a. folgende Messwerte über den CAN-Bus gestreamt:

- Modulspannung
- Modultemperatur
- Batteriespannung
- Batteriestrom
- Verschiedene Statussignale der Batterie und der Module

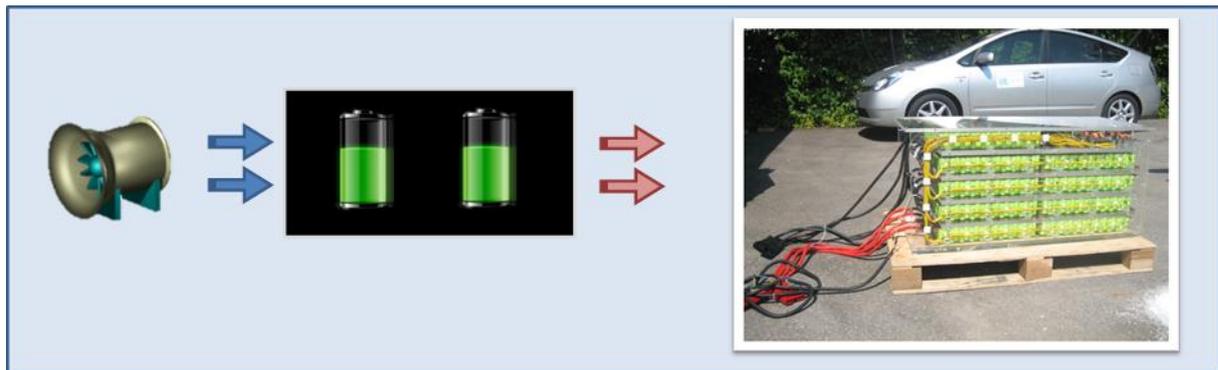
Das BMS wurde von BMZ selbst entwickelt.



**Abbildung 2-5:** *Hardware des BMS der BMZ-Batterie*

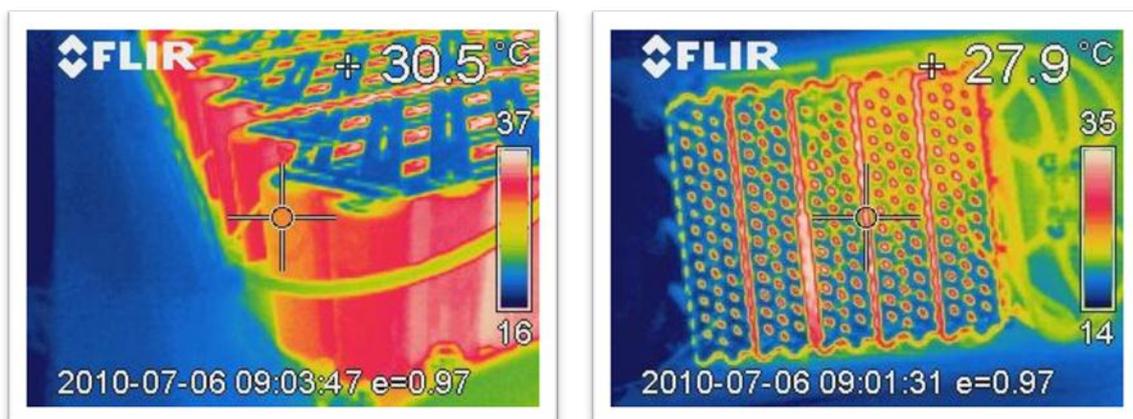
Das BMS der BMZ-Batterie bestand aus 10 Platinen, wie in **Abbildung 2-5** zu sehen ist. Jedes Modul wurde über eine Slaveplatine überwacht, welche hauptsächlich das Balancing übernahm. Die Masterplatine übernahm die Kommunikation zwischen den Slaveplatinen und der CAN-Bus-Schnittstelle.

## Kühlung



**Abbildung 2-6:** Horizontale Kühlung der BMZ-Batterie

In **Abbildung 2-3** und **Abbildung 2-6** ist der Stand 2010 der Batterie dargestellt. Die Kühlung (nicht in den Abbildungen zu sehen) wurde an der Stirnfläche angeschlossen, so dass die Luft horizontal zwischen den Modulen hindurchströmen konnte. Nach einigen erfolglosen Tests war es jedoch ersichtlich, dass die Zellen nicht ausreichend gekühlt wurden.



**Abbildung 2-7:** Wärmebilder der Zellen im oberen Modul bei einer Batteriesolltemperatur von 20°C

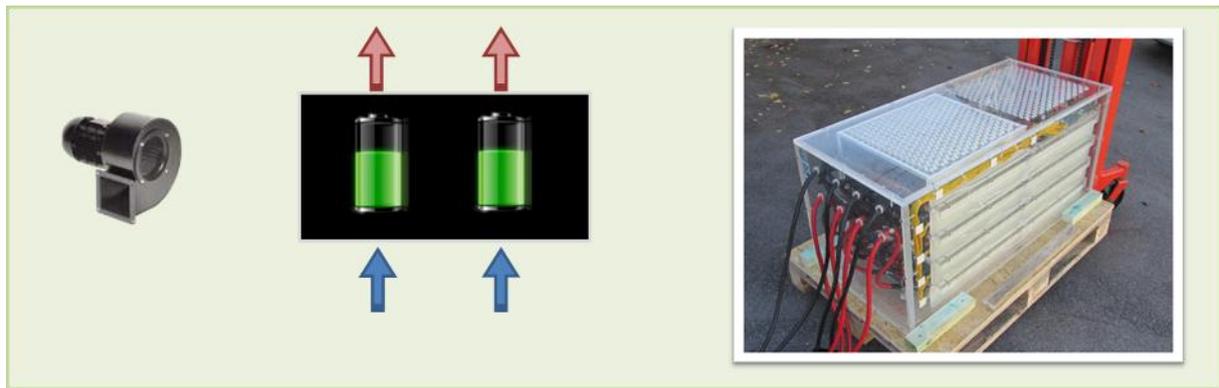
Die Wärmebilder in **Abbildung 2-7** zeigen eine erhöhte Temperatur an den Zellen. An den Stirnseiten stellen die Schweißpunkte zwischen Zellen und Leiterschienen die einzige effektive Möglichkeit zur Wärmeabfuhr dar.

Nach Diskussionen mit dem Hersteller war es offensichtlich, dass die Anordnung der Zellen aufgrund ihrer Verschweißung nicht verändert werden konnte.

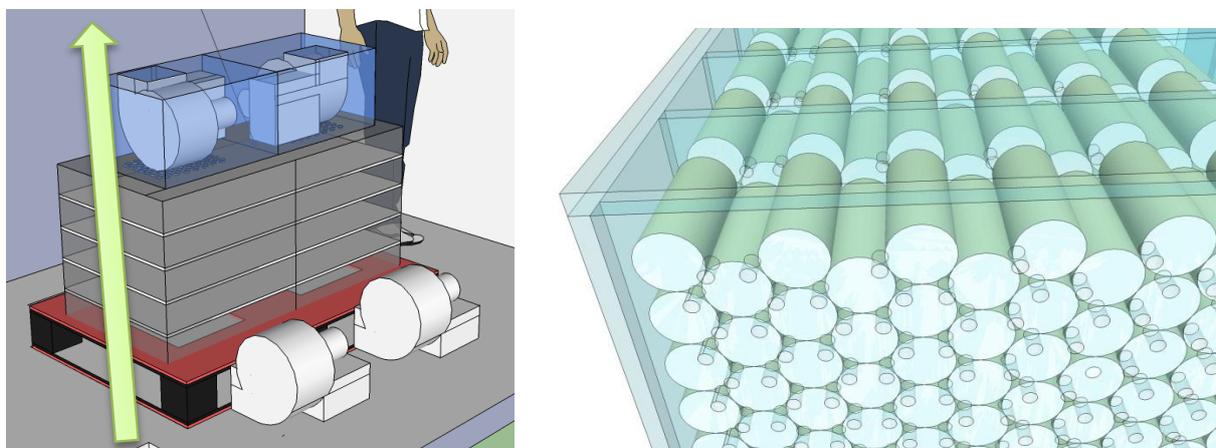
Nachfolgend wird auf das in Folge neu entwickelte Kühlkonzept der BMZ-Batterie eingegangen.

### Neues Kühlkonzept

Nach Absprache mit den Projektpartnern wurde der Hersteller BMZ damit beauftragt, die Batterie so zu verändern, dass die Luft vertikal zwischen den Zellen strömen kann. Der Prüfling wurde im August 2010 wieder ausgeliefert.



**Abbildung 2-8:** Vertikale Kühlung der BMZ Batterie



**Abbildung 2-9:** Schematischer Aufbau der vertikalen Kühlung der BMZ Batterie

In **Abbildung 2-8** und **Abbildung 2-9** ist der Aufbau der Batterie nach ihrem Umbau dargestellt. Die Batterie wurde in zwei „Luftkanäle“ aufgeteilt, wobei mehrere Module übereinander lagen. Um bessere Druckverhältnisse zu erhalten, wurde pro Kanal jeweils ein Lüfter (à 500 W) am Eingang und einer am Ausgang platziert. Somit konnten höhere Luftvolumina erzielt werden. Die Batterie erhielt somit eine Lüfterleistung von insgesamt 2 kW.

Die mittlere Temperatur der Batterie (Mittelwert aller Module) konnte mit dieser Maßnahme auf dem vorgegebenen Niveau gehalten werden. Allerdings gab es leichte Unterschiede zwischen den Modultemperaturen, wobei die unteren Module am Einlass der Luftkanäle kühler waren als die oberen am Auslass. Die Temperaturdifferenz zwischen zwei Modulen lag im Bereich von 1-2 K.

Die Messungen wurden am 23. Dezember 2010 begonnen, mussten jedoch sechs Tage später aufgrund eines Brandes an der Batterie abgebrochen werden. Im Kapitel 5.1 ist eine vollständige Fehlerkettenanalyse zu diesem Vorfall durchgeführt. Der Hersteller BMZ hat den Prüfling als Totalschaden deklariert.

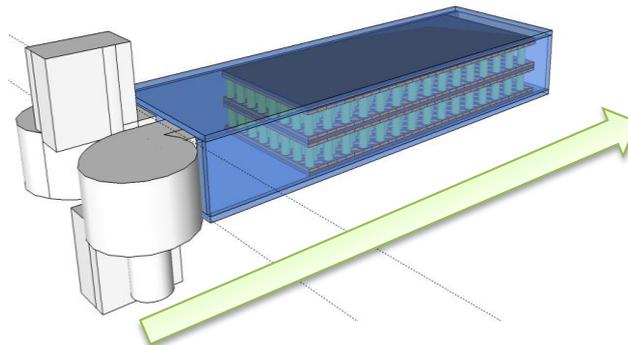
Um die Messungen fortführen zu können, wurde in Abstimmung mit den Industriepartnern der ursprüngliche Plan so verändert, dass anstatt einer großen Batterie nun 2 klei-

neren Batterien parallel vermessen werden sollten. Diese sollten deutlich luftdurchlässiger aufgebaut werden und zudem über eine kleinere Kapazität verfügen.

Die ab diesem Zeitpunkt verwendeten Batterien werden im folgenden Abschnitt dargestellt.

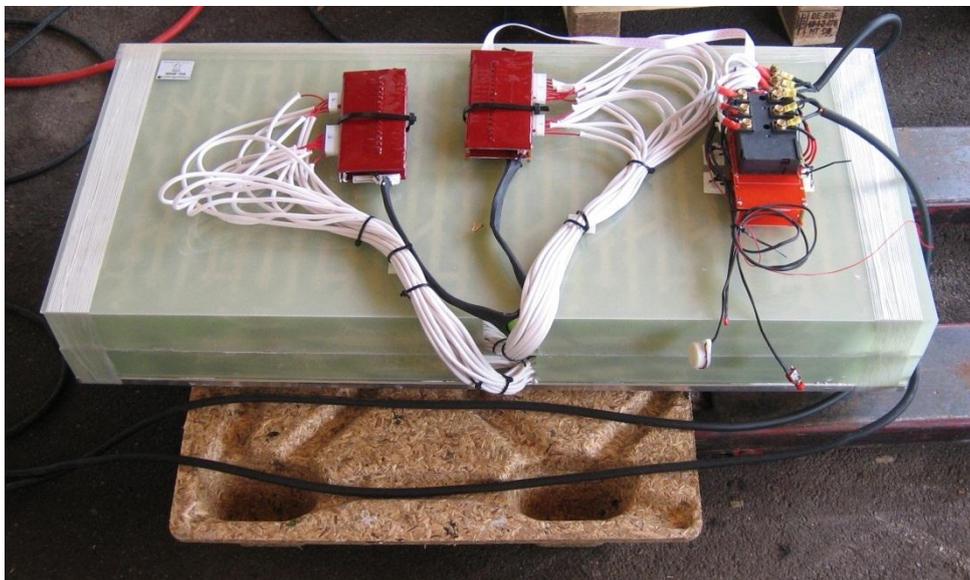
### 2.3.2 Green Road

Die Firma Green Road GmbH lieferte im Juli 2011 zwei Batterien, mit denen die begonnenen Messungen zu Ende geführt werden konnten. Der schematische Aufbau wird in **Abbildung 2-10** dargestellt.



**Abbildung 2-10:** Schematischer Aufbau der Green Road-Batterie inkl. Lüftungskonzept

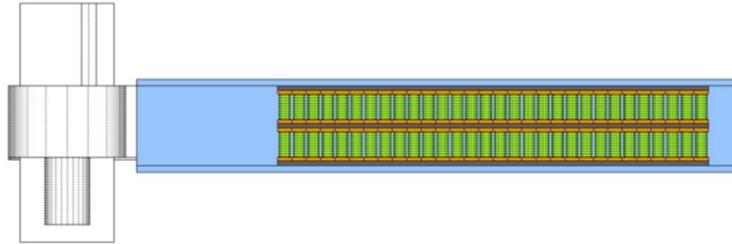
In **Abbildung 2-11** ist die Anordnung der Green Road Batterie zur Batteriemessung abgebildet. Das Batteriemanagementsystem (BMS) wurde oberhalb der Batterie befestigt.



**Abbildung 2-11:** Green-Road Batterie

#### Elektrische Verschaltung

Die Green Road Batterien haben jeweils zwei Module à 225 Zellen in der Verschaltung 15P15S. Die zwei Module (oben und unten, vgl. **Abbildung 2-12**) sind seriell verschaltet.

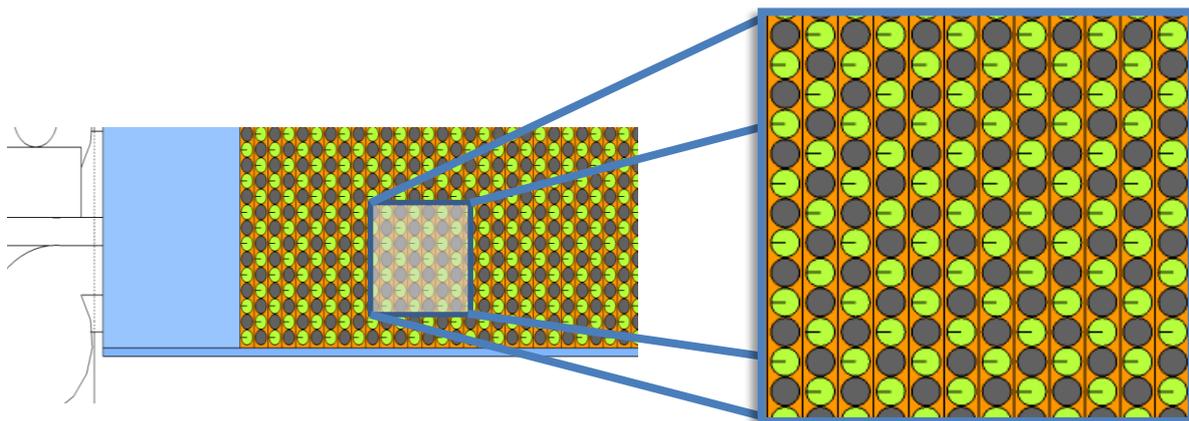


**Abbildung 2-12:** Schematischer Seitenblick auf die Green-Road-Batterie

Im Vergleich zu der BMZ-Batterie haben die Green-Road-Batterien mit ihrer kombinierten 15P30S-Verschaltung die Hälfte der Parallelschaltungen und ein Drittel der Zellen in Serie. Da das BMS keine CAN-Bus-Kommunikation ermöglicht, ist die Anbindung an den Prüfstand allerdings deutlich komplizierter als bei der BMZ-Batterie.

### Kühlung

Bei der Konzeption des Batteriepakets wurde viel Wert auf die Kühlung gelegt. Aus diesem Grund wurden große Freiräume zwischen den Zellen gelassen (vgl. **Abbildung 2-13**), um hohe Luftdurchsätze zu ermöglichen.



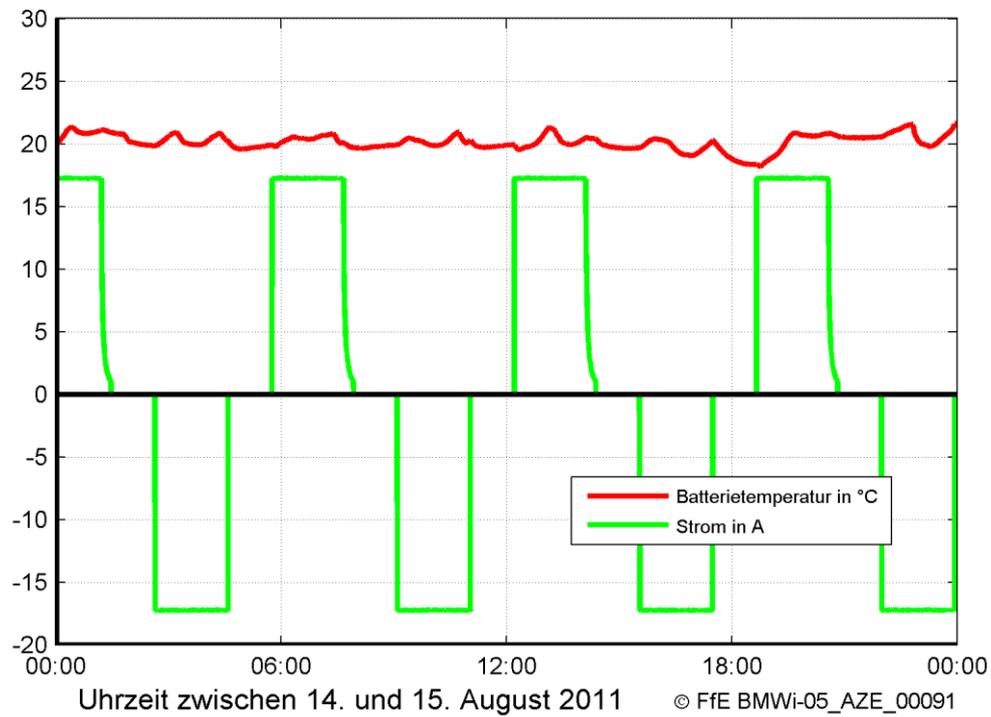
**Abbildung 2-13:** Schematischer Blick von oben auf die Green-Road-Batterie

Wie in Abbildung 2-13 zu erkennen ist, wurde versetzt jeweils ein „Platz“ frei gelassen, an den auch eine Zelle hätte montiert werden können.

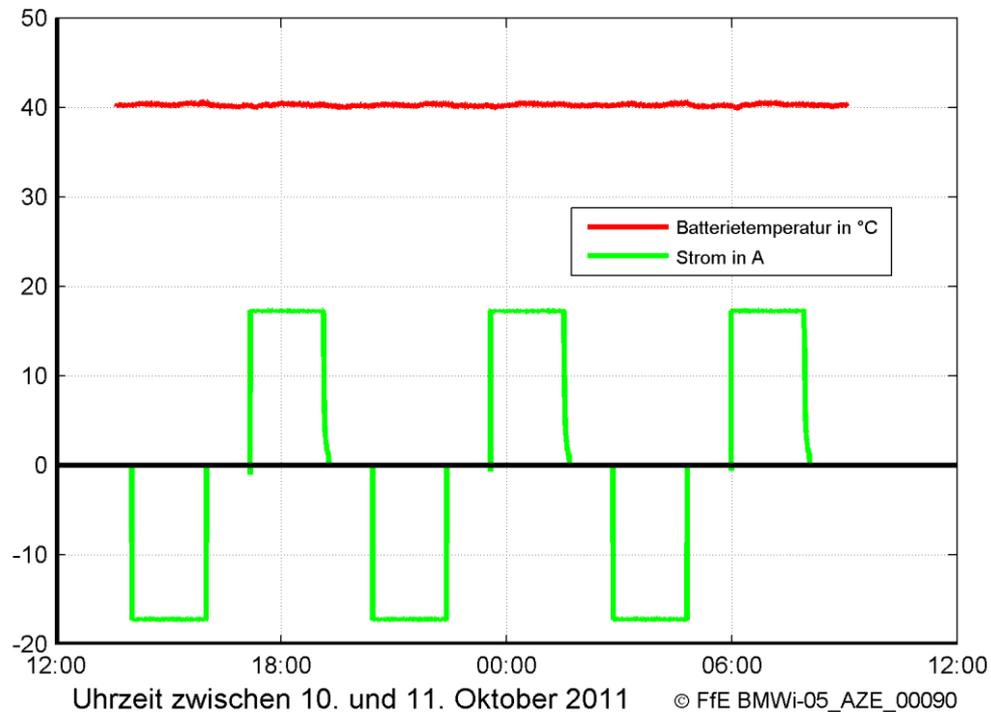


**Abbildung 2-14:** Seitlicher Blick ins Modul bei der Green-Road-Batterie

Die Kühlung hat sich als erfolgreich erwiesen, sowohl bei Messungen mit 20°C Umgebungstemperatur als auch bei 40°C.



**Abbildung 2-15:** Temperatur- und Stromverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Batterie-Solltemperatur von 20°C und einer C-Rate von 0,5

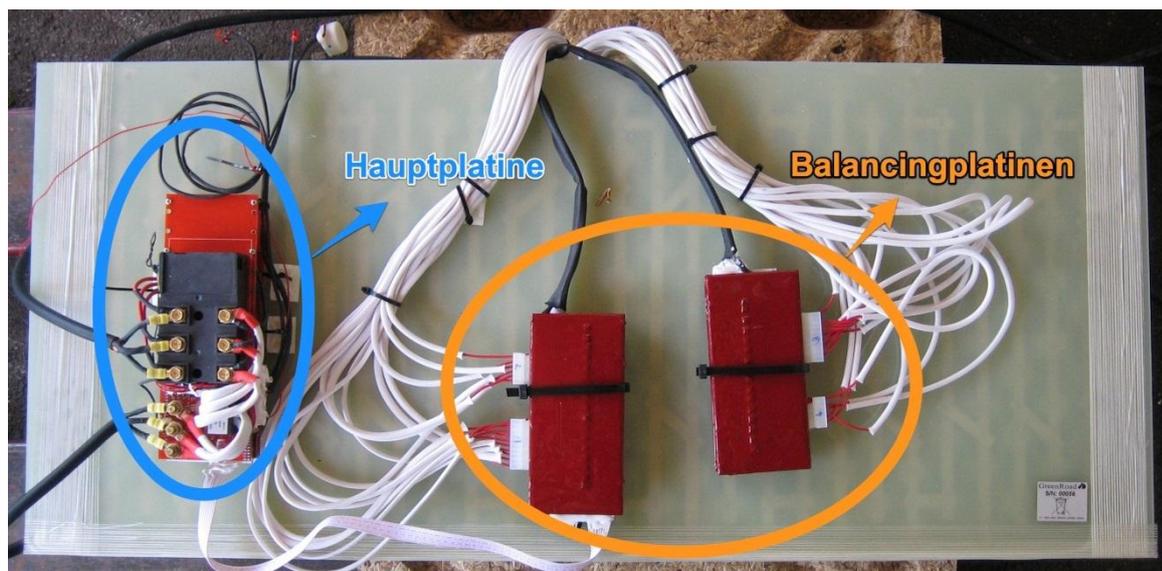


**Abbildung 2-16:** Temperatur- und Stromverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Batterie-Solltemperatur von 40°C und einer C-Rate von 0,5

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

### Batteriemanagementsystem (BMS)

Das BMS (vgl. **Abbildung 2-17**) der Green-Road-Batterien stellt eine Schwachstelle dar.



**Abbildung 2-17:** Topview der Green-Road-Batterie inkl. ihres BMS

Wie in **Abbildung 2-17** ersichtlich, ist das BMS in drei getrennte Platinen unterteilt. Beide Balancingplatinen sind identisch und haben die Aufgabe, Spannungsunterschiede

zwischen jeder Spannungsstufe auszugleichen. Zusätzlich können die Platinen miteinander kommunizieren, so dass auch Spannungsunterschiede zwischen den Modulen ausgeglichen werden können. Laut Hersteller arbeiten die Balancingplatinen autonom (d. h. auch ohne Hauptplatine). Im Rahmen der durchgeführten Messungen stellte sich jedoch heraus, dass die Balancingströme höher sind, wenn die Balancingplatinen mit der Hauptplatine verbunden sind.

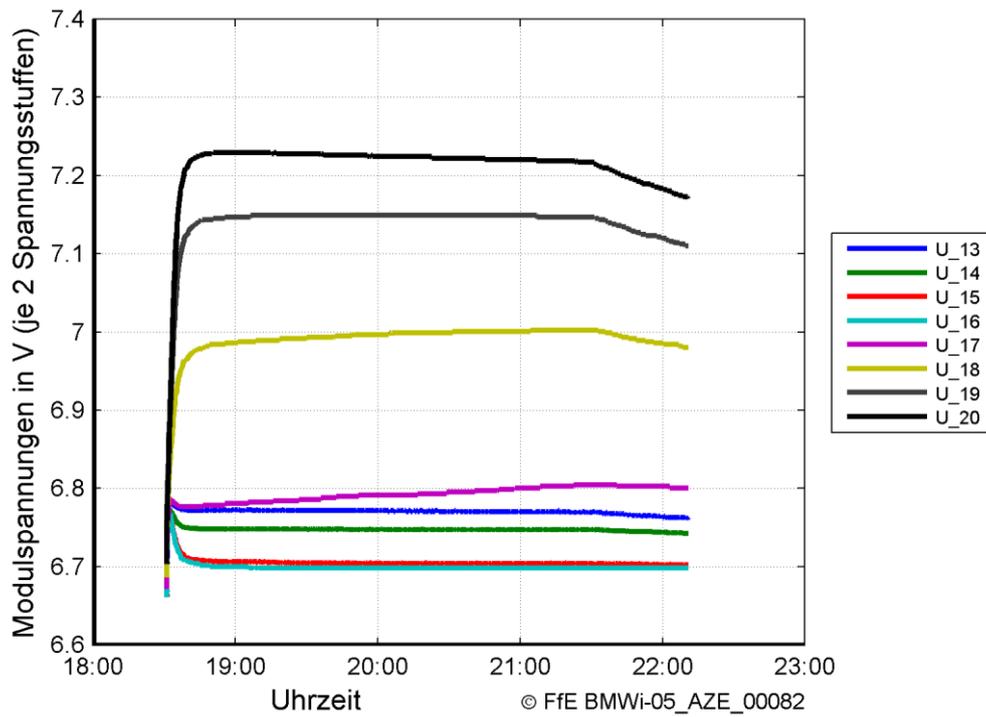
Für die eigentliche Spannungsüberwachung jeder einzelnen Zelle bzw. Parallelschaltung sorgt die Hauptplatine. Es gibt jeweils eine Warngrenze und eine Abschaltgrenze. Sobald eine Spannungsstufe die Warngrenze überschreitet, ertönt zunächst ein Signalton. Sollten sich die Spannungen in der Folge weiter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

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

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

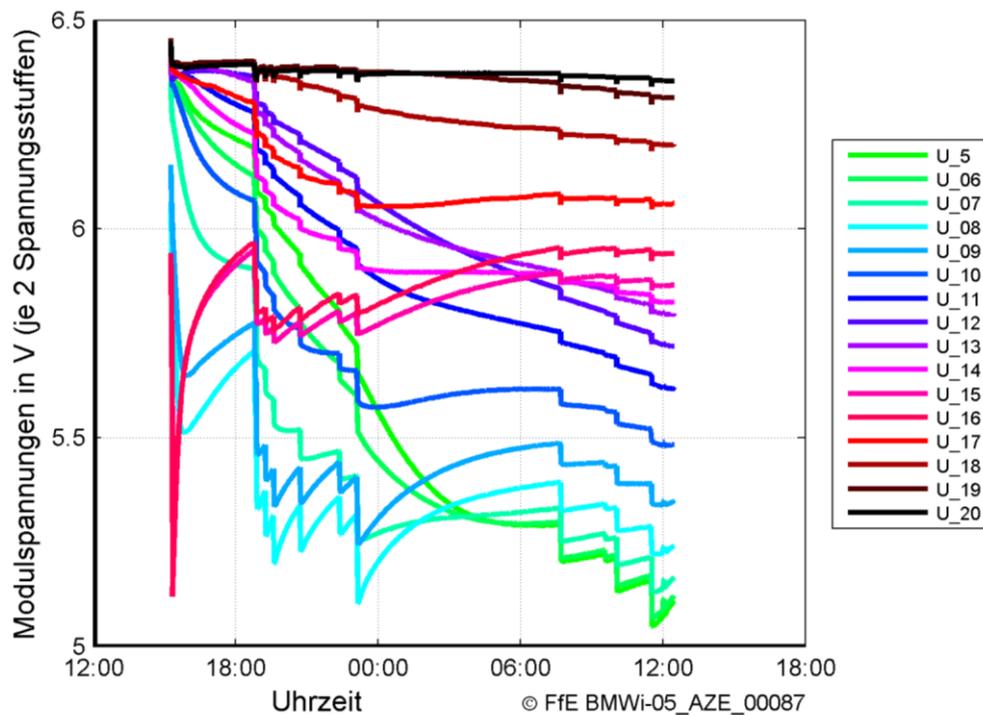
Im Rahmen der durchgeführten Messungen traten an einer der beiden Batterien beim Zyklisieren (Umgebungstemperatur in Klimakammer: 40°C) zunächst Defekte an der Hauptplatine, kurz darauf auch an einer der Balancingplatinen auf. Die Ursachen hierfür können aufgrund der mangelhaften Dokumentation der BMS-Systeme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

Die Hauptplatine und beide Balancingplatinen wurden ausgetauscht, was zu einer Verzögerung im Zeitplan führte. Während der Zeit ohne Hauptplatine konnte der Akku nicht zyklisiert werden. Trotzdem drifteten die Spannungen der Zellen in dieser Zeit sehr stark auseinander. In **Abbildung 2-18** sind die Spannungen im Modul 2 am Ende der Ladephase dargestellt.



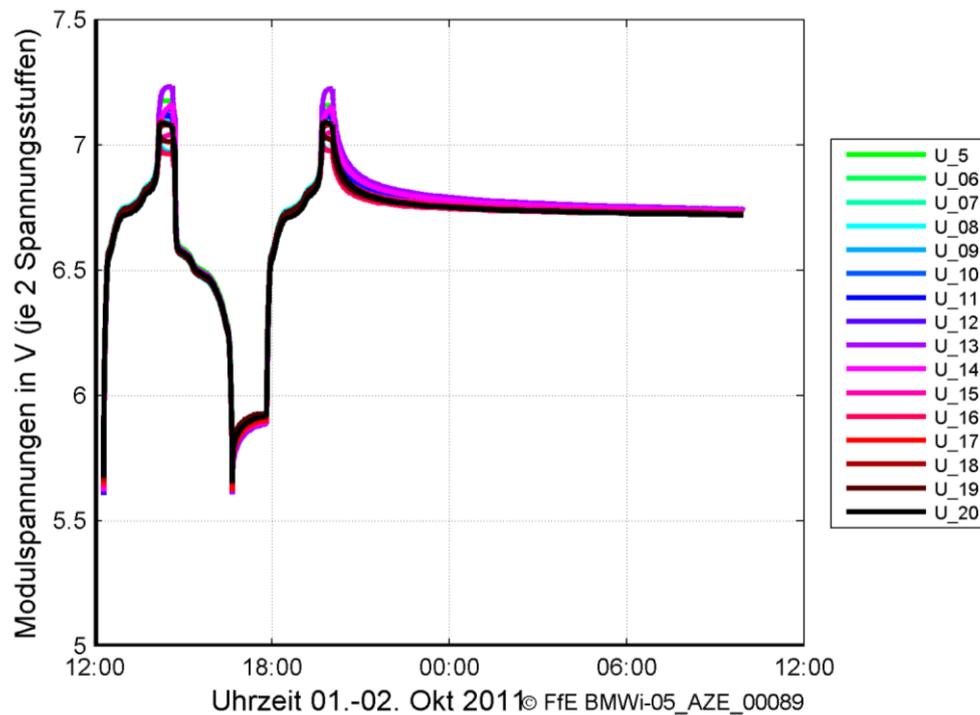
**Abbildung 2-18:** Verlauf der Modulspannungen in Modul 2 der Green-Road-Batterie im Ladezustand

Ein analoger Effekt trat beim Entladen auf. In **Abbildung 2-19** sind die Spannungen der Zellen im Entladezustand dargestellt.



**Abbildung 2-19:** Verlauf der Modulspannungen der Green-Road-Batterie im Entladezustand

Die in Abbildung 2-19 ersichtlichen Sprünge resultieren aus einer Absenkung der vorgegebenen Sollspannung. Es ist erkennbar, dass vor 18 Uhr die Zellspannungen noch eine beliebige Reihenfolge haben. Nach 6 Uhr hingegen sind die Spannungen zwar stark unterschiedlich, aber in der „richtigen“ Reihenfolge. Dabei haben die Spannungen U\_18 bis U\_20 den höchsten Wert. Diese Stufen sind stärker geladen als die anderen (vgl. Abbildung 2-18). Es ist also ersichtlich, dass ein vollständiges Balancieren der Zellen viel zu lange dauern würde. Diese Erkenntnis führte – in Absprache mit dem Hersteller – zu der Entscheidung, stattdessen ein manuelles Balancing durchzuführen. Die Spannungsverläufe nach dem manuellen Balancing sind in **Abbildung 2-20** dargestellt.



**Abbildung 2-20:** *Verlauf der Modulspannungen der Green-Road-Batterie nach dem manuellen Balancing*

Die Spannungsverläufe in Abbildung 2-20 zeigen im Vergleich zu zuvor deutlich geringere Unterschiede auf. Auch während des Balancings ergeben sich geringe Spannungsunterschiede. Das Balancing wurde nach dieser Erkenntnis weitergeführt.

## 3 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden wichtige Begriffe, die Funktionsweise von  $\text{LiFePO}_4$ -Batterien und ihr Alterungsverhalten dargestellt und erläutert.

### 3.1 Begriffsdefinition

Die Definitionen einiger Begriffe sind in der Literatur oft unterschiedlich. Aus diesem Grund werden die in dieser Arbeit verwendeten Begriffe kurz vorgestellt und definiert.

#### 3.1.1 Kapazität

Die Kapazität einer Zelle bezeichnet im Allgemeinen die Ladungsmenge, die von der Zelle gespeichert oder abgegeben werden kann.

Kapazitäten werden in der Einheit  $Ah$  angegeben und sind das Produkt aus Strom und Zeit. Die verschiedenen Kapazitätsarten werden im Folgenden beschrieben:

##### **Nennkapazität $C_N$**

Als Nennkapazität  $C_N$  einer Zelle wird die Kapazität bezeichnet, die beim Entladen unter Nennbedingungen (Nennstrom  $I_N$  und Nenntemperatur  $T_N$ ) bis zu einer vordefinierten Entladeschlussspannung  $U_{ent}$  entnommen werden kann.

##### **Entnehmbare Kapazität $C$**

Die entnehmbare Kapazität bezeichnet die Ladungsmenge, die bei bestimmten, beliebig gewählten Strom- und Temperaturwerten bis zum Erreichen der Entladeschlussspannung von der Zelle abgegeben werden kann. Aufgrund der Beliebigkeit von Strom und Temperatur ergibt sich deshalb für jeden einzelnen Fall ein eigenes  $C$ .

##### **Maximal entnehmbare Kapazität $C_{max}$**

Die maximal entnehmbare Kapazität beschreibt die Ladungsmenge, die von der Zelle im vollständig geladenen Zustand entnommen werden kann. Bei einer neuen Zelle ist die maximal entnehmbare Kapazität gleich die Nennkapazität. Bei fortgeschrittener Alterung wird diese jedoch kleiner. Dieser Effekt wird durch den sog. *State of Health* (SOH, s.u.) beschrieben.

##### **Kapazitätsverlust**

Der Kapazitätsverlust bezeichnet das Phänomen, wenn eine Zelle immer weniger Ladungen annehmen oder abgeben kann. Der Kapazitätsverlust kann entweder reversibel (siehe SOC) als auch irreversibel sein (siehe SOH).

#### 3.1.2 State of Charge (SOC)

Der *State of Charge* (SOC) oder Ladezustand beschreibt den aktuellen Ladezustand der Batterie. Eine geladene Zelle hat einen SOC von 100 %. Der SOC berechnet sich als Quotient der entnehmbaren Kapazität  $C$  und der maximal entnehmbaren Kapazität  $C_{max}$ :

$$SOC = 1 - \frac{c}{C_{max}} \quad \text{Formel 1}$$

Die *Depth of Discharge* (DOD) oder Entladetiefe lässt sich analog zum SOC bestimmen. Es gilt:

$$SOC = 1 - DOD \quad \text{Formel 2}$$

### 3.1.3 State of Health (SOH)

Der *State of Health* (SOH) oder Alterungszustand ist definiert als Quotient der maximal entnehmbaren Kapazität  $C_{max}$  und der Nennkapazität  $C_N$  und beschreibt somit den irreversiblen Kapazitätsverlust bzw. die Alterung einer Zelle. Eine neue Zelle hat einen SOH von 100 %. In der Automobilindustrie gilt ein Akku mit 80% SOH oder geringer als nicht mehr als geeignet für Elektrofahrzeuge. Der SOH berechnet sich wie folgt:

$$SOH = \frac{C_{max}}{C_N} \quad \text{Formel 3}$$

### 3.1.4 Coulomb-Effizienz und Ladefaktor

Die Coulomb-Effizienz  $\eta_{Ah}$  beschreibt die Effizienz eines Akkus, mit der zuvor aufgenommene Ladungen wieder abgegeben werden können. Die Coulomb Effizienz ist definiert als der Quotient von entnommener Kapazität  $C_{ela}$  und zugeführter Kapazität  $C_{lad}$ .

$$\eta_{Ah} = \frac{C_{ela}}{C_{lad}} \quad \text{Formel 4}$$

Der Ladefaktor ist der Kehrwert der Coulomb-Effizienz und beschreibt, in welchem Verhältnis beim Ladevorgang zusätzliche Ladungen auf die Batterie übertragen werden müssen, um eine Einheit an Ladungen wieder entnehmen zu können.

$$LF = \frac{1}{\eta_{Ah}} = \frac{C_{lad}}{C_{ela}} \quad \text{Formel 5}$$

### 3.1.5 Energetischer Wirkungsgrad

Der energetische Wirkungsgrad  $\eta_{Wh}$ , ergibt sich, analog zur Coulomb-Effizienz, aus dem Quotienten von entnommener ( $E_{ela}$ ) und hinzugefügter Energie ( $E_{lad}$ ).

$$\eta_{Wh} = \frac{E_{ela}}{E_{lad}} \quad \text{Formel 6}$$

In der **Tabelle 3-1** werden typische Werte für Ladefaktoren und Wirkungsgrade dargestellt. Es ist erkennbar, dass Lithium Batterien einen deutlichen Vorteil gegenüber den anderen Technologien besitzen.

**Tabelle 3-1:** *Typische Werte für Ladefaktoren und Wirkungsgrade unterschiedlicher Batterietypen /IRV-01 06/*

	Bleibatterie	NiCd	NiMH	Lithium-Ionen
Ladefaktor (LF)	1,1	1,3	1,3	1,001
Coulomb Effizienz ( $\eta_{Ah}$ )	0,9	0,75	0,75	0,99
Energetischer Wirkungsgrad ( $\eta_{Wh}$ )	0,8	0,65	0,65	0,95

### 3.2 Grundlagen von Lithium Eisenphosphat Batterien

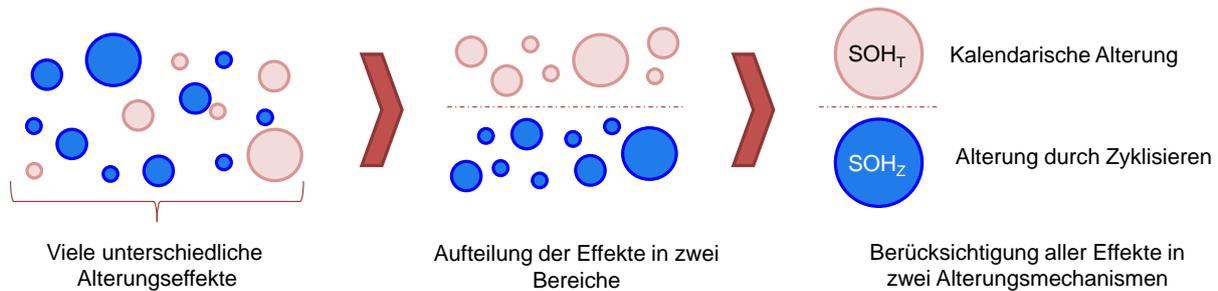
LiFePO<sub>4</sub>-Zellen zeichnen sich im Vergleich zu anderen Lithium-Batterien durch hohe thermische Stabilität sowie geringere Brandgefahr aus. Sie können kostengünstig hergestellt werden und besitzen ein umweltfreundliches Kathodenmaterial. Durch ihre hohe Zyklenfestigkeit und ihre hohe Energiedichte sind sie besonders attraktiv für die Elektromobilität /WHIT-01 04/. Aktuelle Nachteile sind das im Vergleich zu anderen Kathodenmaterialien relativ niedrige Elektrodenpotential gegen Li/Li<sup>+</sup>, was zu einer etwas geringeren Energiedichte als bei anderen Lithium-Batterien führt. Außerdem hat FePO<sub>4</sub> in reiner Form eine schlechte elektrische Leitfähigkeit. /IRV-01 06/.

Das Kathodenmaterial der in diesem Projekt verwendeten Zellen (vgl. Kapitel 2.2) wird durch ein spezielles Verfahren (*Nanophosphaete™ technology*) modifiziert, so dass eine höhere Stromleitfähigkeit erreicht werden kann.

### 3.3 Alterung von Lithium Eisenphosphat Batterien

Während des Betriebs der LiFePO<sub>4</sub>-Zellen erfahren diese eine Materialveränderung, welche zu Kapazitätsverlust und Leistungsreduktion führt. Größte Alterungsursachen bei einer betriebsfähigen Zelle sind Temperatur, Ladezustand und Strom. /IRV-01 06/

Die Alterungseffekte treten gleichzeitig auf und können daher nicht isoliert betrachtet werden. An den Klemmen der Zelle kann nur die aktuelle Kapazität gemessen werden, die jedoch von Alterungseffekten beeinflusst wird. Trotzdem wurde versucht, in Abhängigkeit von den Parametern Temperatur, Ladezustand und Strom, die Alterung in zwei Alterungsmechanismen zu unterteilen, und diese getrennt zu untersuchen (vgl. **Abbildung 3-1**).



**Abbildung 3-1:** *Aufteilung und Gruppierung der Alterungseffekte*

Die in Abbildung 3-1 dargestellten Alterungsmechanismen wurden im Rahmen dieses Projekts messtechnisch untersucht. Nachfolgend werden die theoretischen Grundlagen der wichtigsten Alterungsprozesse, entsprechend dem aktuellen Stand der Wissenschaft, kurz dargestellt.

### **Kapazitätsverlust durch Volumenarbeit**

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

Es entstehen unter anderem Risse im Bindematerial sowie Kontaktverluste zum Kollektor. Dadurch kann es in der Elektrode zur irreversiblen Interkalation kommen. Als Interkalation wird die Einlagerung von Molekülen bzw. Ionen in eine chemische Verbindung bezeichnet. Die Lithium-Ionen können somit kein Elektron mehr an den Kollektor abgeben und verharren in der Elektrode. Dies hat einen irreversiblen Kapazitätsverlust zur Folge. /HERB-01 10/

### **Kapazitätsverlust als Folge des *Solid Electrolyte Interfaces***

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

### **Degeneration der Elektroden und Kollektoren**

Mit der Zeit baut sich das Bindemittel der Elektroden ab. Gerade an der Kathode der LiFePO<sub>4</sub>-Zellen hat dies zur Folge, dass die elektrische Leitfähigkeit sinkt und somit der Innenwiderstand steigt. Zudem kommt es an den Kollektoren zur Korrosion. /HERB-01 10/

## 4 Messungen

Die Messungen wurden sowohl auf Zellenebene als auch auf Batterieebene durchgeführt. Prüflinge und Instrumente hierfür wurden in Kapitel 2 bereits dargestellt. Die Messungen können in zwei Arten unterteilt werden:

- Messungen der kalendarische Alterung
- Messungen der Alterung durch Zyklisierung

Nachfolgend werden diese Messungen einzeln dargestellt.

### 4.1 Messung der kalendarischen Alterung

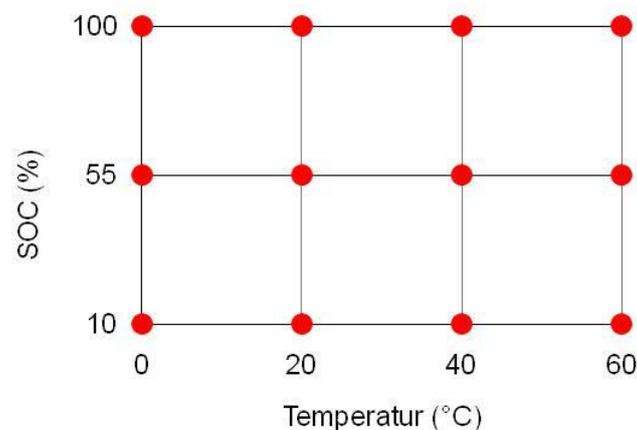
#### 4.1.1 Messplan

Nachfolgend wird der Messplan erläutert, der zu den Ergebnissen aus Kapitel 4.1.4 geführt hat.

Die Zellmessungen wurden im Juni 2010 begonnen. Dabei wurden sie in drei Kategorien unterteilt, welche nachfolgend dargestellt werden.

#### Grundmessungen

Bei den Grundmessungen handelt es sich um die Messungen, die für das Erstellen der Alterungsfunktionen herangezogen werden. Es werden dafür drei verschiedene SOC-Punkte und vier Temperaturen gemessen, gemäß **Abbildung 4-1**.

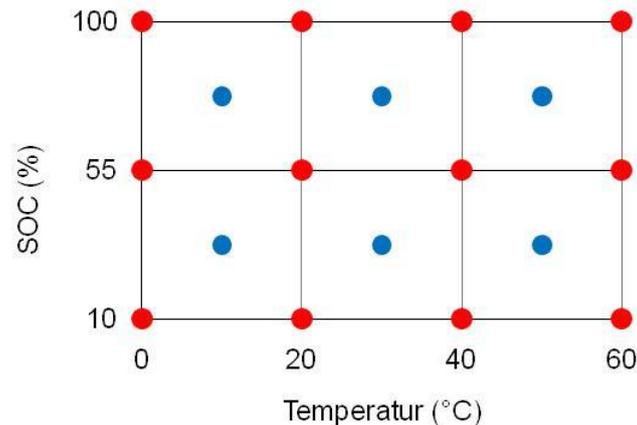


**Abbildung 4-1:** *Messmatrix SOH<sub>T</sub> - Grundmessungen*

Die Grundmessungen – repräsentiert durch rote Punkte – wurden jeweils dreifach redundant gemessen, also mit drei Zellen, um das Risiko von Zellenfehlern zu minimieren.

#### Centerpoint-Messungen

Zusätzlich zu den Hauptpunkten wurden auch Messungen an Centerpoints durchgeführt (vgl. **Abbildung 4-2**).

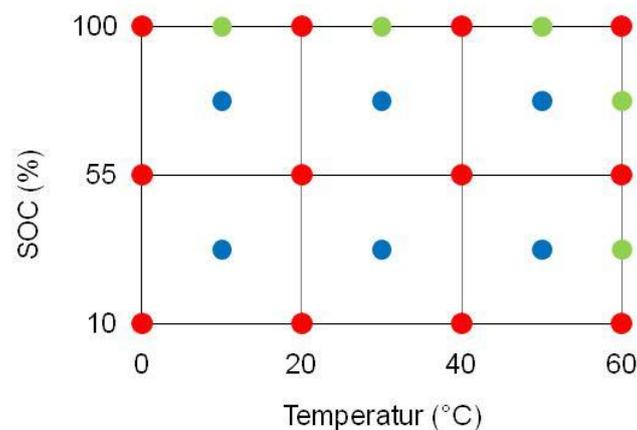


**Abbildung 4-2:** Messmatrix  $SOH_T$  – Grundmessungen und Centerpoints

Die in Abbildung 4-2 dargestellten blauen Punkte sind zusätzliche Messpunkte, die jeweils mit zwei Zellen gemessen wurden. Durch die Centerpoint-Messungen ist es möglich, die zuvor ermittelten Alterungsfunktionen zu validieren.

### Kritische Punkte

Da bestimmte Randpunkte nicht leicht prognostizierbar sind, werden zusätzlich weitere Messpunkte vermessen (vgl. **Abbildung 4-3**).



**Abbildung 4-3:** Messmatrix  $SOH_T$  – Grundmessungen, Centerpoints und Randpunkten

Die grünen Punkte in Abbildung 4-3 wurden jeweils mit einer Zelle gemessen. Das Ziel dieser Messungen ist es, den Verlauf an kritischen bzw. Randbereichen besser abbilden zu können.

Es wurden somit insgesamt 53 Zellen für die  $SOH_T$ -Messungen verwendet.

### 4.1.2 Messaufbau

Alle Zellen der gleichen Temperatur werden zusammen in einer Klimabox gelagert (vgl. **Abbildung 4-4**). Die Temperatur wird, mittels eines Thermostats und einer Lampe zum Heizen bzw. eines Kühlelements zum Kühlen, konstant gehalten. Der gewünschte

SOC-Verlauf wird dann in einem Referenzzyklus vorgegeben, wobei die Zelle nach einem Zyklus (Laden, Entladen, Laden) um die gewünschte Kapazität entladen wird.



**Abbildung 4-4:** Schematischer Aufbau einer Klimabox

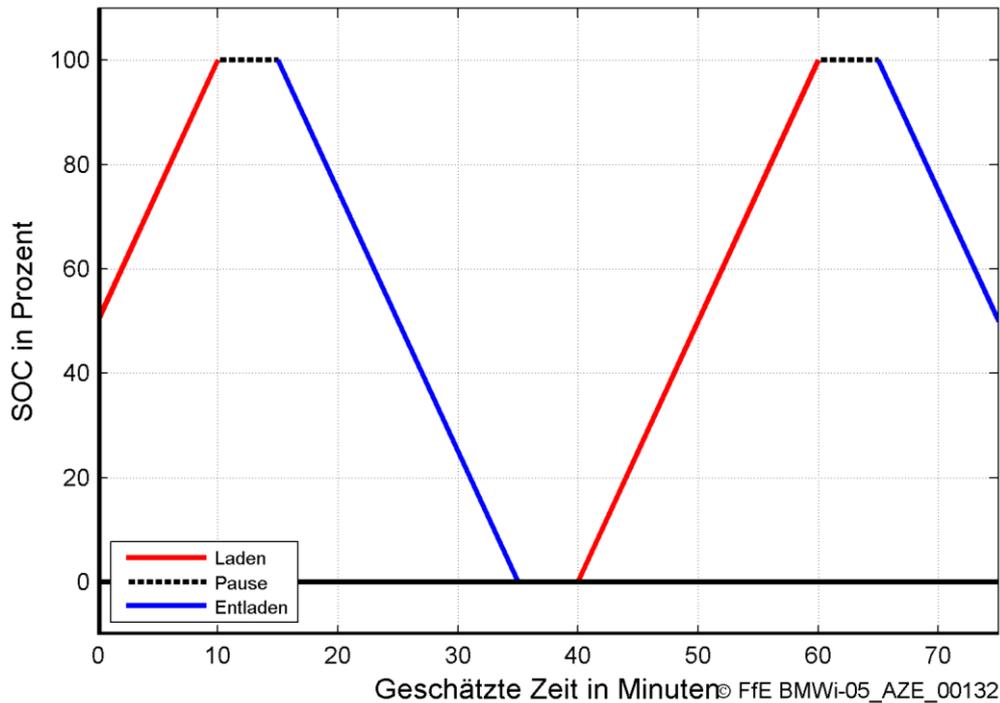
Die Zellen werden in der Klimabox elektrisch isoliert voneinander platziert. Dabei ist auf ausreichende Luftzirkulation zwischen den Zellen zu achten, was in diesem Fall durch einen Lüfter in jeder Box gewährleistet ist.

Mittels eines Prognosetools zur Entwicklung der Zellalterung wird am Anfang jeder Woche für die kommende Woche ein Messplan generiert. Das Kriterium, damit eine Zelle wieder am Prüfstand gemessen wird, ist entweder eine prognostizierte Alterung von 2 % zwischen den Messpunkten oder eine vergangene Zeit von 120 Tagen seit der vorherigen Messung.

Die zu messenden Zellen werden zunächst der Klimabox entnommen und auf Raumtemperatur (20°C) klimatisiert. Danach wird jede Zelle einzeln am ATGB-Zellenprüfstand zyklisiert. Dabei wird unter anderem die maximal entnehmbare Kapazität gemessen, woraus sich der SOH der Zelle bestimmen lässt.

#### **4.1.3 Methodik**

Zur Beginn der Messreihe wird die Kapazität der Zelle überprüft. Dafür wird der folgende Messzyklus (vgl. Abbildung 4-5) verwendet.



**Abbildung 4-5:** Verlauf des Messzyklus zur Kapazitätsbestimmung bei der Messung der kalendrische Messung

Beschreibung des Messzyklus:

- Der Messzyklus zur Kapazitätsbestimmung in Abbildung 4-5 startet mit einem Ladevorgang bei einer Stromstärke von 3 C, bis die Zelle vollständig geladen ist.
- Die Zelle ruht 5 Minuten
- Vollständige Entladung bei einer Stromstärke von 3 C. Dabei wird die maximale Entladekapazität  $C_{max,ela}$  gemessen.
- Die Zelle ruht 5 Minuten
- Vollständige Ladung bei einer Stromstärke von 3 C. Dabei wird die maximale Ladekapazität  $C_{max,lad}$  gemessen.
- Die Zelle ruht 5 Minuten
- Entladung bei einer Stromstärke von 3 C, bis der gewünschte SOC erreicht wird.

Die Zellen werden dann in der entsprechenden Klimabox gelagert.

Nach dem Ablauf der Lagerungszeit wird die Zelle temperiert, und der Messzyklus wird wiederholt. Der an diesem Punkt gemessene SOH ( $SOH_{Zelle}$ ) errechnet sich wie folgt:

$$SOH_{Zelle} = \frac{C_{max,ent}}{C_N} \quad \text{Formel 7}$$

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

Die Potenzfunktion eignet sich am besten, um den Verlauf der Alterung darzustellen. Sie wird wie folgt beschrieben.

$$SOH_{Zelle}(t) = A \cdot (B + t)^C \quad \text{Formel 8}$$

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

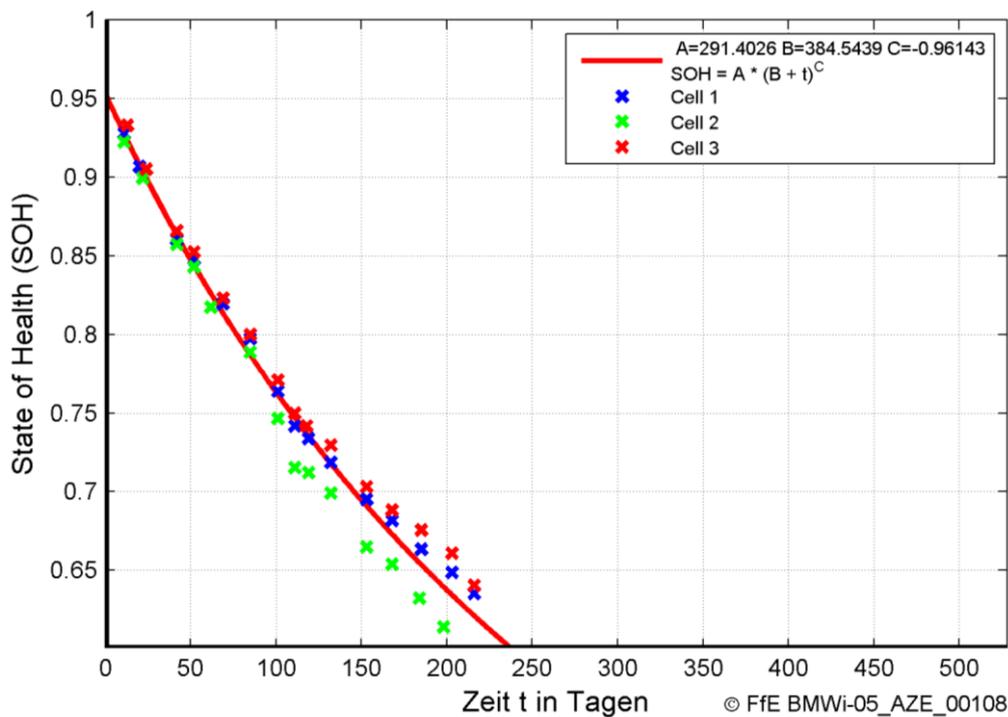
$$SOH_{Zelle}(t) = A + B \cdot t \quad \text{Formel 9}$$

Die Parameter A, B und C wird bei der Potenzfunktion als auch bei der linearen Funktion durch ein Optimierungsverfahren bestimmt, so dass der Fehler zwischen Funktion und Messergebnissen nach der Methode der kleinsten Quadrate am geringsten ist.

Die Ableitung dieser Funktionen entspricht der Alterungsgeschwindigkeit, welche im Rahmen von anderen, parallel laufenden Projekten für eine Batteriesimulation benutzt wird.

#### 4.1.4 Ergebnisse

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

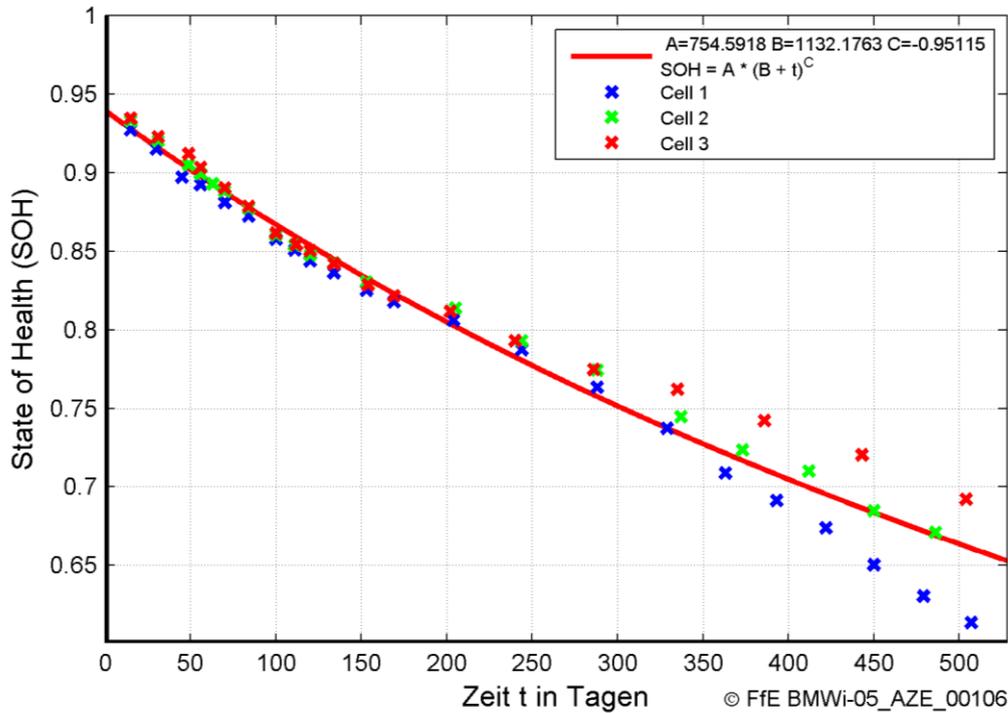


**Abbildung 4-6:** Messwerte und kalendarische Alterung bei 60°C und 100 % SOC

In **Abbildung 4-6** ist der Alterungsverlauf der Zellen bei 60°C und einem SOC von 100 % dargestellt. Der Verlauf wird durch die in der Abbildung angegebene Potenzfunktion angenähert.

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

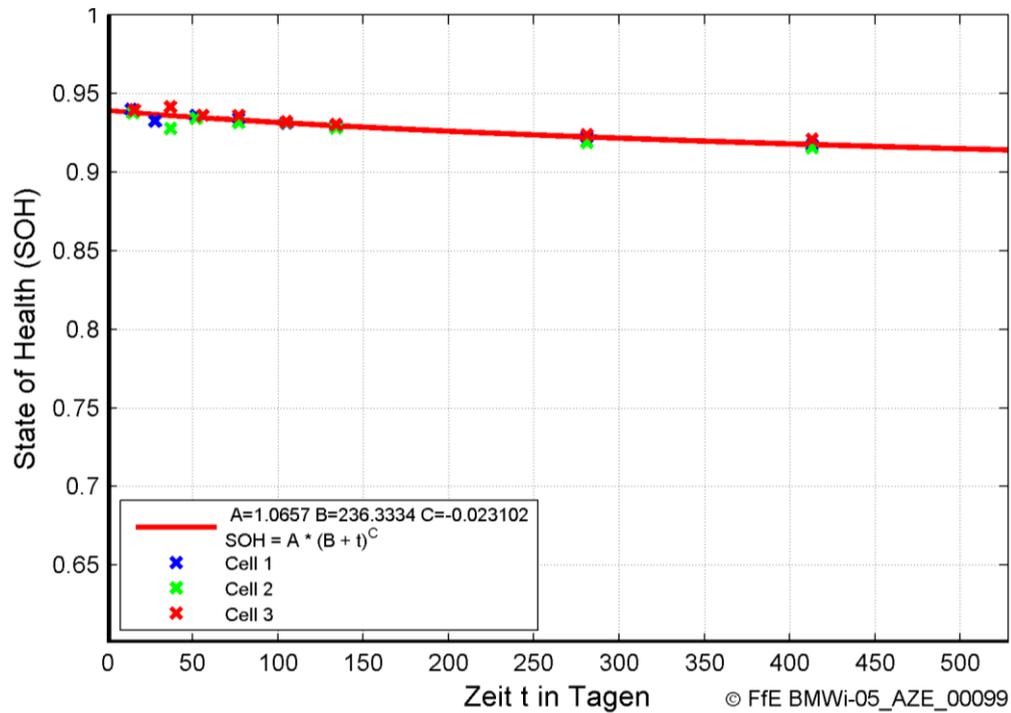
Werden die Zellen nicht im vollgeladenen Zustand, sondern stattdessen bei 10 % SOC gelagert, so altern sie gemäß **Abbildung 4-7**.



**Abbildung 4-7:** Messwerte und kalendarische Alterung bei 60°C und 10 % SOC

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

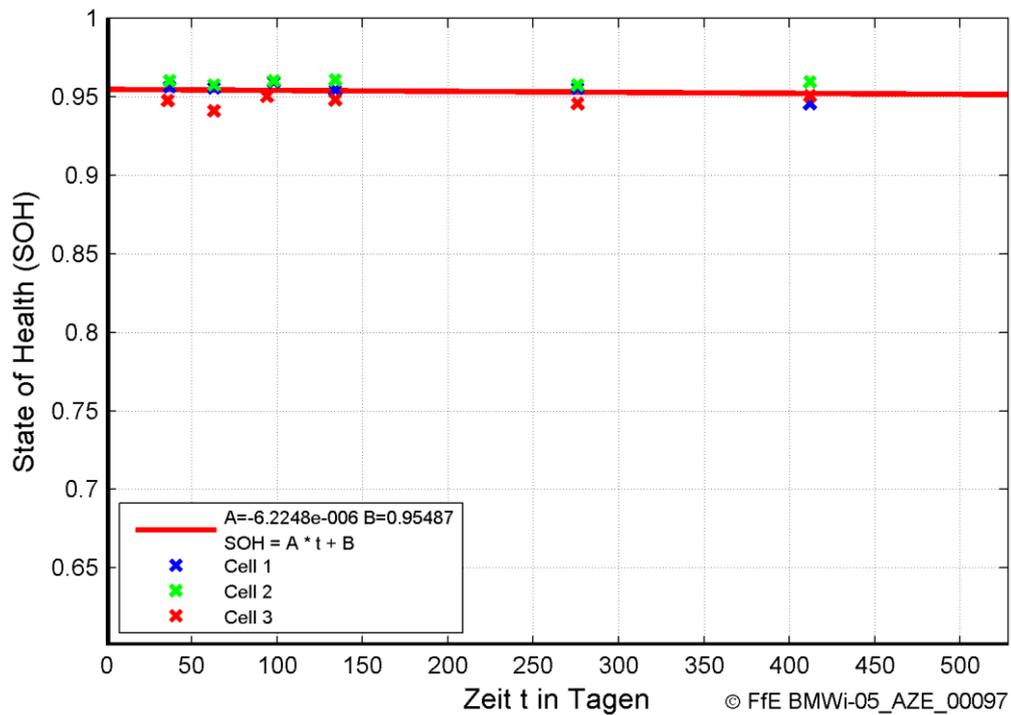
Bei 0°C Lagerungstemperatur verläuft die Alterung am langsamsten, gemäß **Abbildung 4-8**.



**Abbildung 4-8:** Messwerte und kalendarische Alterung bei 0°C und 100 % SOC

In Abbildung 4-8 ist die kalendarische Alterung bei einer Lagerungstemperatur von 0°C in vollgeladenem Zustand dargestellt. Die Messfrequenz wurde hierbei ab dem 150. Tag reduziert, weil die Alterung zwischen den Messpunkte insignifikant geworden war. Es ist zu erkennen, dass selbst nach einer Extrapolation auf 500 Tage der SOH nicht die 90 % Marke unterschreitet.

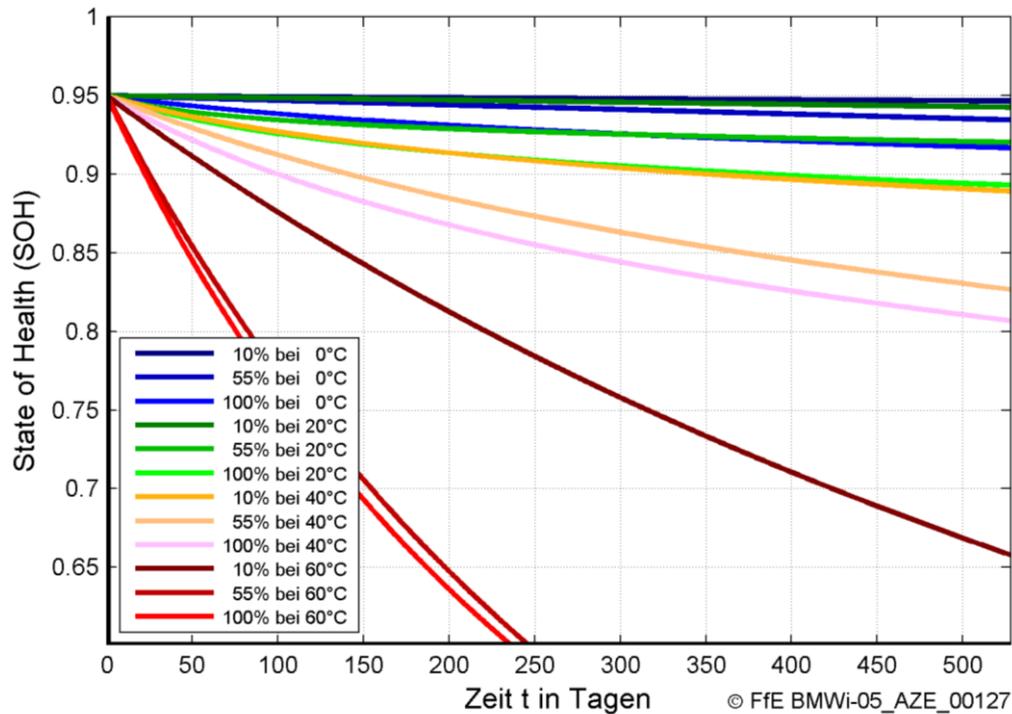
Bei einem Lagerungs-SOC von 10 % ist die Alterung sogar geringer als bei 100% (vgl. **Abbildung 4-9**).



**Abbildung 4-9:** Messwerte und kalendarische Alterung bei 0°C und 10 % SOC

Wie in **Abbildung 4-9** zu erkennen ist, ist die Alterung bei gering geladenen Zellen und 0°C vernachlässigbar.

Die Messungen bei Lagerungstemperaturen von 20°C und 40°C sowie bei einem Lagerungs-SOC von 55 % führten ebenfalls zu Ergebnissen in der geforderten Qualität. Im **Abbildung 4-10** sind alle Alterungskurven zusammengeführt.



**Abbildung 4-10:** *Kalendarische Alterung aller Hauptpunkte*

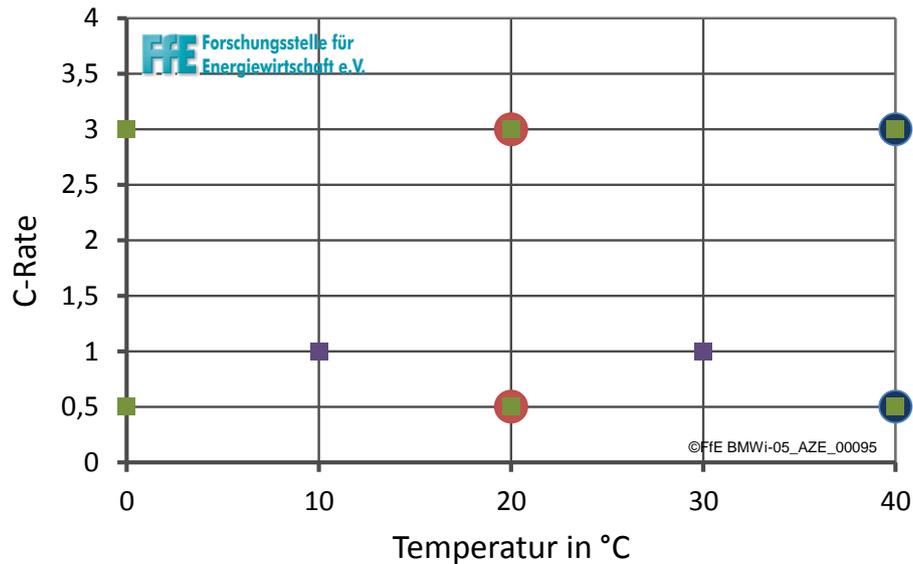
Wie in **Abbildung 4-10** zu erkennen ist, altern die Zellen mit zunehmender Lagerungstemperatur und zunehmendem SOC.

## 4.2 Ermittlung der Alterung durch Zyklisieren

### 4.2.1 Messplan

Die in diesem Projekt durchgeführten Messungen unterlagen einem mehrmals modifizierten Messplan. Der Plan musste zunächst wegen Verspätungen im Bereich der anzupassenden Messinfrastruktur und später wegen des Ausfalls der ursprünglichen Batterie verändert werden. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse wurden allerdings konsequent in die neuen Planungen aufgenommen.

Die Messungen für die Alterung durch Zyklisierung wurden sowohl auf Zellen- als auch auf Batterieebene durchgeführt.



**Abbildung 4-11:** Messmatrix für die Zyklenfestigkeit im Rahmen der Batteriemessung

An den in **Abbildung 4-11** dargestellten Messpunkten werden mit zwei Green-Road Batterien (Runde Punkte) und mit einzelnen Zellen (viereckige Punkte) Messungen durchgeführt. Die Messungen bei 1 C (Lila) dienen als Validierungspunkte.

Die Hauptpunkte (bei 0,5 C und 3 C) bei den Zellenmessungen werden mit jeweils 3 Zellen gemessen, welche gleichzeitig, in Serie geschaltet, in einem Zellenprüfstand zyklisiert werden. Nach 200 durchlaufenen Zyklen mit einer DOD von 100 % wird die Kapazität der Zellen einzeln mit einer Standardprozedur ermittelt. Diese Standardprozedur sieht 10 Zyklen bei 20°C und 3 C mit 30 Minuten langen Pausen zwischen den Lade- und Entladevorgängen vor.

Die Alterungszyklen werden mit einer Entladetiefe von 100 % durchgeführt. Die Pausen zwischen Laden und Entladen bzw. Entladen und Laden werden abhängig von der Zelltemperatur so gewählt, dass die gewünschte Zelltemperatur während der Messphase gehalten werden konnte.

Aus Sicherheitsgründen werden die Lade- und Entladegrenzen bei den Batteriemessungen anders definiert als bei den Zellen. Dabei wird die Ladeschlussspannung der Batterie um 2 % reduziert und die Entladeschlussspannung um 18 % erhöht. Diese Verengung der Spannungsgrenzen beeinflusst die Kapazität der Batterie, und reduziert diese um ca. 1,5 %.

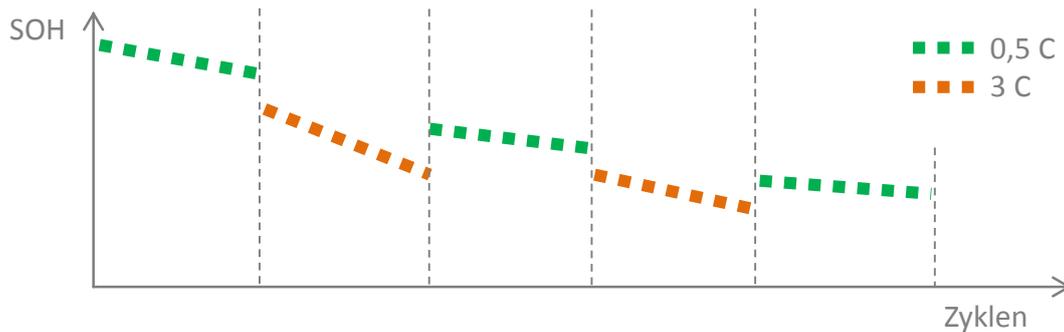
#### 4.2.2 Messaufbau

Die Zellen werden in Klimaboxen (siehe Kapitel 4.1.2) gelagert und gleichzeitig zyklisiert.

Die Batteriemessungen werden mit den in Kapitel 2.1 beschriebenen Prüfständen der Firmen Kratzer und Digatron zyklisiert. Die Batterien werden dabei bei konstanten Temperaturen gelagert, entweder im Prüfcontainer (bei 40°C) oder in der Batterieklimakammer (bei 20°C).

### 4.2.3 Methodik

Bei den Batteriemessungen wurden die Prüflinge zunächst bei jeweils 20°C und 40°C mit 0,5 C (vgl. **Abbildung 4-12**, grüne Kurve) 8 Wochen lang zyklisiert. Nach der ersten Zyklisierungsphase wurde der Innenwiderstand gemessen. Anschließend wurde eine weitere Zyklisierungsphase bei 3 C (orangene Kurve) für 4 Wochen durchgeführt - abermals mit Messung des Innenwiderstands. Diese Prozedur wurde zwei Mal wiederholt. Als letztens wurde eine kurze 0,5 C Zyklisierungsphase durchgeführt, sodass jede Batterie mindestens 7 Monate lang zyklisiert wurde.



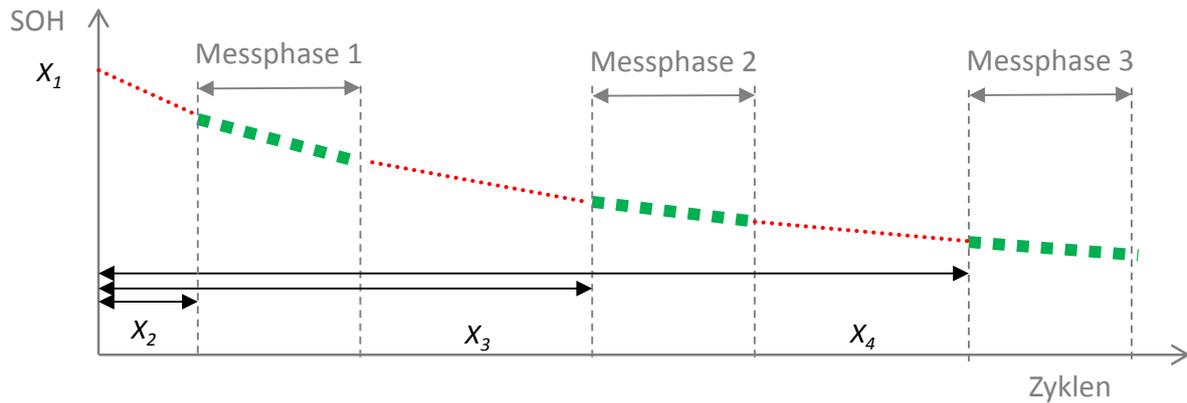
**Abbildung 4-12:** Schematischer Verlauf der Messungen mit den Green-Road Batterien

Vor ihrer Auswertung müssen die Messdaten zunächst wie folgt aufbereitet werden.

#### Messungen bei 0,5 C

Zunächst werden die 0,5 C Messungen alleine betrachtet. Aus ihnen lässt sich ein numerisch zu lösendes Optimierungsproblem ableiten.

Die erste Optimierungsvariable ist die vor Beginn der Zyklisierungen theoretische Kapazität der Batterie ( $X_1$  vgl. **Abbildung 4-13**). Sie entspricht nicht der Nennkapazität, da einerseits die Batterie zu diesem Zeitpunkt bereits mehrere Zyklen durchlaufen hat (z. B. während der Formierung) und da andererseits der Zeitraum von Produktion bis Messbeginn bereits zu kalendarischer Alterung geführt hat. Die Anfangskapazität der Batterien betrug 33,85 Ah, 0,65 Ah niedriger als die theoretische Nennkapazität. Um die erste Messphase in der X-Achse einordnen zu können, muss also eine entsprechende Zyklenzahl gefunden werden, die zu einer Annäherung der Messphase an den Verlauf der Alterungsfunktion führt. Dieser Wert wird durch die Optimierungsvariable  $X_2$  repräsentiert.



**Abbildung 4-13:** Schematischer Verlauf der Messungen mit den Green-Road Batterien

Der Hersteller A123 gibt an, dass der Gradient der Alterung schon in den ersten 100 Zyklen um das 40-fache abnimmt [AS-01 10]. Auch aus [JPS-01 10] ist bekannt, dass die Alterungsrate zu Beginn maximal ist und erst allmählich abnimmt. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, diesen anfänglichen Kapazitätsverlust nicht zu vernachlässigen und die theoretische Anfangskapazität  $X_1$  wie die theoretische Zyklenzahl vor Beginn der Messungen ( $X_2$ ) rechnerisch zu ermitteln.

In Abbildung 4-13 werden ebenfalls die Optimierungsvariablen  $X_3$  und  $X_4$  dargestellt. Die Anzahl an Zyklen während der 3 C Messungen entspricht nicht der Anzahl an Zyklen, die bei 0,5 C theoretisch durchlaufen worden wären. Diesem Umstand wird durch die Optimierungsgrößen  $X_3$  und  $X_4$  Rechnung getragen, die für diese theoretischen Zyklenzahlen repräsentieren.

Die Alterung durch Zyklieren kann als Funktion der aktuellen SOH-, Temperatur- und Strom-Werte betrachtet und gemäß **Formel (10)** beschrieben werden.

$$SOH_Z = f(SOH, T, I) = 100\% - B(I) \cdot e^{-\frac{E_a(I)}{R \cdot T}} \cdot Ah(SOH)^Z(I) \quad \text{Formel (10)}$$

mit

$SOH_Z$  [%]: Zyklenfestigkeit, Alterungsverlauf  
 $B$ : Einheitsloser Faktor  
 $E_a$  [J/mol]: Aktivierungsenergie  
 $Ah$  [Ah]: Geflossene Ampere-Stunden  
 $Z$ : Einheitsloser Exponent

Gemäß dem Arrhenius'schen Gesetz (**Formel (11)**) steigt die Reaktionsgeschwindigkeit  $k$  mit steigender Temperatur [IRV-01 06], [WEN-01 99].

$$k = k_0 \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \quad \text{Formel (11)}$$

In Formel (11) beschreibt das Arrhenius'sche Gesetz den Einfluss der Temperatur auf die Alterung. Die Alterung ist zudem gemäß einer Wurzelfunktion von der Zyklenzahl,

indirekt ausgedrückt durch die durchflossene elektrische Ladung in Ah, abhängig. Der Exponent  $Z$  hat dabei einen Wert im Bereich von ca. 0,5.

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

$$(1) \quad SOH(0) = X_1$$

$$(2) \quad SOH(X_2) = SOH_{X_2, \text{Messwert}}$$

$$(3) \quad SOH(X_2 + \text{Zyklen}_{\text{Messperiode } 1}) = SOH_{(X_2 + \text{Zyklen}_{\text{Messperiode } 1}), \text{Messwert}}$$

(4 bis 7) Schritte (2) und (3) für die zweite und dritte Messphase.

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

### Messungen bei 3 C

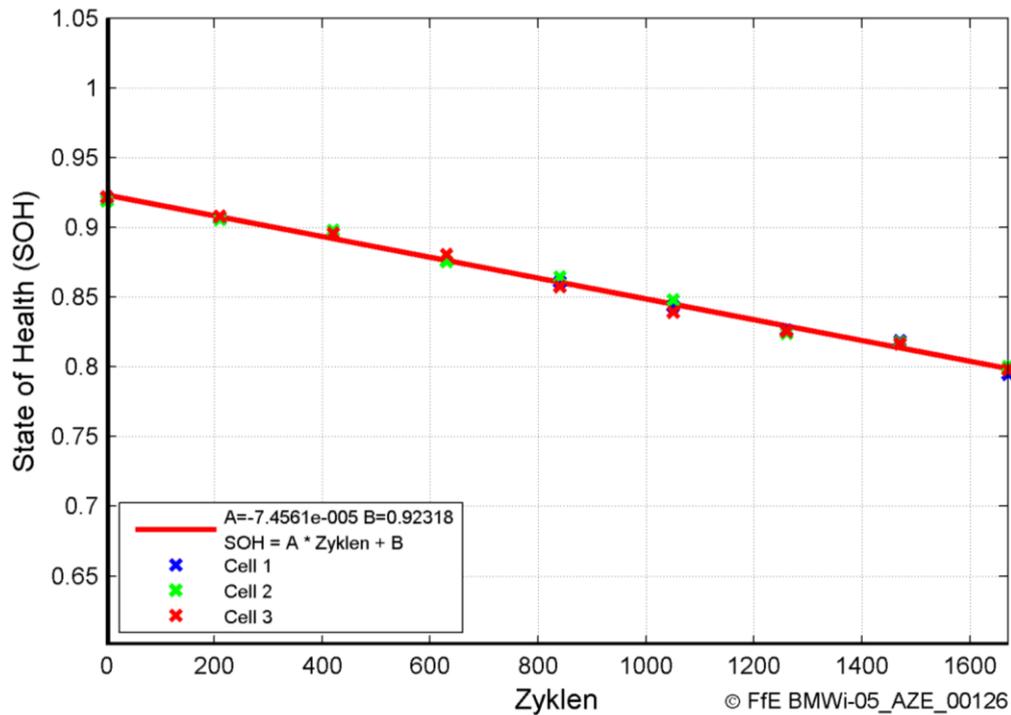
Bei den 3 C Messungen wurden lediglich zwei Messphasen durchgeführt. Dabei führt der größere Strom gemäß dem Peukert-Effekt zu einer geringeren Kapazität als bei 0,5 C. Aus diesem Grund werden die gemessenen Kapazitäten auf 0,5 C umgerechnet. Die Kapazität am Anfang jeder 3 C Messphase (Mittelwert aus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

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

### 4.2.4 Ergebnisse

#### Zellenmessungen

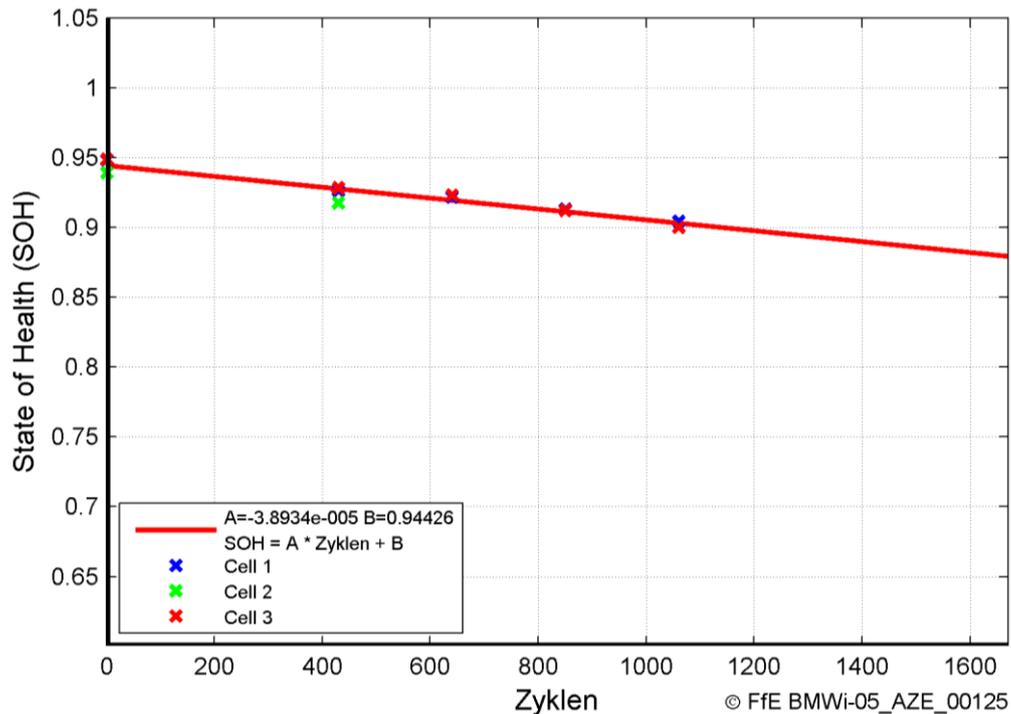
Nachfolgend werden die Messergebnisse zur Zyklenfestigkeit von Zellen dargestellt. **Abbildung 4-14** stellt die Messungen bei einer Zyklierungstemperatur von 40°C und einer Stromstärke von 3 C dar.



**Abbildung 4-14:** Messwerte und Alterung bei Zyklisierung mit 40°C und 3 C

Der in Abbildung 4-14 dargestellte Alterungsverlauf wurde linear interpoliert. Die Alterungsgeschwindigkeit (Steigung der rote Kurve, Parameter A) bei dieser Messung beträgt -0,074 ‰ SOH pro Zyklus. Bei dieser Alterungsrate wird die 80 % SOH-Marke nach ca. 1.600 Zyklen erreicht.

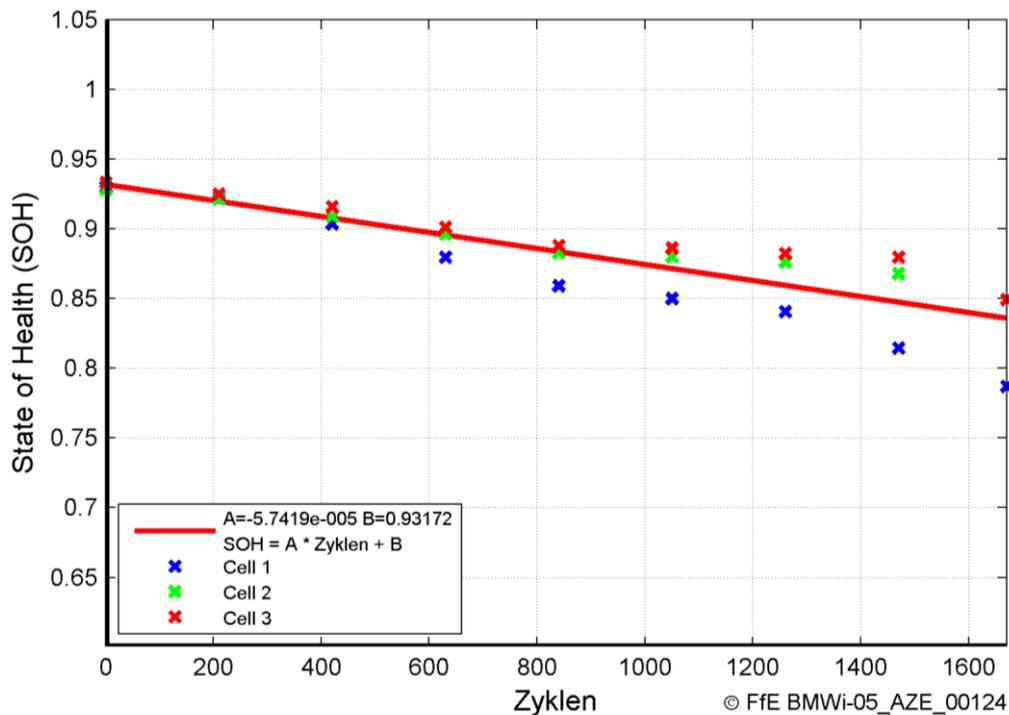
Bei einer Reduzierung des Stroms auf eine C-Rate von 0,5 C verringert sich die Alterungsrate um die Hälfte auf -0,039 ‰ SOH pro Zyklus (vgl. **Abbildung 4-15**).



**Abbildung 4-15:** Messwerte und Alterung bei Zyklisierung mit 40°C und 0,5 C

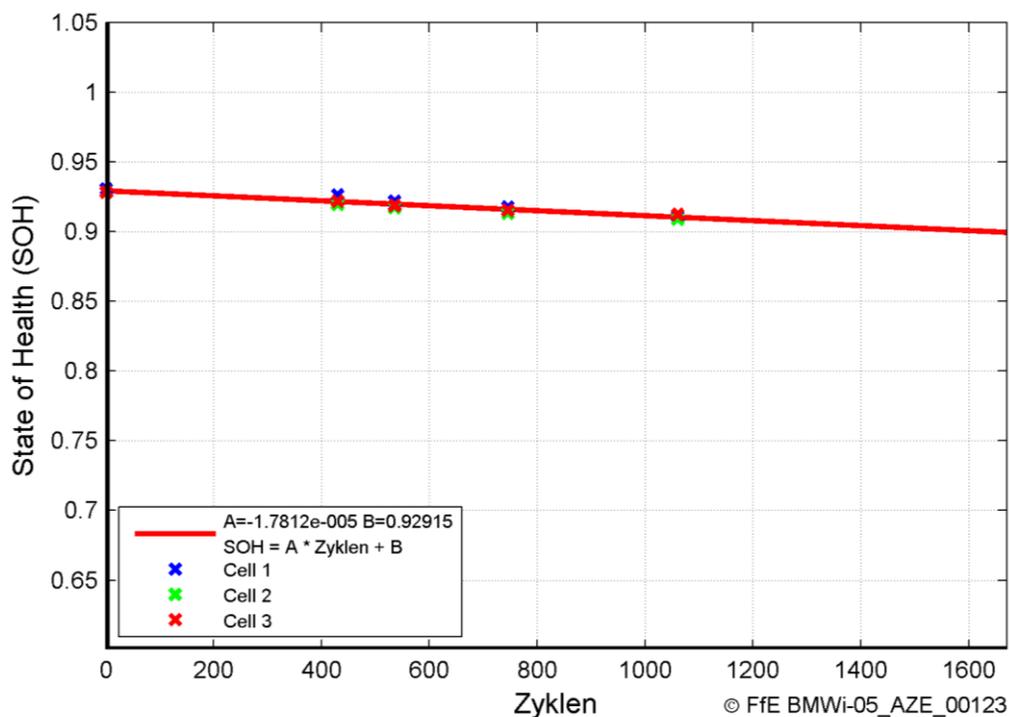
In **Abbildung 4-15** ist zu erkennen, dass die Messwerte sehr eng bei der interpolierten Kurve liegen, was zum einem auf eine einheitliche Herstellung der Zellen und zum anderen auf die Güte der Messungen zurückzuführen ist. Aufgrund der geringeren Anzahl an durchgeführten Zyklen ist das Extrapolieren der Kurve notwendig, um die verschiedenen Alterungsraten durch Zyklisieren bei unterschiedlich gewählten Strömen mit derselben Skala vergleichen zu können. Bei 0,5 C werden grundsätzlich weniger Zyklen als bei 3 C durchlaufen, da aufgrund des geringeren Stromes Lade- und Entladevorgänge mehr Zeit benötigen. Dementsprechend ergibt sich bei identischen Messzeiträumen der beschriebene Unterschied der Zyklen durchläufe.

Eine Verringerung der Temperatur auf 20°C bewirkt generell eine langsamere Alterungsgeschwindigkeit je C-Rate. Z. B. wurde bei einer Temperatur von 20°C und einer Stromstärke von 3 C eine Alterungsgeschwindigkeit von -0,057 ‰ SOH pro Zyklus gemessen (vgl. **Abbildung 4-16**).



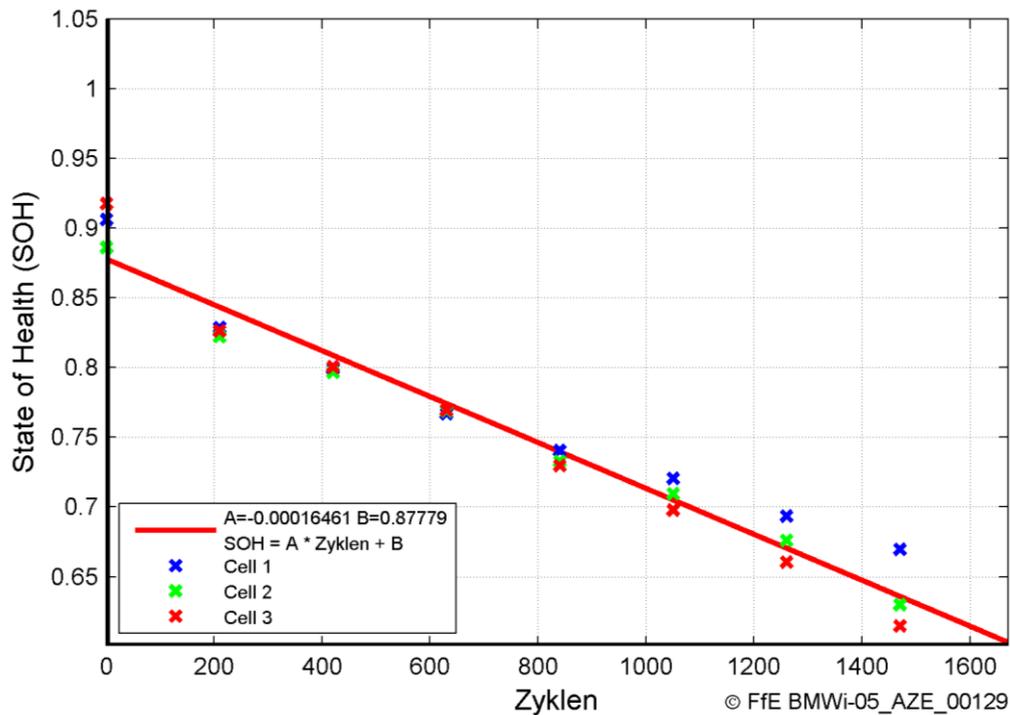
**Abbildung 4-16:** Messwerte und Alterung bei Zyklierung mit 20°C und 3 C

Bei einer Stromstärke von 0,5 C und 20°C verringert sich die Alterungsrate auf -0,018 ‰ SOH pro Zyklus (vgl. **Abbildung 4-17**).



**Abbildung 4-17:** Messwerte und Alterung bei Zyklierung mit 20°C und 0,5 C

Die Alterungsrate bei den Messungen mit 3 C und 0°C ist mit -0,165 ‰ SOH pro Zyklus die höchste aller Messungen (vgl. **Abbildung 4-18**).



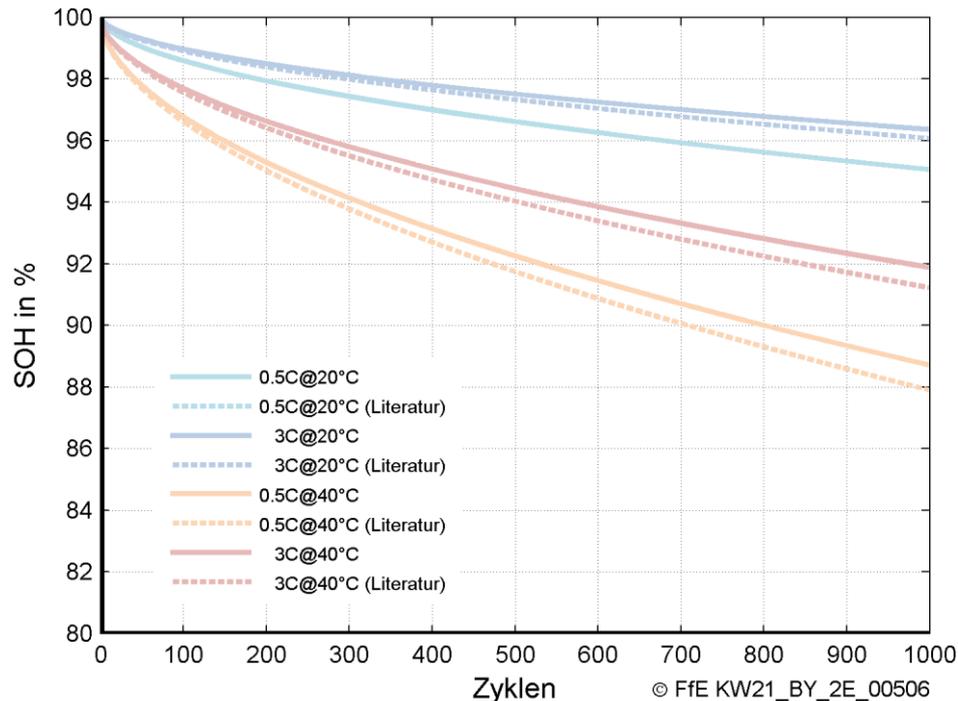
**Abbildung 4-18:** Messwerte und Alterung bei Zyklisierung mit 0°C und 3 C

Wie in Abbildung 4-14 bis Abbildung 4-18 zu erkennen ist, altern alle drei Zellen bei 0°C deutlich schneller als bei 20°C und 40°C. Beim Zyklisieren um den Gefrierpunkt findet eine stärkere Schädigung der Zellen aufgrund gradueller Zerstörung des Elektrolyts statt.

Bei normalem Einsatz in einem Elektrofahrzeug tritt dieser Effekt nur selten auf. Zwar kann die Temperatur der Zellen auch hier bei Fahrtbeginn unterhalb von 0°C liegen. Allerdings steigt sie – bedingt durch thermische Verluste und ggf., die Klimatisierung des Fahrzeugsinnenraumes – zügig über diese Marke. Die Zeit, die unter realen Bedingungen unterhalb 0°C gefahren wird, ist normalerweise gering. Dennoch wird dieser Problematik in der Praxis durchaus Rechnung getragen, indem in sehr kalten Regionen Elektroautos auch mit einer Standheizung für die Batterie ausgestattet werden.

### Batteriemessungen

Für die im Rahmen des Projekts durchgeführten Messungen soll nachfolgend die Alterung der Batterie in Abhängigkeit der Zyklen dargestellt werden (vgl. **Abbildung 4-19**).



**Abbildung 4-19:** *Alterungsverlauf der Green-Road-Batterie bei einer Temperatur von 20°C und 40°C und Stromstärken von 0,5 C und 3 C im Vergleich mit dem Verlauf für Einzelzellen aus /JSP-01 10/*

Abbildung 4-19 stellt die gemessenen Alterungskurven für die Temperaturen 20°C und 40°C bei den Stromstärken 0,5 C und 3 C als interpolierte Funktionen über die Zyklenzahl dar. Als Vergleich zu den eigenen Messungen sind zusätzlich die Ergebnisse der Zellenmessungen (gleiche Zellen wie in den Green-Road-Batterien) von Wang et al. dargestellt /JSP-01 10/, wobei die Alterungskurven der Batteriemessungen etwas höher ausfallen. Dies liegt vermutlich an einer unterschiedlichen Version der Zellen. Die in /JPS-01 10/ gemessenen Zellen entsprechen einer älteren Version der im Rahmen dieses Projekts gemessenen Zellen. Trotzdem lässt sich eine sehr ähnliche Tendenz erkennen.

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

### 4.3 Durchgeführte Messungen

Im Rahmen der Batteriemessungen wurden folgende Maßnahmen erfolgreich durchgeführt:

- Messung der kalendarischen Alterung von Zellen
- Messung der Zyklfestigkeit von Zellen
- Messung der Zyklfestigkeit der Green-Road Batterien

### 4.4 Messprogramme

Die im Rahmen der Batteriemessungen entwickelten Programme, Regelungen und Algorithmen sind als erfolgreiches Ergebnis der durchgeführten Forschungsarbeiten ebenfalls anzuführen. Im Rahmen des Infrastrukturprogramms liefern auch diese Tools einen wichtigen Beitrag für einen effizienteren Betrieb des Analysezentrum für Elektromobilität an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

## 5 Erkenntnisse

### 5.1 Ausfall BMZ Batterie

Die Messung wurde am 29.12.2010 aufgrund eines Brandes in der BMZ Batterie nach ca. 60 Zyklen abgebrochen. Folgende wichtige Aussagen sind festzuhalten:

- Die mittlere Batterietemperatur wurde während des Zyklisierens auf ca. 20 °C konstant gehalten.
- Am 29.12.2010 wurde der Versuch aufgrund eines Batteriebrandes abgebrochen.
- Der Brand wurde kurz nach dem Entstehen ausgelöscht, da die Lüfter zu dieser Zeit mit 100 % ihrer Leistung betrieben wurden.
- Die Elektronikplatinen der Batterie sind sehr schnell - bedingt durch den Brand - ausgefallen.
- Die Batterie erlitt einen Totalschaden und wurde bereits entsorgt.

Es wurde eine vollständige Fehlerkettenanalyse durchgeführt. Daraus wurden einige Theorien erstellt, die die Ursachen des Ausfalls erklären. Jedoch lässt sich keine dieser Theorien mit absoluter Sicherheit bestätigen. Sie basieren auf der Annahme, dass eine der 2.700 Zellen der Batterie ausgefallen ist. Diese Annahme wurde vom Hersteller BMZ bestätigt. Dieser Vorfall löste eine Art „Kettenreaktion“ aus, die von steigender Temperatur und Strom getrieben wurde.

#### Versagen des BMS

Das Batteriemanagementsystem (BMS) diente hauptsächlich der Sicherheits-Überwachung und dem Balancieren der einzelnen Spannungsstufen im Akku. Durch das ständige Zyklisieren konnte das BMS die Batterie nicht mehr ausreichend balancieren, so dass die Spannungen auseinander drifteten. Daraus folgte, dass eine Zelle wegen Überladung geplatzt ist.

Ursache dafür war die falsche Dimensionierung des Balancingsystems. Dass es zum Ausfall gekommen ist, liegt wahrscheinlich daran, dass nicht überwacht wurde, ob das Balancing der verschiedenen Stufen abgeschlossen war.

Die Pausen zwischen den Zyklen wurden nach der Temperatur und der Stabilisierung der Akkuspannung festgelegt. Bei den neuen Batterien wird die Pausenlänge zusätzlich nach dem Status des Balancingsystems gesteuert.

Bereits vor dem Ausfall zeigte das BMS ein unerklärliches Verhalten, welches darauf hin deutet, dass die Software der Batterie fehlerhaft war. Es ist möglich, dass ein BMS-Steuersignal falsch programmiert wurde und über die ID der Spannung abgegeben wurde. Diese Vermutung wurde von BMZ abgewiesen. Leider wurden während dieser Testmessung nicht alle CAN Signale geloggt.

#### Temperaturunterschiede

Neben dem schwachen Balancingsystem wirkte sich die Tatsache negativ aus, dass die Temperaturunterschiede zwischen den Modulen zu unterschiedlichen Ladeschlussspannungen bei den Einzelzellen führten.

In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu erwähnen, dass die thermische Auslegung des Akkus von Anfang an nicht die Anforderungen erfüllt hat. Erst durch eine Umstellung der Kühlung von horizontaler auf vertikale Luftdurchströmung konnte die thermische Auslegung verbessert werden. Jedoch konnte das Problem der Temperaturdifferenzen zwischen den unteren und der oberen Module nicht gelöst werden.

### **Schwache Zelle**

Es ist nicht möglich festzustellen, warum genau diese eine Zelle aufgeplatzt ist. Noch schwieriger nachzuvollziehen ist die Tatsache, warum die Zelle einen elektrischen Kurzschluss verursachte. Es besteht Konsens, dass ein Zellendefekt wahrscheinlich ist. Das erklärt auch die Tatsache, warum nicht eine Zelle im wärmsten Modul (oben) versagt hat.

Es ist auch möglich, dass alle drei Effekte (schwaches BMS und Balancing, schlechtes thermisches Design und eine schwache Zelle) zum Ausfall beigetragen haben.

### **Erkenntnisse**

Aufgrund des Ausfalls und der Fehlerkettenanalyse ergaben sich eine Reihe von Erkenntnissen, in der endgültige Messplanung berücksichtigt wurde. Nachfolgend werden die wichtigsten Erkenntnisse aufgeführt:

- Die thermische Dimensionierung war nicht ausreichend seitens des Herstellers durchdacht. Die neuen Akkus ermöglichen einen deutlich höheren Kühlluftdurchsatz bei geringerem Druck.
- Das neue Balancingsystem kann höhere Balancing-Ströme führen, sodass das Balancing besser funktionieren sollte. Zudem wird das Balancing genauer überwacht.
- Die Temperaturmessung für die Sicherheit wird redundant aufgebaut.
- Bei Systemen mit CAN-Bus wird eine sicherere Implementierung im Prüfstand eingestellt.

Aufgrund des Ausfalls und der Fehlerkettenanalyse ergibt sich eine Reihe von Erkenntnissen, die nachfolgend im **Tabelle 5-1** aufgelistet werden. Wichtig ist, dass diese Erkenntnisse in der neuen Messplanung berücksichtigt wurden.

**Tabelle 5-1:** *Lessons Learned Batteriemessungen – Ausfall der BMZ Batterie*

Probleme/Fehler	Lessons Learned / Implementierung
Nicht ausreichende Auslegung des Kühlsystems aufgrund sehr kompakter Bauweise.	Die neuen Batterien verfügen über deutlich mehr Platz zwischen den Zellen. Die Batterien werden mit jeweils zwei 550W Gebläsen gekühlt. Aufgrund der sehr geräumigen Anordnung der Zellen wird der Luftdurchsatz sehr hoch sein, so dass die Temperaturunterschiede zwischen den verschiedenen Zellen minimal sein sollte.  (siehe Bild Aufbau des neuen Akkus in der PowerPoint Datei)
Balancingströme zu gering bzw. die Zeit für das Balancing war nicht ausreichend	Es werden die einzelnen Stufenspannungen genau überwacht und dadurch die Pausenlänge dynamisch angepasst.  Die Balancingströme des neuen BMS sind ebenfalls höher.
Es wurden nur CAN Temperaturen in der Sicherheitskette berücksichtigt, weil dies für die Programmierung und Flexibilität beim Entwickeln der Prüfabläufe von Vorteil war.	In der Zukunft werden zusätzlich zu den CAN Temperaturen auch weitere Temperatursensoren in die Sicherheitskette miteinbezogen.
Nach dem Ausfall sind die CAN-Signale eingefroren. Der Prüfstand wurde beim Anbinden des Akkus vom Hersteller (Kratzer Automation AG) so programmiert, dass fehlende Signale durch den letzten Wert überschrieben wurden. Aus diesem Grund ist die Sicherheitskette nicht angesprochen worden, als das BMS ausgefallen ist.	Es soll eine Überwachung des CAN im Prüfstand implementiert werden. Zusätzlich wird der Freeze nur auf die benötigte Länge (z.B. 10 Abtastungen) beschränkt werden. Nach dieser Zeit wird der aktuelle Wert vom CAN übernommen. Ist der Wert „not valid“, so soll eine Überwachung dies erkennen und den Versuch abbrechen.
Beim Ausfall ist das BMS beschädigt worden.	Bei den neuen Batterien ist das BMS außerhalb des Gehäuses. Dadurch soll es weniger anfällig sein. Das BMS wird unabhängig von der Batterie gekühlt.

Eine detailliertere Ausarbeitung sowie eine vollständige Fehlerkettenanalyse kann im Zwischenbericht zum Ausfall „AZE Batteriemessung Lessons Learned Batterieausfall“ / FFE-14 11/ gefunden werden.

## 5.2 Balancing Problem bei der GreenRoad Batterie

Wie in Kapitel 2.3.2 berichtet wurde, ist das BMS der Green Road Batterie ausgefallen. Die Erkenntnisse hieraus werden nachfolgend dargestellt.

### Grundsätzlicher Unterschied bei der Nutzung

Elektrofahrzeuge, bzw. Traktionsbatterien unterliegen einer grundsätzlich anderen Nutzung, als die in diesem Projekt durchgeführten Zyklen. Zum einen ist die Zyklen-Häufigkeit bei automobilen Anwendungen deutlich geringer. Zum anderen werden die Zyklen anders gefahren, vor allem werden andere Zyklientiefen durchgeführt. Im Rahmen von Alterungsmessungen müssen Kompromisse gefunden werden, und das Zyklisieren muss zeitlich komprimiert werden.

Das Hauptproblem war allerdings, dass das aktuelle BMS eine begrenzte Balancingleistung besitzen, die für das dauerhafte Zyklisieren nicht ausreicht. Trotz Pausen von 30 Minuten nach jedem Lade- und Entladevorgang drifteten die Zellen mit der Zeit auseinander.

Aus diesem Grund wurden für das Zyklisieren deutlich längere Pausen implementiert: zwischen 70 und 90 Minuten nach jedem Lade- und Entladevorgang. Dabei wurden die Spannungsverläufe überwacht.

### **Ausfall des BMS**

Es kann zu dem Ausfall der Balancingplatinen keine wissenschaftliche Erklärung gefunden werden. Zwar wurde das Balancing aufgrund der hohen Zyklusrate stark beansprucht, aber die Balancingströme wurden dadurch nicht größer. Dies resultiert aus der Sicherheitslogik des BMS. Wären die Spannungen der Zellen stark unterschiedlich, hätte das BMS mit einer Fehlermeldung den Strom der Batterie unterbrochen.

Nachdem die Platinen ersetzt wurden, liefen die Messungen weiter.

## 6 Literaturverzeichnis

- AS-01 10 A123 Systems, Inc.: Lithium Ion Cell ANR26650M1-A, technical data. Waltham, MA, USA, 2010
- ASYS-01 06 High Power Lithium Ion ANR26650M1. Watertown: A123Systems Inc. 1, 2006
- BRD-01 09 Nationaler Entwicklungsplan - Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- DAH-01 06 Dahmen, W.; Reusken, A.: Numerik für Ingenieure und Naturwissenschaftler. Berlin: Springer Verlag, 2006
- DGS-01 07 Engel, Tomi: Plug-in Hybrids - Studie zur Abschätzung des Potentials zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im PKW-Verkehr bei verstärkter Nutzung von elektrischen Antrieben im Zusammenhang mit Plug-in Hybrid Fahrzeugen. München: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., DGS, 2007
- DIW-02 10 Schill, Wolf-Peter: Elektromobilität: Kurzfristigen Aktionismus vermeiden, langfristige Chancen nutzen in: Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 27-28/2010. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 2010
- FFE-31 07 Blank, Tobias: Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2007
- FFE-20 10 Farman, Alireza: Erstellen eines messtechnisch gestützten Modells zur Berechnung der kalendarischen Alterung von LiFePO<sub>4</sub>-Batterien - Diplomarbeit. München: Hochschule München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2010
- FFE-34 10 Mezger, Tomás: Analysezentrum Elektromobilität (AZE) - laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2011
- FFE-14 11 Mezger, Tomás; Nobis, Philipp: AZE Batteriemessung Lessons Learned Batterieausfall. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2011
- FFE-15 11 Köll, Lorenz Dipl.-Ing.; Mezger, Tomás Dipl.-Ing.: AZE Fahrzeugmessungen Zwischenbericht. München: Ffe e.V., 2011
- GER-01 08 Gerschle, Jochen B.: Ortsaufgelöste Batteriealterungsmodelle für Lithium-Ionen-Batterien. Aachen: RWTH Aachen, Institut für Stromrichter-technik und Elektrische Antriebe (ISEA), 2008
- HERB-01 10 Herb, Frieder: Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen. Ulm: Universität Ulm, 2010
- IRV-01 06 Jossen, Andreas; Weydanz, Wolfgang: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Untermeitingen: Inge Reichardt Verlag, 2006

- JPS-01 10 Wang, John et al.: Cycle-life model for graphite-LiFePO<sub>4</sub> cells in: Journal of Power Sources. Malibu: Elsevier B.V., 2010
- MC-01 09 Claus, Maximilian: Master-Seminar, Lithium-Ionen-Akkumulatoren für den Automotive-Bereich. 2009
- MGH-01 02 Linden, David; Reddy, Thomas B.: Handbook of Batteries. New York, USA: McGraw-Hill, 2002
- PSI-01 05 Vetter, J.; Nývák, P.; Wagner, M.R.: Ageing mechanisms in lithium-ion batteries in: Journal of Power Sources, V. 147, pp.269-281. Amsterdam: Elsevier B.V., 2005
- REV-01 05 Reva GmbH; Lithium Batterien - Grundlagen, Ladeverfahren, Alterung und Batteriepacks. Wernau, 2005
- ROSCH-01 10 Roscher, Michael Andreas: Zustandserkennung von LiFePO<sub>4</sub>-Batterien für Hybrid- und Elektrofahrzeuge. Aachen: TU Aachen, 2010
- TI-01 05 Barsukov, Yevgen: Battery Cell Balancing: What to Balance and How. : Texas Instruments, 2005
- TIL-01 09 Tillmetz, Prof. Dr. Werner: Batterien und Brennstoffzellen für die Elektromobilität. Baden-Württemberg: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 2009
- ULT-01 05 Ultralife Batteries, Inc.: Transportation Regulations for Lithium, Lithium Ion and Polymer Cells and Batteries. Newark, NY, USA, 2005
- VEZ-01 09 Vezzini, Andrea: Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Technische Möglichkeiten heutiger Batterien. 2009
- WEN-01 99 Wenzl, Heinz: Batterietechnik - Optimierung der Anwendung - Betriebsführung - Systemintegration. Renningen-Malmsheim: expert verlag, 1999
- WIN-01 98 Winter, Martin; Besenhard, Jürgen O.; Spahr, Michael E.; Novák, Patr: Insertion Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries in: Advanced Materials. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH, 1998
- WHIT-01 04 Whittingham, M. Stanley: Lithium Batteries and Cathode Materials in: Chem. Rev. 2004, 104. New York: American Chemical Society, 2004