

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

**efzn**

Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen



TU Clausthal

# Modulare Hochleistungsbatterie- systeme in Verbindung mit Schnellladetechnik (MoBat)

Abschlussbericht

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

Band 75



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 75

Das EFZN ist ein gemeinsames  
wissenschaftliches Zentrum der  
Universitäten:



TU Clausthal



GEORG-AUGUST-UNIVERSITÄT  
GÖTTINGEN



Leibniz  
Universität  
Hannover





---

# Modulare Hochleistungsbatteriesysteme in Verbindung mit Schnellladetechnik (MoBat)

Abschlussbericht

---

Laufzeit des Verbundprojektes

01.11.2016 bis 31.07.2020

---

Förderkennzeichen

03ET6107A-F

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET6107A-F gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

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

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2022

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2022

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

[www.cuvillier.de](http://www.cuvillier.de)

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

1. Auflage, 2022

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-7657-3

eISBN 978-3-7369-6657-4



---

## Projektleitung und Herausgeber

**Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck**

Technische Universität Clausthal/ Institut für Elektrische Energietechnik (IEE) und Forschungszentrum Energiespeichertechnologien der TU Clausthal (EST)

## Teilprojektleitung

**Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck**

Technische Universität Clausthal/ EST

*Bezeichnung Teilvorhaben: Evaluation und Test von Ladealgorithmen sowie Lebensdaueruntersuchungen von Hochleistungsbatteriesystemen*

**Dr. rer. nat. Antonio Nedjalkov**

Fraunhofer-Institut für Nachrichtentechnik, Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut

Faseroptische Sensorsysteme (HHI-FS)

*Bezeichnung Teilvorhaben: Faseroptisches Batteriemanagementsystem*

**Timo Staubach**

Schunk Transit Systems GmbH

*Bezeichnung Teilvorhaben: Sichere Schnellladetechnik*

**Marc Dinse**

Stöbich technology GmbH

*Bezeichnung Teilvorhaben: Passive Sicherheitssysteme für wassergekühlte, modulare Lithium-Batteriemodule in mobilen Anwendungen*

**Stephan Böddeker**

Wolfsburg AG

*Bezeichnung Teilvorhaben: Übertragbarkeit und Wirtschaftlichkeit für konkrete Anwendungen*

**Dr.-Ing. Björn Eberleh**

AKASOL AG

*Bezeichnung Teilvorhaben: Entwicklung, Aufbau und Optimierung eines modularen Hochleistungsbatteriesystems*



---

## **Bearbeiter und Autoren:**

### **Forschungszentrum Energiespeichertechnologien der Technischen Universität Clausthal**

Dipl.-Ing. Alexander Oberland (Redakteur)

Marcel Thiele, M.Sc.

### **Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut**

Dr. rer. nat. Antonio Nedjalkov

Dr.-Ing. Christian Kelb

### **Schunk Transit Systems GmbH**

Nils Heieis, M.Sc.

Timo Staubach, M.Sc.

Juri Eva, M.Sc.

### **Stöbich technology GmbH**

Dr.-Ing. Markus Masur

Marc Dinse, M.Sc.

### **Wolfsburg AG**

Dipl.-Ing. Annelore Burggraf

Nicole Gronert

### **AKASOL AG**

Dr.-Ing. Björn Eberleh

Dipl. Id. M. Eng. Attilia Kiss

## Einleitung

Der Einsatz von Batteriesystemen in Fahrzeugen für Industrieanwendungen und zum Transport von Personen sowie Gütern, welcher ein hohes Maß an Leistungs- und Energiedichte voraussetzt, war zentraler Untersuchungsgegenstand im Projekt Modulare Hochleistungsbatteriesysteme in Verbindung mit sicherer Schnelladetechnik (MoBat). Den Anstoß zum im Bericht dargestellten Projekt gab unter anderem das im Juni 2016 beendete Projekt *Batterieelektrische Schwerlastfahrzeuge im „intelligenten“ Container-terminalbetrieb* (BESIC), welches vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wurde. Ziel dieses Projektes war es, ein bisher mit Bleibatterien betriebenes Schwerlastfahrzeug mit Lithium-Batterien zu versehen. (Wulff et al.)

Aus der Analyse der Feldversuchsdaten aus dem Projekt BESIC geht hervor, dass die Fahrzeuge mit Lithium-Batterien im Stande sind ungefähr einen Tag pro Batterieladung zu fahren. Bei zwei Batterien für ein Fahrzeug würde dies dazu führen, dass die beiden Batterien pro Betriebsjahr ungefähr 180 Vollzyklen durchlaufen. Moderne Batteriesysteme wiesen jedoch bereits zum Zeitpunkt der Antragsstellung MoBat eine Lebensdauer von mehr als 2000 Vollzyklen auf. Für die untersuchte Anwendung im Projekt BESIC entspricht dies einer Lebensdauer von mehr als 10 Jahren, was außerhalb des Betrachtungszeitraumes eines Fahrzeugherstellers für Industrieanwendungen liegt und somit nicht von betriebswirtschaftlichem Interesse ist. Die gleiche Situation ergäbe sich ebenso, wenn hochwertige Batterien mit einer Lebensdauer von 6000 Vollzyklen in Fahrzeugen mit einer Lebensdauer von 10 Jahren verbaut würden, die mögliche Lebensdauer der Batterie würde lediglich zu 30 % genutzt.

Um die Nutzung von Lithium-Batterien in den genannten Bereichen zu ermöglichen, müssen ökonomisch vertretbare Konzepte in Konkurrenz zu bestehenden Lösungen betrachtet werden. Dazu wurde in MoBat ein alternatives Konzept im Bereich der Personenbeförderung betriebswirtschaftlich untersucht. Die technischen Voraussetzungen, die zur Umsetzung solcher Konzepte betrachtet werden müssen, stellten ebenso einen zentralen Gegenstand der Untersuchungen dar. Dazu zählt beispielsweise die Schnellladung von Lithium-Batterien sowie die dafür benötigten technischen Systeme und Voraussetzungen. Für die Realisierung eines sicheren Betriebes wurden die Ladetechnik, Sensorik und die Implementierung in ein Gesamtsystem im Projekt untersucht. Beteiligt waren in dem vom BMWi geförderten Projekt die Verbundpartner Forschungszentrum für Energiespeichertechnologien der Technischen Universität Clausthal (EST), Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut (HHI), Schunk Transit Systems GmbH, Stöbich technology GmbH, Wolfsburg AG und AKASOL AG. Jede dieser Einrichtungen hatte dabei unter Berücksichtigung der Kernkompetenzen des jeweiligen Partners ein zugewiesenes Teilprojekt. Die Koordination des Verbundes war Aufgabe der Mitarbeiter des EST.

Die Idee einer alternativen Lösung ergibt sich aus der Überlegung die Fahrzeuge während kurzer Stillstandzeiten im Betrieb mit einem sehr hohen Strom zu laden. Das Vorgehen wird im Allgemeinen als Opportunity Charging bezeichnet. Demgegenüber steht



eine klassische Depot-Ladung (auch Overnight Charging) bei der die entsprechenden Fahrzeuge nach dem Betrieb über eine längere Dauer geladen werden. Diese beiden Vorgehensweisen haben unmittelbaren Einfluss auf die monetäre Untersuchung beider Szenarien, wenn sich durch die Betriebsweise zusätzliche Investitionen (z. B. größere Speicher im Fall der Depot-Ladungen und Ladepunkte für Opportunity Charging) ergeben oder die Zeitpunkte von Ersatzinvestitionen (z. B. neue Batteriesysteme) ändern. Darüber hinaus muss die elektrische Kapazität der Batterien auf die Anwendung (z. B. spezielle Fahrtstrecken) angepasst werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die sichere Anwendung von beispielsweise Ladeverfahren und der dafür notwendigen Technik. Dabei steht neben dem Batteriesystem an sich vor allem die Ladestation im Vordergrund der durchgeführten Arbeiten.

Demnach sind im vorliegenden Projektbericht drei Schwerpunkte dargestellt.

1. Untersuchungen im Sinne der Machbarkeit unter Berücksichtigung der Anwendungen im Bereich Personennahverkehr
2. Realisierung eines Gesamtsystems für Ladungen mit einer Leistung von 600 kW bestehend aus Batteriesystem und Ladestation für einen sicheren Betrieb
3. Untersuchung von Ladeverfahren für die Schnellladung von Lithium-Batterien

Im ersten Arbeitspaket (AP) war die Entwicklung eines modularen Hochleistungsbatteriesystem und die Auslegung hinsichtlich des Energieinhalts und der Leistungsfähigkeit zentraler Bestandteil. Dazu wurde das Anforderungsprofil aus den ausgewählten Anwendungen definiert. Die Fertigung der Module und die Entwicklung eines Brandschutzkonzeptes auf Basis der sicherheitsrelevanten Sensorik sowie innovativen Schutzeinrichtungen stellten den Abschluss dieses Abschnitts dar.

Schwerpunkt der Arbeiten im zweiten AP war die Entwicklung eines faseroptische Batteriemanagementsystem (BMS). Der innovative Ansatz der Messung von Betriebsgrößen mittels faseroptischer Sensoren wurde in das Gesamtsystem unter Berücksichtigung der vorhandenen Komponenten integriert. Dazu musste die Technik robust einsetzbar sein und nachvollziehbare Messergebnisse liefern. Die Miniaturisierung zur Erreichung einer kosteneffizienten Systemhardware war der zweite Schritt in diesem AP. Ein Konzept zur Integration wurde erarbeitet und umgesetzt. Zum Abschluss wurden Tests im Gesamtsystem durchgeführt und dokumentiert.

Im dritten AP wurden Leistungs- und Sicherheitstests vorgenommen. Dabei standen vor allem die Evaluation verschiedener Ladealgorithmen bezüglich der Ladedauer und des Alterungseinflusses im Zentrum der Arbeiten. Anschließend folgte eine Untersuchung der maximalen Ladeleistung und des thermischen Verhaltens von Einzelzellen. Nach Auswertung der Ergebnisse aus diesen beiden Teilarbeitspaketen wurde eine Skalierung der Ladealgorithmen auf die Batterien und Batteriesysteme sowie Tests auf Ebene der modular aufgebauten Batterie durchgeführt. Der Vergleich von konventionell ermittelten Messdaten sowie denen, welche aus den Messungen mit den faseroptischen Sensoren stammen, fand im Rahmen dieses AP statt. Danach wurden einzelne Batterien



verwendet, um die Modulsicherheit im Fehlerfall zu evaluieren. Die Bewertung und Optimierung des Sicherheitsverhalten bildeten den Abschluss für dieses AP.

Ein wichtiger Baustein im Gesamtsystem war die Umsetzung der sicheren Schnelladetechnik in Form einer Ladestation und des modularen Batteriesystems. Der Aufbau eines Demonstrators war dementsprechend von elementarer Bedeutung für einen erfolgreichen Projektabschluss. Die Umsetzung erfolgte im Zuge der Arbeiten zum vierten AP. Dabei sind die Konzeptionierung der Ladetechnik für die geforderten Ladeleistung im Hinblick auf die mögliche Feldumgebung sowie die Abstimmung der Schnittstelle Batterie und Ladegerät von Bedeutung. Nach der Fertigung des Pantographen erfolgte die Installation des Gesamtsystems in der Laborumgebung. Im Anschluss fanden die Inbetriebnahme samt Funktionsprüfung sowie die Optimierung des Gesamtsystems statt.

Wesentlich für das letzte AP des Projektes waren die Lebensdaueruntersuchungen. Dabei wurden die Langzeituntersuchungen auf Ebene der Einzelzellen durchgeführt und ausgewertet. Anschließend wurden die Ergebnisse auf die Batteriemodule und -systeme übertragen. Die Übertragbarkeit bezüglich der Lebensdauer wurden durch die Verwendungen von Batteriemodellen hinsichtlich der Veränderungen von elektrochemischen Eigenschaften gestützt. Weiterhin war diesem Arbeitspaket ein Business Case im Anwendungskontext zugeordnet.

Entsprechend wurden im Projekt „MoBat“ sowohl Ladegerät, Ladetechnik, Batteriesystem und Sicherheits- bzw. Messtechnik am EST aufgebaut und in ihrem Systemverhalten erprobt. Das Ziel bei Projektabschluss über ein funktionsfähiges Gesamtkonzept zu verfügen, welches danach in eine Testanwendung in einer Feldumgebung überführt werden könnte, wurde erreicht.



## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	VI
Tabellenverzeichnis .....	XVII
Abkürzungsverzeichnis .....	XIX
1 Modulares Hochleistungsbatteriesystem .....	1
1.1 Entwicklung des modularen Batterieaufbaus.....	1
1.2 Auslegung hinsichtlich Energieinhalt und Leistungsfähigkeit.....	3
1.3 Fertigung der Batteriemodule mit faseroptischer Sensorik.....	7
1.4 Sicherheitsrelevante Sensorik/ Schutzeinrichtungen.....	26
1.5 Brandschutzkonzept.....	35
1.6 Fertigung des Gesamtsystems.....	43
1.7 Zusammenfassung Modulares Hochleistungsbatteriesystem.....	45
2 Faseroptisches Batteriemanagementsystem.....	46
2.1 Härtung faseroptisches BMS.....	46
2.2 Miniaturisierung und kosteneffiziente Systemhardware.....	48
2.3 Konzept zur Integration des BMS in die Konstruktion.....	54
2.4 Test nach den Anforderungen im Anwendungskontext .....	67
2.5 Zusammenfassung Faseroptisches Batteriemanagementsystem .....	74
3 Leistungs- und Sicherheitstests.....	75
3.1 Evaluation verschiedener Ladealgorithmen.....	75
3.2 Laboruntersuchung von Einzelzellen hinsichtlich maximaler Ladeleistung und thermischem Verhalten .....	80
3.3 Skalierung der Ladealgorithmen und Test auf Batterieebene.....	83
3.4 Vergleich konventionelle und faseroptischer Sensorik .....	90
3.5 Überprüfung der Modulsicherheit im Fehlerfall.....	95
3.6 Bewertung und Optimierung des Sicherheitsverhalten.....	119
3.7 Zusammenfassung Leistungs- und Sicherheitstests .....	120
4 Sichere Schnellladetechnik.....	122
4.1 Konzeptionierung der Ladetechnik für die geforderte Leistung .....	122
4.2 Abstimmung der Schnittstelle Batterie/Ladegerät.....	129



---

4.3	Ladetechnik im Hinblick auf mögliche Feldumgebung.....	140
4.4	Fertigung Pantograph.....	142
4.5	Installation des Gesamtsystems in der Laborumgebung.....	143
4.6	Inbetriebnahme und Funktionsprüfung.....	145
4.7	Optimierung des Gesamtsystems .....	158
4.8	Zusammenfassung Sichere Schnellladetechnik .....	159
5	Lebensdaueruntersuchung.....	161
5.1	Langzeituntersuchungen von Zellen, Modulen und Gesamtsystem .....	161
5.2	Übertragbarkeit von Lebensdaueraussagen der Zelltests auf die Modul- und Systemebene .....	172
5.3	Modellierung der Alterung des Batteriesystems .....	174
5.4	Business Case im Anwendungskontext .....	207
5.5	Zusammenfassung Lebensdaueruntersuchung .....	223
6	Literaturverzeichnis .....	225



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: AKASYSTEM 15M-Trog.....	1
Abbildung 1.2: AKASOL Modul mit Rundzellen .....	2
Abbildung 1.3: Parameter zur Ermittlung des gesamten benötigten Energiebedarfs.....	4
Abbildung 1.4: Ladeoptionen und Technologie.....	5
Abbildung 1.5: Lithiumionenbatteriezele mit flexiblem Hüllenmaterial.....	8
Abbildung 1.6: Reflexionsspektrum von sechs Faser-Bragg-Gittern.....	9
Abbildung 1.7: Elektrisches Profilbild einer Litarion-Lithiumionenbatteriezele mit dem Kathodenmaterialkomplex Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide.....	10
Abbildung 1.8: Zu Abbildung 1.7 gehöriges optisches Profilbild der Zyklisierung einer Lithium-Ionen-Batteriezele mit flexiblem Hüllenmaterial.....	11
Abbildung 1.9: Zugprüfmaschine der Firma Zwick mit Kraftmessdose, Glasfaserhalterung und eingespannter Glasfaser.....	13
Abbildung 1.10: Hüllenpolymerfolie einer Lithium-Ionen-Batteriezele mit aufgeklebten Glasfasersensoren.....	14
Abbildung 1.11: Detailansicht einer Zelloberfläche des „Probemoduls“ mit vier faser-optischen Sensoren .....	15
Abbildung 1.12: Darstellung des Lichtreflektionsspektrums einer der drei Faserstränge nach der Modulintegration .....	16
Abbildung 1.13: Exemplarische Wellenlängenverschiebung bezogen auf den Referenzwert von 4 °C des 1. Sensors .....	17
Abbildung 1.14: Darstellung der elektrischen Werte des Probemoduls während der Ladung mit einem Strom von 0,5C .....	17
Abbildung 1.15: Darstellung der 48 Sensorstellen des Probemoduls während der etwa zweistündigen Ladung und weiterer sechs Stunden Akklimatisierung.....	18
Abbildung 1.16: Prinzipieller Modulaufbau.....	19
Abbildung 1.17: Sensorkonfiguration auf den Zellen des Havariemoduls .....	20
Abbildung 1.18: Mit faseroptischen Sensoren in einem Glasfaserstrang ausgestattete Einzelzele (links) und faseroptische Messstelle mit der oberen Dehnungskomponente und der unteren signalkompensierender Temperaturkomponente (rechts) .....	22



Abbildung 1.19: Sechs jeweils aus zwei Einzelzellen bestehende Zellpaare mit applizierter faseroptischer Sensorik.....	23
Abbildung 1.20: Mit Abstandsschaumgummi versehene Bi-Packs vor dem Modulzusammenbau (links) und mit Abstandsgummi versehene Zelloberfläche im Detail (rechts)...	23
Abbildung 1.21: Stapelvorgang beim Aufbau eines Batteriemoduls nach dem Zusammenstecken von drei der sechs Doppelpaare (links) und die fertig gestapelte Bi-Packs eines Batteriemoduls vor dem Verkleben und Verpressen (rechts) .....	24
Abbildung 1.22: Elektrische Zelleiterkontaktierung einer rein seriellen Verschaltung zum Generieren einer Batteriemodulnormalspannung von 44,4 V (links) und AKM 53 Ah Modul mit faseroptischen Sensoren und Brandschutzlagen (rechts).....	25
Abbildung 1.23: Relative Wellenlängenverschiebung zweier Sensorpaare für den Temperaturbereich von 4 bis 40 °C. ....	27
Abbildung 1.24: Optisches Reflexionssignal der acht in einer Zellebene integrierten Faser-Bragg-Gitter.....	28
Abbildung 1.25: Vergleich der Signalveränderungen der Dehnungs- und Temperaturmessstelle eines faseroptischen Sensorpaars bei verschiedenen Temperaturstufen ohne Änderung des Lade- und Gesundheitszustandes.....	30
Abbildung 1.26: Elektrisches und dehnungsmäßiges Zyklisierbild des faseroptisch ausgestatteten Batteriemoduls .....	31
Abbildung 1.27: Zyklisierbild des Temperatur- und Dehnungssensors des faseroptisch ausgestatteten Batteriemoduls .....	32
Abbildung 1.28: Zyklisierbild des Temperatursensors (oben) und des Dehnungssensors (unten) aus dem faseroptisch ausgestatteten Batteriemodul.....	33
Abbildung 1.29: Enex-C-Zwischenlage in projektspezifischer Sonderkonfektion.....	35
Abbildung 1.30: Schematischer Aufbau eines Moduls mit Brandschutzlagen .....	36
Abbildung 1.31: AKAMODULE mit Brandschutzlagen .....	41
Abbildung 1.32: AKAMODULE und AKA SYS OEM samt technischer Daten .....	43
Abbildung 1.33: Batterie mit faseroptischem Messsystem und der OCU .....	44
Abbildung 2.1: Vergleich von Zyklisierprofilen einer KOKAM Pouch-Zelle .....	46
Abbildung 2.2: Vergleich von Zyklisierprofilen einer KOKAM Pouch-Zelle unter Verwendung des depolarisierenden Spektrometers .....	47
Abbildung 2.3: Fotografie des optischen Interrogators mit integrierter Superlumineszenzdiode als Lichtquelle .....	48



Abbildung 2.4: Maßstabsgetreue Darstellung zum Verständnis der Größenverhältnisse von Groß-/ Kleinkernfasern und Gitterpunkt .....	50
Abbildung 2.5: Prinzipskizzen zweier kommerziell erhältlicher Polarisationserhaltender Fasern.....	51
Abbildung 2.6: Infrage kommende piezoelektrische Polarisationsmischer von General Photonics und OZ Optics .....	52
Abbildung 2.7: Optischer Interrogators in miniaturisierter Bauform mit Zeilenwellenleitergitter und Auslesechip sowie Analysemini-rechner .....	53
Abbildung 2.8: Schematische Übersichtsdarstellung der einzelnen Komponenten zur faseroptischen Batteriemodulüberwachung .....	55
Abbildung 2.9: Fotografie einer optischen Auswerteeinheit für Batterieüberwachungsanwendungen .....	56
Abbildung 2.10: Elektrisches Blockschaltbild des optischen Interrogators zur Zustandsüberwachung von Batteriezellen .....	57
Abbildung 2.11: Faseroptisches Blockschaltbild des optischen Interrogators zur Zustandsüberwachung von Batteriezellen .....	58
Abbildung 2.12: Durch Doppelbrechung bedingte Signalvariation von Faser-Bragg-Gittern ohne stabilitätsgebende Maßnahmen.....	59
Abbildung 2.13: Durch Doppelbrechung bedingte Signalvariation von Faser-Bragg-Gittern mit stabilitätsgebenden Maßnahmen .....	60
Abbildung 2.14: Signalverläufe der während der Langzeitmessung bei konstanten Temperaturbedingungen von 20 °C untersuchten Faser-Bragg-Gitter.....	61
Abbildung 2.15: Signalverlaufdiagramm von fünf Faser-Bragg-Gittersensoren während eines kontinuierlichen Temperaturanstieges von 15 auf 35 °C.....	62
Abbildung 2.16: Konzeptionelle Blockabfolge einer Zustandsabfrage des BMS bei der faseroptischen Überwachungseinheit .....	64
Abbildung 2.17: Finales Integrationskonzept zur Unterbringung der optischen Auswerteeinheit im Batteriesystem.....	65
Abbildung 2.18: Aufbau für den Havarieversuch eines der beiden AKASOL-Module im Brandofen des Batterie- und Sensoriktestzentrums.....	67
Abbildung 2.19: Temperaturverlaufskurven aus den optischen Temperatursensoren an den Batteriezellen 4, 5 und 6 des Moduls mit Zwischenlagen .....	68
Abbildung 2.20: Mit faseroptischen Sensoren ausgestattete (links) und Modul aufgebaut aus 12 Pouchzellen die jeweils mit einer Glasfaser ausgestattet sind (rechts) .....	69



Abbildung 2.21: Aufbau der durchgeführten Zyklisierungsversuche mit Batterie (weiß), faser-optischer Sensorik (gelb) sowie dem Spektrometer (schwarz) .....	70
Abbildung 2.22: Strom und Spannung des Zyklentest mit einer Laderate von 1C .....	70
Abbildung 2.23: Optische Dehnungs- und Temperaturwerte sowie die Systemspannung des Zyklentests mit 1C .....	71
Abbildung 2.24: Gemessene Temperatur und Dehnung für den durchgeführten Versuch mit Strompuls .....	72
Abbildung 2.25: Temperatur, Dehnung und Spannung während des Zyklustest bei einer Laderate von 0,2C .....	73
Abbildung 3.1: Reduktion der Ladedauer in Minuten über verschiedene C-Raten für die LISHEN-Zellen (Standardladeverfahren) .....	76
Abbildung 3.2: Messung einer Pulsladung einer LISHEN NMC-Zelle mit Konstantstromphase und einer Puls-Pausen-Modulation (PPM) am Ende der Ladung (Stromrate von 2,5C) .....	77
Abbildung 3.3: Dauerpulsladung einer LISHEN NMC-Zelle mit einer Stromrate von 2,5C .....	78
Abbildung 3.4: Vergleich der Ladedauern über C-Rate zwischen Standard- und Puls-ladeverfahren für die LISHEN-Zelle (links) und die KOKAM-Zelle (rechts) .....	79
Abbildung 3.5: Messergebnis einer Pulsladung von einer KOKAM-Zelle mit 4C .....	80
Abbildung 3.6: Temperaturverhalten KOKAM (links) und LISHEN (rechts) bei einer 4C Pulsladung und verschiedenen Ladezuständen .....	81
Abbildung 3.7: Simulation der Temperaturverteilung am Ende der CC-Ladung der Simulationszelle .....	82
Abbildung 3.8: Strom- und Spannungsverlauf einer CCCV-Ladung des 12s1p Moduls bestehend aus KOKAM-Zellen .....	83
Abbildung 3.9: Gemessener Temperaturverlauf aller zwölf Einzelzellen des Moduls bei Ladung nach dem CCCV-Verfahren .....	84
Abbildung 3.10: Gemessener Verlauf von Strom und Spannung für eine 2C Pulsladung eines Moduls .....	85
Abbildung 3.11: Gemessener Temperaturverlauf aller 12 Einzelzellen im Modul während einer Pulsladung mit einer Laderate von 2C .....	85
Abbildung 3.12: Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer CCCV-Ladung des Batteriesystems mit einer Laderate von 1C .....	86



Abbildung 3.13: Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer Pulsladung des Batteriesystems mit einer Laderate von 2,5C.....	87
Abbildung 3.14: Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer CCCV-Ladung von 80 % auf 100 % Ladezustand mit einer Stromrate von 2,5C .....	88
Abbildung 3.15: Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer Pulsladung von 80 % auf 100 % Ladezustand mit einer Stromrate mit 2,5C .....	89
Abbildung 3.16: 46 Ah Pouchbag-Zelle des Herstellers KOKAM auf Laderahmen (links) 4-Kanal DMS-Verstärker, ME Meßsysteme GmbH (rechts).....	90
Abbildung 3.17: KOKAM Lithium-Batteriezelle mit aufgebrachtem Dehnungsmessstreifen (DMS) .....	90
Abbildung 3.18: Wheatstone'sche Messbrücke im DMS-Verstärker (links) und daraus resultierender Dreileiter-Anschluss des DMS. ....	91
Abbildung 3.19: Dehnungsmessstreifen auf Aluminium-Referenzblock.....	92
Abbildung 3.20: Optische und elektrische Dehnungssensoren auf LG JP3 Zelle .....	92
Abbildung 3.21: Entwicklung der Dehnung (rot, in $\mu\text{m}/\text{m}$ ) über die Zellspannung (blau) bei Entladung einer LG JP3 64 Ah Zelle mit 21 A.....	93
Abbildung 3.22: Aufbau Strömungswiderstandsmessung.....	95
Abbildung 3.23: Behälter für Havarieversuche mit Möglichkeit zur Gasentnahme.....	96
Abbildung 3.24: Ergebnisse aus Vorversuchen zur Messung von Kohlenmonoxid vor dem Filter (links) und nach dem Filter (rechts).....	97
Abbildung 3.25: Entnahmestelle des Schadgases .....	98
Abbildung 3.26: Schematischer Versuchsaufbau samt Positionierung der Temperatursensoren und Legende zur schematischen Darstellung .....	99
Abbildung 3.27: Bestückter Versuchsbehälter kurz vor Beginn des Tests.....	100
Abbildung 3.28: Ausgasende Zellen im Versuchsbehälter.....	101
Abbildung 3.29: Entwicklung des Temperaturverlaufs zwischen der 17. und 60. Minute .....	102
Abbildung 3.30: Ausgebrannte Batteriemodule nach dem Test im Havariebehälter ...	103
Abbildung 3.31: Einteilung Systemebenen Brandversuch (links) und ENEX C-Lagen (rechts).....	104
Abbildung 3.32: Funktionsprinzip ENEX-Lagen (Robert Knein-Linz) .....	105



Abbildung 3.33: Platzierung der Temperatursensoren (blau) und Stromanschluss (rot) .....	107
Abbildung 3.34: Entwicklung des Temperaturverlaufs während des Ladevorgangs für Versuch ohne Brandschutzlagen .....	107
Abbildung 3.35: Modul ohne Brandschutzlagen nach dem Versuch im Brandofen .....	109
Abbildung 3.36: Gemessene Temperaturverläufe für die Dauer der Havarie für das Modul ohne Brandschutzlagen .....	109
Abbildung 3.37: Modul mit Brandschutzlagen nach dem Versuch im Brandofen.....	111
Abbildung 3.38: Gemessene Temperaturverläufe für die Dauer der Havarie für das Modul mit Brandschutzlagen, Abuse-Test mit Initialisierung durch das gezielte Überladen einer Zelle.....	112
Abbildung 3.39: Modul ohne Brandschutzlagen (links) nach Abuse-Test mit Initialisierung durch das gezielte Überladen einer Zelle im mittleren Bi-Pack mit Brandschutzlagen (rechts) .....	113
Abbildung 3.40: AKAMODULE mit Brandschutzlagen und AKA SYS OEM mit Brandschutzlagen .....	114
Abbildung 3.41: System (AKA SYS OEM) mit Messstellen und Ort der gezielten Initialisierung.....	114
Abbildung 3.42: Versuche mit Brandschutzlagen im System.....	115
Abbildung 3.43: Gemessene Temperaturverläufe während des Systemtests .....	116
Abbildung 3.44: Testaufbau für den Versuch nach der DNV-GL Prüfvorgabe.....	116
Abbildung 3.45: System zur Prüfung in der Abuse-Kammer (links) und nach dem Versuch (rechts) .....	117
Abbildung 3.46: Temperaturverteilung während und unmittelbar nach Durchgehen des 14. Moduls während eines Abuse-Versuches.....	118
Abbildung 4.1: Dachladestromabnehmer SLS 102 (links) und Invertierter Ladestromabnehmer SLS 201 (rechts).....	122
Abbildung 4.2: Ausgangssituation und Entwicklungsschritte für die im Projekt verwendeten Kontakte am Dachladestromabnehmer (Abbildungen vertraulich) .....	125
Abbildung 4.3: Ausgangssituation und Entwicklungsschritte für den im Projekt verwendeten Kontaktkopf des Dachladestromabnehmers (Abbildungen vertraulich) .....	126
Abbildung 4.4: Ausgangssituation und Entwicklungsschritte für den im Projekt angepassten Pantographen (oben) und dessen Gegenschnittstelle (unten).....	127



Abbildung 4.5: Brusa NLG Charger .....	128
Abbildung 4.6: Auszug aus Übersichtstabelle Stromtragfähigkeit.....	129
Abbildung 4.7: Ausgangssituation Kontakt (oben) und Temperaturentwicklung bei 800 A Dauerbelastung (unten) .....	130
Abbildung 4.8: Anschluss Kontakt erste Entwicklungsstufe .....	131
Abbildung 4.9: Gemessene Temperaturentwicklung für die erste Entwicklungsstufe bei einer Belastung mit 800 A.....	132
Abbildung 4.10: Gemessene Temperaturentwicklung bei drei Zyklen mit 800 A; 25 min Laden und 60 min Abkühlen am optimierten Kontaktelement.....	133
Abbildung 4.11: Temperaturentwicklung bei Dauerbelastung mit 1000 A für 30 min..	134
Abbildung 4.12: Invertierter Ladestromabnehmer SLS 201 im Testfeld.....	135
Abbildung 4.13: Temperaturentwicklung für invertierten Ladestromabnehmer bei 15-minütiger Belastung mit 800 A.....	136
Abbildung 4.14: Konzept Gegenschchnittstelle invertierter Ladestromabnehmer in 2-poliger und 4-poliger Ausführung.....	136
Abbildung 4.15: Testaufbau für invertierten Ladestromabnehmer in der zweiten Entwicklungsstufe .....	137
Abbildung 4.16: Vergleich der Temperaturentwicklung Competition (erste Entwicklungsstufe) und Schunk (zweite Entwicklungsstufe) für eine 10-minütige Strombelastung mit anschließender 5-minütiger Pause .....	138
Abbildung 4.17: Exemplarische Systemstruktur mit drei Batterietrögen.....	139
Abbildung 4.18: Versuche zur Kontaktierung (Kontaktkopf und Haube) in einer Feldversuchsumgebung .....	141
Abbildung 4.19: Gesamtsystem im Batterietestzentrum .....	144
Abbildung 4.20: Kontaktkopf (links) und Wärmebild des Kontaktkopfes nach 300 s Belastung mit 600 A (rechts).....	145
Abbildung 4.21: Gemessene Strom- und Spannungsverläufe für einen Test über 300 Sekunden .....	146
Abbildung 4.22: Temperaturmessstellen am Kontaktkopf Version 4 (Entwicklungsstufe 4) .....	147
Abbildung 4.23: Temperaturentwicklung Test Entwicklungsstufe 3, 900 A, 10 Minuten .....	149



Abbildung 4.24: Temperaturentwicklung Test Entwicklungsstufe 4, 900 A, 10 Minuten .....	149
Abbildung 4.25: Temperaturentwicklung Test Variante 3, 900 A, Grenztemperatur 120 °C .....	150
Abbildung 4.26: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 4, 500 A.....	153
Abbildung 4.27: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 5, 500 A.....	154
Abbildung 4.28: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 4, 700 A.....	155
Abbildung 4.29: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 5, 700 A.....	155
Abbildung 4.30: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 4, 900 A.....	156
Abbildung 4.31: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 5, 900 A.....	157
Abbildung 5.1: LISHEN-Zelle in Einspannvorrichtung mit 4 Temperatursensoren.....	161
Abbildung 5.2: Ersatzschaltbild zur Bestimmung der einzelnen Parameter mittels Impedanzspektroskopie.....	162
Abbildung 5.3: Impedanzspektren mit markierten Durchtrittswiderständen in Abhängigkeit von der Flächenpressung (Einspannvorrichtung nach Abbildung 5.1).....	163
Abbildung 5.4: Ladekapazität in Abhängigkeit vom Anziehungsmoment der Einspannvorrichtung .....	165
Abbildung 5.5: Flächenbelastung (links) für ein Anzugsmoment von 0,5 Nm, Verformung der Spannvorrichtung (rechts) .....	165
Abbildung 5.6: Häufigkeitsverteilung des Innenwiderstandes bei neuen KOKAM-Zellen .....	166
Abbildung 5.7: Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Kapazität bei neuen KOKAM-Zellen .....	167
Abbildung 5.8: Prüfzellen im Testaufbau .....	167
Abbildung 5.9: Darstellung des Kapazitätsverlusts verschiedener Ladeverfahren über die durchlaufenen Vollzyklen.....	168
Abbildung 5.10: Differentielle Stromanalyse der mit Pulsen belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 %, 85 % und 80 %.....	169
Abbildung 5.11: Differentielle Spannungsanalyse der mit Pulsen belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 %, 85 % und 80 %.....	170
Abbildung 5.12: Differentielle Stromanalyse der mit CCCV belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 % und 85 %.....	170



Abbildung 5.13: Differentielle Spannungsanalyse der mit CCCV belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 % und 85 % .....	171
Abbildung 5.14: Temperaturverhalten des Gesamtsystems während eines CCCV-Zyklus mit 1C .....	172
Abbildung 5.15: Verhalten der Einzelspannungen des Gesamtsystems während der Zyklierung .....	173
Abbildung 5.16: Zellen nach Langzeitversuchen mit Schnellladeverfahren und Veränderungen im oberen Bereich.....	176
Abbildung 5.17: Ersatzschaltbild mit alterungsabhängigen Komponenten (Haubrock 2011).....	177
Abbildung 5.18: Impedanzspektrum und auf die Messung angewendetes ESB bei einem Ladezustand von 80 % .....	178
Abbildung 5.19: Zweidimensional dargestellter, einlagiger Zellstreifen nach (Erhard 2017) .....	180
Abbildung 5.20: simulierter Ladezustand beider Elektroden über das Belastungsprofil (Abbildung 5.21) (Simulation aus dem COMSOL-Modell).....	180
Abbildung 5.21: Stromprofil für die Berechnungen in COMSOL .....	181
Abbildung 5.22: Potentialverteilung am Ende einer CC-Entladung.....	181
Abbildung 5.23: Messprinzip zur Parametrierung für Laborzellen in einer 3 Elektrodenanordnung wobei AE die Arbeitselektrode, R die Referenzelektrode und GE die Gegenelektrode darstellt (schematische Darstellung).....	183
Abbildung 5.24: Galvanostatische Impedanzspektroskopie an einer KOKAM-Zelle mit einem SOC von 100 % .....	184
Abbildung 5.25: Ortsaufgelöstes Ersatzschaltbildmodell (oben) und eine nicht maßstabsgenaue Entsprechung auf Zellebene (unten).....	185
Abbildung 5.26: Impedanzspektren an einem Modul für unterschiedliche Temperaturen (links) und die sich daraus ergebende DRT-Analyse (rechts).....	186
Abbildung 5.27: Diskretisierung einer Kapazität C mit Parallellwert zur digitalen Nachbildung eines Kondensators im Simulationsmodell.....	191
Abbildung 5.28: Umgewandeltes Ersatzschaltbild unter Vernachlässigung der Querwiderstände des Separators.....	191
Abbildung 5.29: Dynamisches Stromprofil und gemessene, sowie simulierte Halbzellpotentiale von Anode und Kathode.....	192



Abbildung 5.30: Reale und simulierte Klemmspannung für das dynamische Validierungsprofil (Abbildung 5.29) .....	193
Abbildung 5.31: Klemmspannung (oben) und Potentialverteilung im negativen (mitte), sowie positiven Ableiter (unten) bei simulierter CC-Entladung mit dem Simulationsmodell aus Abbildung 5.28.....	194
Abbildung 5.32: Anodenpotential (oben), Stromverteilung (mitte) und Ladezustandsverteilung (unten) bei simulierter CC-Entladung mit dem Simulationsmodell aus Abbildung 5.28 .....	195
Abbildung 5.33: Klemmspannung (oben) und Potentialverteilung im negativen (mitte), sowie positiven Ableiter (unten) bei simulierter Pulsentladung .....	196
Abbildung 5.34: Anodenpotential (oben), Stromverteilung (mitte) und Ladezustandsverteilung bei simulierter Pulsentladung (unten).....	197
Abbildung 5.35: Normierte Standardabweichung der lokalen Ströme der simulierten Entladungen (vgl. Abbildung 5.32 und Abbildung 5.34) .....	198
Abbildung 5.36: Ladezustandsverteilung der CC- (links) bzw. Pulsentladung (rechts).....	200
Abbildung 5.37: Ausschnitt der Stromverteilung bei Pulsentladung.....	201
Abbildung 5.38: Entwicklung von Zeitkonstanten der Kathode nach mehreren Zyklen.....	202
Abbildung 5.39: Simulierter Strom- und Spannungsverlauf des in Kapitel 3.1 beschriebenen und ausgewählten Pulsladeverfahrens .....	202
Abbildung 5.40: Strom- und Spannungsverlauf der Simulation während der Pulslade-phase.....	203
Abbildung 5.41: Entwicklung der simulierten Spannungskennlinie für das ausgewählte Pulsladeverfahren unter Berücksichtigung der Alterung.....	204
Abbildung 5.42: Entwicklung der maximalen Segmentströme innerhalb der Pulsphase bei der neuwertigen Zelle (180709).....	204
Abbildung 5.43: Entwicklung der Maxima der Ströme aus dem ersten Segment über die Alterung der Zelle .....	205
Abbildung 5.44: Einflussgrößen zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit .....	209
Abbildung 5.45: Streckenverlauf der Buslinie 830 der RBB (Clausthal-Zellerfeld nach Goslar).....	210
Abbildung 5.46: Markierung des kritischen SOC im 2D-Streckenverlauf der Linie 830 der RBB .....	211
Abbildung 5.47: Konduktives Laden per Pantograph auf dem Betriebshof der Göttinger Verkehrsbetriebe GmbH.....	212



---

Abbildung 5.48: Gegenüberstellung von Overnight- und Opportunity Charging für die Linie 830 .....	214
Abbildung 5.49: Streckenverlauf der Buslinie 801 der Stadtbus Goslar GmbH (Waldhaus nach Krankenhaus).....	216
Abbildung 5.50: Markierung des kritischen SOC im 2D-Streckenverlauf der Linie 801 der Stadtbus Goslar GmbH.....	217
Abbildung 5.51: Gegenüberstellung von Overnight- und Opportunity Charging der Linie 801 .....	218
Abbildung 5.52: Streckenverlauf der Buslinie 802 der Stadtbus Goslar GmbH (Am Müllerkamp nach Krankenhaus) .....	219
Abbildung 5.53: Markierung des kritischen SOC im 2D-Streckenverlauf der Linie 802 der Stadtbus Goslar GmbH.....	220
Abbildung 5.54: Konduktives Laden mittels Pantographen in Hamburg .....	222



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Sensorkonfiguration .....	21
Tabelle 2: Relative Wellenlängenverschiebungen von Faser-Bragg-Gittern durch Doppelbrechung.....	59
Tabelle 3: Relative Wellenlängenverschiebungen von weitestgehend polarisationsunabhängigen Faser-Bragg-Gittern durch Doppelbrechung.....	61
Tabelle 4: Übersicht der relativen Wellenlängenabweichungen des um den Depolarisator und Temperatureinheit erweiterten optischen Messsystems .....	63
Tabelle 5: Nenndaten der verwendeten Zellen .....	75
Tabelle 6: Vergleich der Nenndaten von Zellen und Modulen .....	83
Tabelle 7: Vergleich der Ladedauern am Gesamtsystem bei CCCV-Ladung und Pulsladung über den Ladezustandsbereich von 0 % auf 100 %.....	87
Tabelle 8: Vergleich der Ladedauern am Gesamtsystem bei CCCV-Ladung und Pulsladung über den Ladezustandsbereich von 80 % auf 100 % (Opportunity Charging) ...	89
Tabelle 9: Ergebnisse der Gasmessungen mit und ohne Filter .....	97
Tabelle 10: Gasanteile, welche während des Versuchs gemessen wurden .....	101
Tabelle 11: Messergebnisse der Gasmessung vor und nach dem Filter .....	102
Tabelle 12: Testverlaufsprotokoll für den Versuch ohne Brandschutzlagen .....	108
Tabelle 13: Testverlaufsprotokoll für den Versuch mit Brandschutzlagen .....	110
Tabelle 14: Gemessene Spannungen der einzelnen Module im System vor und nach dem Abuse-Test .....	117
Tabelle 15: Belastungsgrenzen Prüfumgebung für Versuche mit Ladeinfrastruktur ....	143
Tabelle 16: Einzelne Testspezifikationen der Versuche .....	146
Tabelle 17: Positionsbeschreibung der Temperatursensoren (Richtungsangaben in Fahrtrichtung des Busses).....	151
Tabelle 18: Versuche mit jeweiliger Kontaktkopfvariante, Stromstärke und Dauer der Belastung.....	152
Tabelle 19: Ermittelte Werte der ESB-Elemente bei verschiedenen Vorspannungen .	164
Tabelle 20: Aufbau eines Vollzyklus verschiedener Ladeverfahren.....	168



---

Tabelle 21: Geometrische Dimensionen der verwendeten Pouchzelle aus dem Datenblatt der KOKAM Zelle und (Erhard 2017) .....	179
Tabelle 22: Maxima der normierten Standardabweichung der lokalen Ströme beider Entladungen (vgl. Abbildung 5.35) .....	199



## Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
BESIC	Batterieelektrische Schwerlastfahrzeuge im „intelligenten“ Containerterminalbetrieb
BMU	Batteriesteereinheit (engl.: battery management unit)
BMS	Batteriemanagementsystem
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSTZ	Batterie- und Sensoriktestzentrum
CAN	serielles Bussystem (engl.: Controller Area Network)
CC-Phase	Konstantstromladungsphase (engl.: constant current)
CCCV-Verfahren	Konstantstrom- und Konstantspannungsverfahren (engl.: Constant Current Constant Voltage)
CP	Pilotkontakt (engl.: control pilot)
CV-Phase	Konstantspannungsphase (engl.: constant voltage)
DC	Gleichstrom (engl.: direct current)
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DMS	Dehnungsmessstreifen
DNV-GL	Klassifikationsgesellschaft (Det Norske Veritas-Germanischer Lloyd)
DRT	Verteilung von Relaxationszeiten (engl.: Distribution of relaxation times)
EIS	Impedanzspektroskopie (engl.: Electrochemical Impedance Spectroscopy)
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ESB	Ersatzschaltbild
EST	Forschungszentrum Energiespeichertechnologien der Technischen Universität Clausthal
EUCAR	European Council for Automotive R&D
FBG	Faser-Bragg-Gitter
FEM	Finiten-Elemente-Methode



---

FTIR	Fourier-Transformations-Infrarotspektrometer
GUI	Grafische Benutzeroberfläche (engl.: Graphical User Interface)
HHI-FS	Fraunhofer-Institut für Nachrichtentechnik, Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut Faseroptische Sensorsysteme
HPC-Rails	High Power Charging-Rails
HV	Hochvolt
IDLH-Wert	Referenzwert für die Maximalkonzentration eines Stoffes in Luft ohne bleibende Schäden zu verursachen (engl.: Immediately Dangerous to Life and Health)
IR-frei	Gesamtwiderstand verringert um ohmschen Anteil
LKW	Lastkraftwagen
MCU	Multi Control Unit
MoBat	Modulare Hochleistungsbatteriesysteme in Verbindung mit Schnelladetechnik
MSM	Multi String Manager
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide
NN	Normal-Null
NTC-Sensor	Heißleiter (engl.: negative temperature coefficient)
OCU	optische Sensorik (engl.: optical control unit)
OCV	Leerlaufspannung (engl.: Open circuit voltage)
ÖPNV	Öffentlichen Personennahverkehr
PE	Schutzleiter, Erdung
PID-Regler	Regler mit proportionalem, integralem und differentialem Verhalten (engl.: proportional-integral-derivative controller)
PPM	Puls-Pausen-Modulation
ppm	relative Maßangabe (engl.: parts per million)
RBB	Regionalbus Braunschweig GmbH
RMSE	Root mean square error
SLED	Superlumineszenzdiode
SOC	Ladezustand (engl.: State of Charge)
SOH	State of Health



---

VCU	Fahrzeugsteuergerät (engl.: vehicle controll unit)
ZOB	Zentraler Omnibusbahnhof





# 1 Modulares Hochleistungsbatteriesystem

## 1.1 Entwicklung des modularen Batterieaufbaus

AKASOL AG

Um die Aufgabenstellung effizient und zielorientiert zu lösen, wurden im Projekt zwei Pfade parallel bearbeitet.

- a. Anwendung der neuen Lösungsansätze im Bereich Modularisierung, Brandschutz und BMS auf bestehende Modullösungen bei AKASOL
- b. Vorentwicklung eines neuen Moduls auf Basis von aktuellsten Zelltechnologien unter Einbringung der gesammelten Erkenntnisse

Die Abbildung 1.1 zeigt ein bestehendes Batteriesystem der AKASOL AG. Während der Bearbeitungszeit wurde auf dieser Basis ein modulares Batteriesystem aufgebaut, welches mittels Schnellladung betrieben wurde.

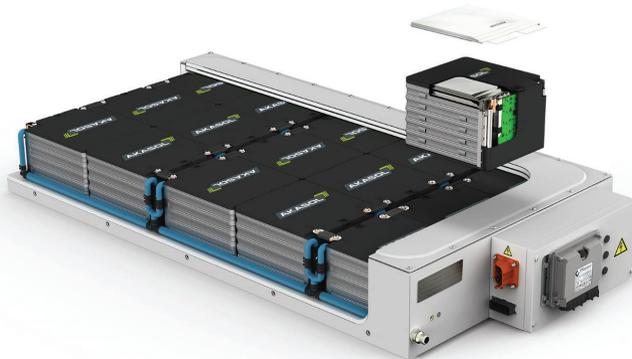


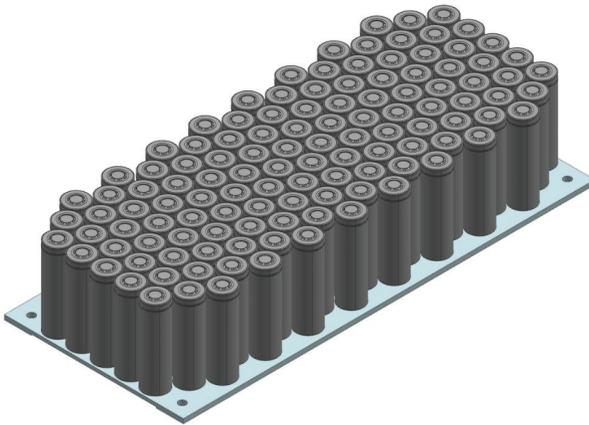
Abbildung 1.1: AKASYSTEM 15M-Trog

Bei der Entwicklung des Kopfelementes, einer Hochvolt-Verteilerbox (HV-Verteilerbox), welche es erlaubt mehrere parallele Batteriestränge miteinander zu verbinden und zu steuern, um die Anforderungen im Sinne der Modularität des Systems zu erfüllen, war das Absicherungskonzept von Bedeutung. Ebenso war die Fragestellung, wie viel Steuerungstechnik in welchem der beteiligten Elemente – Batterie-HV-Verteilerbox und Ladegerät – liegt, von Interesse. Die Bandbreite der Entwürfe für einen Lösungsansatz reichten von rein passiven Verteilerboxen mit Schmelzsicherungen bis hin zu aktiven Elementen mit Leistungsschützen und Steuergerät um Kommunikationsprotokolle zu implementieren. In Abstimmung mit den Partnern sowie durch Beobachtung der Marktanforderung-



en wurde an dieser Stelle eine Lösung unter Verwendung von aktiven Elementen geplant und umgesetzt.

Die Abbildung 1.2 zeigt den zweiten Ansatz. Dabei handelt es sich um ein neuartiges Rundzellenmodul der AKASOL AG, welches sich zu Beginn der Bearbeitungszeit in der Vorausentwicklung befand. Das Rundzellen Modul sollte ein kompatibles Format zu den aktuell produzierten Batterietrögen von AKASOL aufweisen. Die Vorteile von Rundzellen liegen in ihrer hohen Energiedichte. (Köllner 2021) Es wurden Konzepte favorisiert, welche eine möglichst optimale thermische Anbindung der Rundzellen an die Kühlung gewährleisten, um wie beim AKASOL AKM Modul leistungstechnisch neue Maßstäbe zu setzen.



**Abbildung 1.2: AKASOL Modul mit Rundzellen**

Die Erkenntnisse aus dem Projekt MoBat waren für die Weiterentwicklung des Konzeptes elementar und wurden beispielsweise im Bereich der Modulsicherheit sowie der Möglichkeit zum modularen Aufbau übernommen.

Es wurden in diesem Projekt zwei unterschiedliche Modulkonfigurationen (Pouch-Zellen und Rundzellen) für das Gesamtsystem betrachtet und eine Entscheidung für das AKASYSTEM mit 15 Modulen getroffen. Basierend auf den guten Ergebnissen der Abuse-Tests, welche in diesem Projekt durchgeführt wurden (vgl. Abschnitt 3.5), wurde der Einsatz von Zellen mit einem Energieinhalt von 53 Ah dem der konventionellen Bauweise mit 46 Ah Zellen vorgezogen. Darüber hinaus wurden eine HV-Verteilerbox mit aktiven Absicherungseinrichtungen zur Verbindung der parallelen Batteriestränge entwickelt.



## 1.2 Auslegung hinsichtlich Energieinhalt und Leistungsfähigkeit

### *Wolfsburg AG*

Als Ergebnis dieses Arbeitspaketes liegen die wichtigsten Parameter für die Einrichtung einer Elektro-Buslinie sowie die Auslegung des Batteriesystems und der Ladeinfrastruktur vor. Bei der Untersuchung wurde deutlich, dass entsprechend der betrachteten Anwendungen stets gegensätzliche Entwicklungen beachtet werden müssen:

#### **Batteriegröße**

Eine große Batterie verspricht eine große Autonomie hinsichtlich Reichweite. Diese steht erhöhten Kosten und einem erhöhten Batteriegewicht, d. h. auch einer geringeren Fahrgastzahl gegenüber. Eine Erhöhung der Fahrgastkapazität verursacht wiederum einen erhöhten Energiebedarf, darf jedoch die zugelassene Achslast nicht überschreiten.

#### **Eingesetzte Ladetechnik**

Bei der Betrachtung der einzusetzenden Ladetechnik spielt die zu erwartende Ladedauer eine entscheidende Rolle. Hierbei sind die Komplexität der aufzubauenden Ladeinfrastruktur auch hinsichtlich Kosten und Raumbedarf nicht außer Acht zu lassen. Die in diesem Arbeitspaket identifizierten Parameter fanden Eingang in das anschließend entwickelte Auslegungstool (vgl. Abschnitt 5.4). Dafür wurde in Liniendaten, Fahrzeugdaten, Daten für Ladeinfrastruktur und Kosten unterschieden.

Zu den *Liniendaten* zählen:

- Linientopologie mit GPS Koordinaten
- Linienlänge
- Geschwindigkeit des Fahrzeugs zu jedem Zeitpunkt der Messung
- Betriebliche Besonderheiten wie Taktzeiten, Einsatzzeiten, Pausen

Zu den *Fahrzeugdaten* zählen:

- Gewicht und Querschnittsfläche des Busses
- Luftwiderstand
- Maximaler State of Charge (SOC) oder Ladezustand eines Akkus
- Angabe zur Rekuperation

Daten für *Ladeinfrastruktur* sind:

- Batteriekapazität
- Ladeoptionen versus Opportunity Charging



Zu den für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung relevanten *Kosten* zählen:

- Kosten Bus
- Kosten Batterie
- Kosten Ladeinfrastruktur

Die nachfolgende Darstellung visualisiert die Parameter zur Ermittlung des Energiebedarfes.

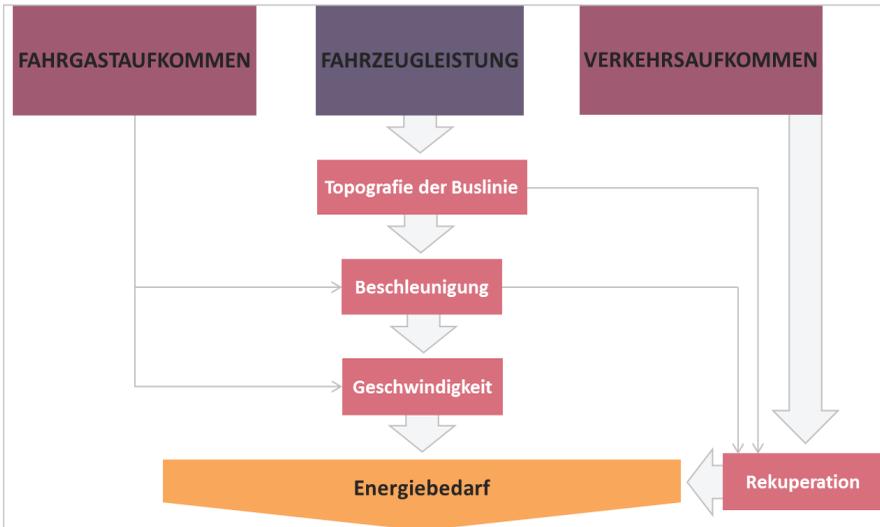


Abbildung 1.3: Parameter zur Ermittlung des gesamten benötigten Energiebedarfs

Das durch die Wolfsburg AG entwickelte Auslegungstool ist in der Lage, den Energiebedarf einer auszuwählenden Buslinie zu ermitteln. Auf dieser Grundlage lassen sich die Möglichkeiten der Ladung der Batterie betrachten und miteinander vergleichen. Aktuell zählen zu den bei der Elektrifizierung eingesetzten Lademöglichkeiten das Overnight Charging und das Opportunity Charging. Eine Unterscheidung der verschiedenen Ladeoptionen erfolgt über die Investitionskosten. In der folgenden Abbildung werden die unterschiedlichen Ladeoptionen mit den dazugehörigen Technologien dargestellt.

Beim Overnight Charging kehrt ein Fahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt für eine längere Zeit an einen festgelegten Ort zurück. Das bedeutet, dass es lediglich an diesem Ort Infrastruktur zum Laden des Fahrzeugs vorzuhalten ist. Allerdings benötigt das Fahrzeug eine entsprechend ausreichend dimensionierte Batterie, da Zwischenladungen nicht vorgesehen sind. Beim Einsatz im Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) können bei dieser Ladeoption Fahrzeuge auch betrieblich bedingt eine lange Zeit zu einem



anderen Zeitpunkt als „über Nacht“ in das Depot zurückkehren, um dann wieder eingesetzt zu werden.



Abbildung 1.4: Ladeoptionen und Technologie

Beim Opportunity Charging können auch kurze Zeitfenster zum Laden genutzt werden. Diese Zeitfenster ergeben sich aus dem betrieblichen Einsatz der Busse und variieren in den Zeitpunkten ihres Auftretens über den Betriebstag sowie ihrer Dauer zum Teil erheblich. Die Standorte der potentiellen Ladepunkte liegen dabei im Verlauf der Linie, so dass kurze Unterbrechungen der Linienfahrt genutzt werden können, um Energie nachzuladen.

Das Auslegungstool bietet die Möglichkeit, über die Ausgabe technischer Parameter die Eignung einer Ladeoption in Abhängigkeit der einzusetzenden Anzahl der Fahrzeuge zu bestimmen. Ebenso wurde dabei auf die Übertragbarkeit der Anwendungen geachtet. Das Tool kann jede Art von Strecke als Quelle nutzen, jedoch müssen die Eingangsdaten stets einer gewissen Formatierung folgen. Somit wird sichergestellt, dass beispielsweise unterschiedliche Fahrzeugtypen auf unterschiedlichsten topografischen Verhältnissen untersucht werden können. Auch die Auslastung im Sinne von Zuladung kann so in unterschiedlichster Ausprägung in die Berechnung mit einfließen.

Vor dem Hintergrund der vereinfachten, mathematisch ausgerichteten Skriptsprache, der enormen Erweiterbarkeit durch sogenannte Toolboxen, der Möglichkeit einer nativ ausführbaren Auskopplung des entwickelten Skripts und der hohen Akzeptanz im wissenschaftlichen Bereich, ist die Wahl der Entwicklungsumgebung auf die Software MATLAB von Mathworks gefallen. Um eine verständliche und intuitive Bedienbarkeit gewährleisten zu können, wurde das Auslegungstool mit einer grafischen Benutzeroberfläche (GUI) ausgestattet. Dabei wird der Nutzer mit nachvollziehbaren Aufforderungen und Eingabemöglichkeiten auf dem Bildschirm durch den Berechnungsprozess geführt und ein, ohne



enormen Aufwand auswertbares Ergebnis, geliefert. Der Nutzer muss sich somit lediglich auf einer Ebene mit dem Software-Tool auseinandersetzen, die keine tiefere Programmierkenntnisse erfordert.

### ***Betrachtete Anwendungsfälle***

Unterschiedliche Buslinien des ÖPNV wurden mithilfe des im Projekt entwickelten Software-Tools auf ihre Tauglichkeit der Elektrifizierung überprüft. Hierbei wurde zunächst auf die einzelnen Strecken und ihre Herausforderungen eingegangen. In den Bewertungsabschnitten der Ergebnisse des Abschnitts 5.4 werden zu Beginn alle Buslinien nach Batteriegröße und Ladeinfrastruktur ausgelegt und anschließend auf ihre Plausibilität analysiert. Die Ergebnisse, welche sich zur Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für verschiedene Anwendungsfälle aus den Untersuchungen ergeben haben, sind in Abschnitt 5.4 dargestellt.



### 1.3 Fertigung der Batteriemodule mit faseroptischer Sensorik

*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut und AKASOL AG*

In einem ersten Schritt wurde das genaue Ausdehnungsverhalten der für den Projektinhalt verwendeten Batteriezellentypen detailliert charakterisiert. In Abstimmung mit dem Projektpartner AKASOL AG wurde eine Lithium-Ionen-Batteriezelle des koreanischen Herstellers KOKAM mit einem flexiblen Hüllenmaterial in Form einer Aluminiumverbundfolie mit den Kunststoffaußenschichten Polyamid und Polypropylen ausgewählt. Neben der verfügbaren Zyklenzahl und den Energie- sowie Leistungsparametern waren für den Industriepartner vor allem der kapazitätsbezogene Preis und die Lieferverfügbarkeit entscheidend. Das Kathodenmaterial der betreffenden Zelle besteht aus einem Kristallkomplex mit den Einzelstoffen Nickel, Cobalt und Mangan. Mit vergleichbaren Batteriezellen der identischen Innenchemie wurden am HHI im Vorfeld zu diesem Projekt bereits faseroptische Dehnungs- und Temperaturfelduntersuchungen durchgeführt, welche zu Projektstart anhand der zur Verfügung gestellten Energiespeicherlastprofile wiederholt wurden, um die zu erwartenden, späteren Anforderungen an die zur Zustandsüberwachung eingesetzten Lichtwellenleiter abschätzen zu können.

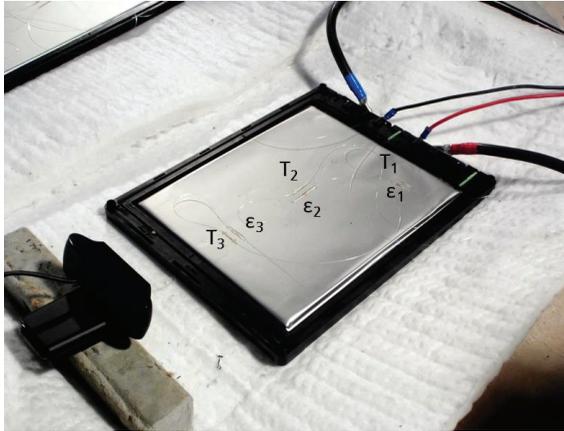
Für die optische Zustandsüberwachung wurden die Testzellen jeweils mit drei Messstellen, bestehend aus einem photonischen Dehnungs- und einem Temperatursensor, versehen. In Abbildung 1.5 ist eine im Rahmen der Voruntersuchungen charakterisierte, mit der KOKAM-Zelle weitestgehend identische Lithiumionenbatteriezelle abgebildet. Die Oberfläche ist mit einem Glasfaserstrang versehen, in welchem sechs Einzelfaser-Bragg-Gitter integriert sind. Die Zustandsgrößenerfassung erfolgt stets paarweise mithilfe jeweils eines faseroptischen Dehnungs- und eines Temperatursensors. Dank der unterschiedlichen charakteristischen Reflexionswellenlängen der einzelnen Sensorteilstellen kann eine simultane Echtzeitüberwachung durchgeführt werden.

Während die Dehnungsmessstellen ( $\epsilon$ ) fest mit der Zelloberfläche mechanisch gekoppelt sind, befinden sich die Temperaturmessstellen (T) von Kräfteinflüssen geschützt und mechanisch entkoppelt in einem wärmeleitfähigen Röhrchen. Die Messposition 1 detektiert vor allem den Ort der größten Abwärmeentwicklung zwischen den beiden Ableitern, wodurch kritische thermische Zustände frühzeitig erkannt werden können. Demgegenüber befindet sich Messposition 2 im Zellzentrum, wo mit der größten Ausdehnung zu rechnen ist und somit die genaue Ladezustandsanalyse sowie Degradationserkennung begünstigt werden.

Da die Einzelzellen zu einem späteren Zeitpunkt auch im Verbund überwacht wurden und sich gegebenenfalls bei gleichzeitig auftretender, starker Ausdehnung gegenseitig beeinflussen könnten, wurde mit Messposition 3 eine zusätzliche Stelle mit eingeplant, wo im Vergleich mit Position 1 und 2 zwar eine geringfügigere Signaländerung zu erwarten war, jedoch die Quereinflussung bei gleichzeitig auftretenden Volumenveränderungs-



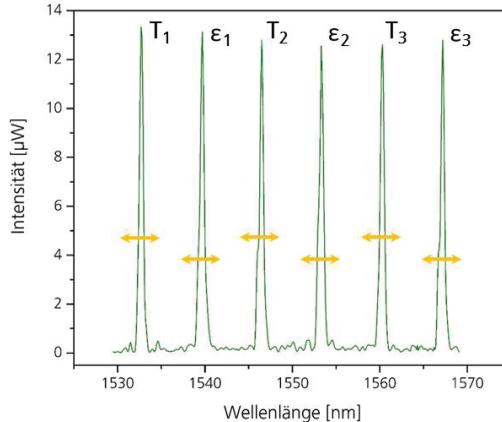
vorgängen deutlich reduziert ist. Die gleiche Messanordnung wurde auch für die im Modul verbauten Zellen angewendet. Die Voruntersuchungswerte waren mit den Analysen aus der Modulnormalzyklisierung und den angedachten Extremtests, wo zum Teil zusätzliche Schutzlösungen der Firma Stöbich technology GmbH zum Einsatz kamen (vgl. Abschnitt 3.5), vergleichbar.



**Abbildung 1.5: Lithiumionenbatterie zelle mit flexiblem Hüllenmaterial**

Wie bereits angedeutet, wurde das optische Reflexionssignal, bestehend aus drei Temperatur- und drei Dehnungsstellen, zeitgleich mithilfe eines Spektrometers ausgewertet. In Abbildung 1.6 ist ein Signalspektrum einer Einzelzelle grafisch aufgetragen.

Die zu den jeweiligen Amplituden gehörenden Faser-Bragg-Gitter (FBG) wurden unter Verwendung identischer Herstellungsparameter (Laserpulsenergie, -wiederholungsrate und -frequenz) gefertigt, um eine gleichwertig sensitive Messwertaufnahme gewährleisten zu können. Alle Einzel-Bragg-Gitterpunkte befinden sich in der Mitte des lichtleitenden Faserkerns, wodurch die Empfindlichkeit von Quereinflüssen reduziert ist. Da aufgrund des vom Fraunhofer Henrich-Hertz-Instituts entwickelten Herstellungsverfahrens die charakteristische Wellenlänge der Faser-Bragg-Gitter individuell eingestellt werden kann, ist auch die Anzahl der Sensorstellen je Glasfaserstrang flexibel festlegbar. Der begrenzende Faktor liegt hierbei vor allem in der Bandbreite der verwendeten Lichtquelle. Abhängig von den zu erwartenden Dehnungs- und Temperaturänderungen muss zwischen den Reflexionsamplituden ein Mindestwellenlängenabstand verfügbar sein, sodass die Zentralwellenlängen in jedem Anwendungsfall problemlos vom optischen Auswerteprogramm unterschieden werden können. Nichtsdestotrotz kann die Anzahl an Faser-Bragg-Gittern in einem Strang bei Bedarf entsprechend angepasst werden.



**Abbildung 1.6: Reflexionsspektrum von sechs Faser-Bragg-Gittern**

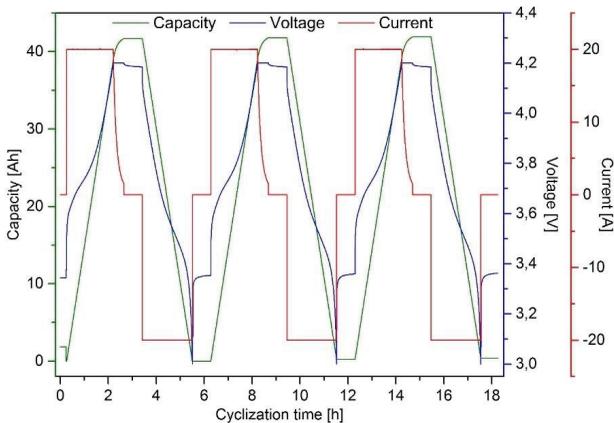
Dargestellt ist das Reflexionsspektrum von sechs Faser-Bragg-Gittern, die zur gleichzeitigen Auswertung von jeweils drei Dehnungs- ( $\epsilon$ ) und drei Temperaturmessstellen (T) für die Zustandsüberwachung von Batteriezellen verwendet wurden. Die charakteristischen Zentralwellen sind so gewählt, dass auch bei starken, mit einer deutlichen Wellenlängenverschiebung einhergehenden Dehnungs- oder Temperaturänderungen an einzelnen Messstellen die Amplituden voneinander unterschieden werden können. In den Vorversuchen erfolgte die optische Charakterisierung noch in einem Wellenlängenbereich von 1550 nm. Im Verlauf des Forschungsprojektes erfolgt die Umstellung auf den Bereich von 850 nm, da hier deutlich günstigere Komponenten hinsichtlich der Lichtemission und -detektierung verfügbar waren.

Um das im Normalzyklisierbetrieb zu erwartende faseroptische Dehnungs- und Temperatursignal der für das Projekt ausgewählten Zelltypen evaluieren zu können, wurden gleichsam zu Abbildung 1.5 entsprechende Zellen mit Glasfasern ausgestattet, in welche davor Faser-Bragg-Gittersensoren integriert wurden. Wichtig ist dabei, dass das Aufbringen der mechanisch gekoppelten Dehnungssensoren im entladenen Zustand durchgeführt wird, damit mit Sensorstellenstauchungen einhergehende, undefinierbare Signalverläufe beim volumenmäßigen Schrumpfen des Zellkörpers verhindert werden können. Während der anschließenden Zyklisierung bei einer Umladestromrate von 0,5C erfolgte zunächst die Aufnahme charakteristischer Verhaltensmuster, die abhängig vom Ladezustand auftreten. In Abbildung 1.7 sind die Profilbilder der Kapazität, Spannung und Stromstärke des 11. bis 13. Umladezyklus einer Litarion Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide-Batteriezelle aufgetragen. Aus Gründen der Zellnormierung wurden während der ersten zehn Zyklen keine Messungen durchgeführt. Die Kapazität der verwendeten Zelle beträgt 40 Ah. Dargestellt sind jeweils drei Lade- und Entladeteilzyklen, zwischen welchen stets



eine stromfreie Pause von einer Stunde eingefügt wurde. Das Spannungsfenster wurde auf den Bereich zwischen 3,0 V und 4,2 V festgelegt, der aufgegebene Lade- beziehungsweise Entladestrom betrug während der Gleichstromphase 20 A, wobei ab einer Unterschreitung von 2 A in der Gleichspannungsphase die Umladung jeweils abgebrochen wurde.

Gleichzeitig zu den elektrischen Werten aus Abbildung 1.7 wurden mithilfe der faseroptischen Sensoren und einer Spektrometersauswerteeinheit die photonischen Dehnungs- und Temperaturfeldsignale aufgenommen. Da die Dehnungssensoren fest an die Zelloberfläche gekoppelt sind, wird durch diese sowohl die Dehnungs- als auch die Temperaturinformation übertragen. Zur Trennung der Signale eines Sensorpaars wird die von der Temperaturmessstelle detektierte Wellenlänge von der Gesamtwellenlängenänderung der Dehnungsmessstelle subtrahiert, sodass das reine Dehnungssignal herausgestellt werden kann. Auf die physikalischen Umrechnungen der Reflexionswellenlängenänderung hin zu einem Dehnungs- beziehungsweise Temperaturwert soll an dieser Stelle mit dem Verweis auf (Marowsky 2015) nicht eingegangen werden.



**Abbildung 1.7:** Elektrisches Profilbild einer Litarion-Lithiumionenbatterie zelle mit dem Kathodenmaterialkomplex Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide

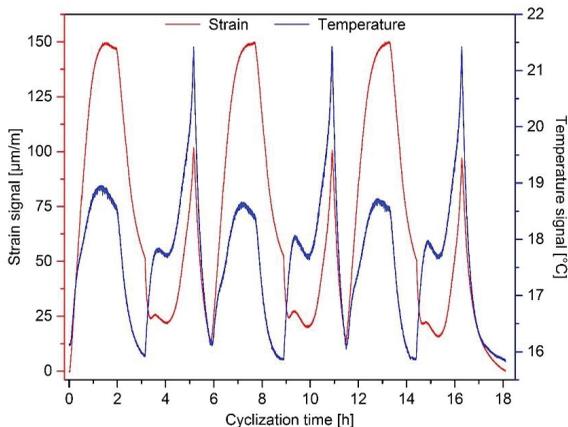
Die voneinander getrennten Signalbestandteile sind in Abbildung 1.8 aufgeführt, wobei die Abszissenachse mit der von Abbildung 1.7 identisch ist. Über die Außenmaße der Zelle kann aus der Einheit  $[\mu\text{m}/\text{m}]$  die Gesamtvolumenausdehnung während der Zyklierung nach Bedarf ausgerechnet werden.

Bei dem durchgeführten Experiment ist zu beachten, dass die Kammertemperatur im Zyklierstand konstant bei 16 °C gehalten wurde und entstandene Abwärme sehr effektiv abgeführt werden konnte. Im Zellverbund sind daher höhere Temperaturspitzen zu



erwarten. Diese treten vor allem zum Ende der Entladung auf, da im Bereich der niedrigen Zellspannung der interne Widerstand merklich ansteigt. Über die Temperaturfeldanalyse der optischen Sensoren kann dieser Effekt besonders deutlich veranschaulicht werden. Das zweite, lokale Temperaturmaximum liegt am Übergang der Konstantstrom- zur Konstantspannungsphase während des Ladens, wobei die festgestellte Amplitude lediglich die Hälfte des Entladeschlusswertes aufweist. Da ein reversibles Anschwellen einer Lithiumionenbatteriezelle vor allem von der Interkallation von Lithiumionen in die Graphitstruktur der Anode ausgelöst wird, tritt somit auch das erwartete Dehnungsmaximum am Ladeschluss auf, wo der Füllungsgrad der negativen Elektrode am höchsten ist.

Bei der Messung liegt der höchste Wert jedoch bereits am Ende der Konstantladestromphase, wo auch das zweite Temperaturmaximum auftritt. Aufgrund der temperaturbedingten Materialausdehnung kommt es hierbei zu einer Signalüberlagerung. Der gleiche Effekt offenbart sich auch zum Entladeschluss, wo mit keiner von der Zellchemie hervorgerufenen Ausdehnung zu rechnen ist, jedoch genau dies mithilfe der Dehnungssensoren festgestellt wird. Die glasfaserbestückten Zellen wurden mit Lastblöcken, die sich aus 47 reinen Umladezyklen und drei anschließenden Messzyklen zusammensetzen, beaufschlagt. Dadurch sollten irreversible, auf Degradation hindeutende Signaländerungen detektiert werden, die zum Projektende in die Alterungszustandsabschätzung mit einfließen.



**Abbildung 1.8:** Zu Abbildung 1.7 gehöriges optisches Profilbild der Zyklisierung einer Lithium-Ionen-Batteriezelle mit flexiblem Hüllenmaterial

Während der in Abbildung 1.8 dargestellten drei Lade- und Entladeteilzyklen sind die mittels faseroptischer Sensoren aufgenommenen Dehnungs- und Temperaturverläufe abgebildet. Die zwischen den Ruhephasen und den Punkten des höchsten ohmschen Widerstandes zum Ende der Entladung festgestellte maximale Temperaturänderung beträgt zirka 5,5 K. Nach Ende der zwischendurch erfolgten, einstündigen Pausen ist jedoch



noch keine vollständige Abkühlung eingetreten. Der größte zwischen dem 11. und 13. Umladezyklus aufgenommene Dehnungshub liegt bei zirka  $150 \mu\text{m}/\text{m}$ . Da zu diesem Zeitpunkt noch keine Alterungserscheinungen aufgetreten sind, muss im Verlauf des Speicherlebens, zum Beispiel durch Degradation, mit einem Anstieg der Dehnungsamplitude gerechnet werden.

Durch die Zyklisierung der faseroptisch ausgestatteten Batteriezellen konnte unter Normalbedingungen ein maximaler Dehnungshub von  $150 \mu\text{m}$  zwischen den Punkten der vollständigen Entladung und Vollladung festgestellt werden. Unter der Kenntnis des genauen Volumenänderungsverlaufes wurde ein Lastwechselprofil für eine Zugprüfmaschine entwickelt, mit welcher bei gleichzeitiger Kraftmessung durch einen weggeführten Zyklus die Volumenbewegung der Zelle während des Umladens simuliert wird. In Abbildung 1.9 ist die Zugprüfmaschine mit eingebauter Kraftmessdose, beidseitiger Glasfaserhaltung sowie aufgewickelter Glasfaser dargestellt. Mittig im eingespannten Bereich befindet sich ein integriertes Faser-Bragg-Gitter, von dem permanent der aktuelle Dehnungsstatus ausgesendet wird. Das im Wellenleiter geführte Licht mit breitbandigem Spektrum wird bis zum im Einspannbereich mittig angeordneten Faser-Bragg-Gitter geführt. An der Sensorstelle erfolgt die Reflexion der charakteristischen Einzelwellenlänge, die vom gegenwärtigen Dehnungszustand abhängt. In der Prüfkammer herrscht ein isothermer Zustand vor.

Um Temperatur- und Strömungseinflüsse abzuwenden, ist die Testkammer der Prüfmaschine eingehaust. Das reine, somit ausschließlich von der Ausdehnung ausgehende Signal wurde mit dem Kraftverlauf und dem vorgegebenen Weg verglichen und hierdurch eine Parameteroptimierung bei der Bragg-Gitterherstellung vorgenommen, sodass ein für Batterieanwendungen angepasster optischer Sensor entstand, der im betreffenden Anforderungsbereich den Dehnungswert am realistischen abzubilden vermag. Da die auftretende Längenänderung gegenüber den damaligen Anwendungsbereichen vergleichsweise gering war, wirkte sich der in der Glasfaser vorrangige Lichtpolarisationsstand, welcher die Ausbreitungsvorzugsrichtung der Wellen beschreibt, überproportional stark auf die Sensorstellenanalyse aus.

Durch eine geringfügige Änderung der Lichtpolarisation, wie sie zum Beispiel aufgrund von Vibrationen, Biegungen oder Thermik ausgelöst wird, sind einige Elemente des Bragg-Gitters mehr oder weniger stark von der zur Reflexion führenden Bragg-Bedingung betroffen, sodass es zu einer minimalen, jedoch detektierbaren Gestaltänderung des Reflexionsspektrums kommen kann, was wiederum Auswirkungen auf den mithilfe einer Gaußkurvenerkennung durchgeführten Auswertungsalgorithmus hat. Vermeintlich detektierte Wellenlängenverschiebungen wurden dadurch als Temperatur- oder Dehnungsänderung interpretiert, obwohl ein konstanter Zustand vorherrschte. Neben der Minimierung der Bragg-Gitterlichtpolarisationsabhängigkeit sollte darüber hinaus auch während der



eigentlichen Signalanalyse eine messtechnische Herausfilterung der Störgröße erfolgen, diese Strategie wird in Abschnitt 2.3 im Detail erläutert.

Vor dem eigentlichen Bestücken der im Projekt „MoBat“ eingesetzten Batteriezellen und dem anschließenden Modulzusammenbau musste die Beständigkeit der Klebeverbindungen evaluiert werden, mit welchen die Dehnungssensorstellen mit dem Hüllenmaterial der Zellen mechanisch gekoppelt werden. Dies geschah ebenfalls mithilfe der Zugprüfmaschine, wobei die beidseitigen Glasfaserhalterungen durch Klemmbacken ersetzt wurden.



**Abbildung 1.9:** Zugprüfmaschine der Firma Zwick mit Kraftmessdose, Glasfaserhalterung und eingespannter Glasfaser

Das als Einspanngut fungierende Substrat war eine Aluminiumverbundfolie, die als Hüllenmaterial für Lithiumionenbatteriezellen verwendet wird. Die äußere Kunststoffoberfläche besteht aus einem orientierten Polyamid, was die nötige mechanische Festigkeit garantiert. Obwohl der Kunststoffmantel einer Glasfaser mit der Kunststoffhülle einer Zelle einfacher verbunden werden könnte, wurde die Faser von ihrer Ummantelung befreit, damit während der Sensorlebenszeit interne Setz- oder Gleitvorgänge ausgeschlossen werden konnten. In einem Experiment wurden verschiedene entmantelte und mit einem Faser-Bragg-Gitter versehene Glasfasern mit unterschiedlichen Klebstoffen sowie variiert angeordneten Klebestellen hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit getestet. Das Bragg-Gittersignal wurde dabei über eine Lastwechselperiode von 100 an die Batterieerfordernisse angepasste Vollzyklen hinweg aufgenommen und ausgewertet.

Eine schematische Darstellung eines Versuchsausschnittes ist in Abbildung 1.10 zu finden. Zur Evaluierung der für die Anforderungen der dehnungsmäßigen Zellüberwachung bestmöglichen Klebebindung wurden verschiedene Klebstoffe und Klebestellenarten



durch eingeleitete Belastungskräfte untersucht. Zwei verschiedene Klebestrategien sind in der Abbildung exemplarisch gezeigt. Um ungewünschte Quereinflüsse zu vermeiden, fand das Experiment unter isothermen Bedingungen im abgeschlossenen Gehäuse der Zugprüfmaschine statt.

Die Probe mit der über den Betrachtungszeitraum realistischsten Signalübertragung war mit einer Gesamtbereichsverklebung (siehe untere Beispieldarstellung in Abbildung 1.10) versehen, die unter Verwendung des speziell für Glas- und Kunststoffverbindungen optimierten Industrieschnellklebers Ber-Fix in der Konsistenz mittelviskos hergestellt wurde. Während des gesamten Lastbeaufschlagungsversuches konnten keine Ablöse- beziehungsweise Erschlaffungserscheinungen in Form von Signalamplitudenverkleinerung oder Reflexionsspektrumsverzerrung festgestellt werden, weswegen die für das Forschungsprojekt zu bewerkstelligenden mechanischen Kopplungen der Dehnungssensoren standardmäßig mit dem Ber-Fix-Kleber realisiert werden sollen. Zur Validierung des Ergebnisses wurde eine weitere baugleiche Probe mit 1000 Lastzyklen beaufschlagt.



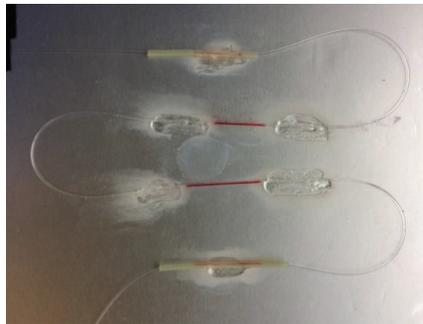
**Abbildung 1.10:** Hüllpolymerfolie einer Lithium-Ionen-Batteriezelle mit aufgeklebten Glasfasersensoren

Im nächsten Schritt wurden die Batteriemodule aus den sensorglasfaserbestückten Zellen zunächst händisch zusammengebaut. In Zyklisier- und Temperaturtests soll anschließend die Zuverlässigkeit und Eignung der optischen Sensoren gezeigt werden. Fernerhin erfolgt eine Belastung der Module über ihre Betriebsspezifikationen hinaus, um die Fähigkeit des Erkennens kritischer Zustände zu überprüfen. Zudem war es das Ziel zusammen mit der AKASOL AG ein industriell umsetzbares Konzept für die maschinelle Integration von Glasfasern direkt während der Fertigung der Module zu erarbeiten. Die



Anpassung und Positionierung der Sensorstellen im Lichtwellenleiter erfolgten sodann unter Berücksichtigung der in diesem Prozess auftretenden Erfordernisse.

Auf Grundlage der aus den Voruntersuchungen gewonnenen Erkenntnisse bezüglich der optimalen Ausgestaltung der faseroptischen Temperatur- und Dehnungssensoren hinsichtlich ihrer Reflektivität, Halbwertsbreite und der Erarbeitung der Laserschreibparameter zur Herstellung der Sensoren, wurden drei Faserstränge mit je 16 Faser-Bragg-Gittern hergestellt. An einem vom Projektpartner AKASOL AG zur Verfügung gestellten Modul („Probemodul“), bestehend aus sechs Doppelzellverbänden, wurde die Güte der hergestellten Sensoren sowie die Klebstoffverbindung und Sensorposition validiert. Dafür wurde das Modul demontiert, die Temperatursensoren mit einem Schutzmantel und die Dehnungssensoren direkt auf die Oberfläche geklebt, um das Modul im Anschluss wieder zu montieren. Die rot zu erkennenden Dehnungsmessstellen sind mit Klebstoff rechts und links der Sensorstelle mit der Oberfläche der Zelle gekoppelt. Die Temperaturmessstellen sind in einem Schutzhörnchen mechanisch entkoppelt in der Nähe der Dehnungssensoren aufgebracht.



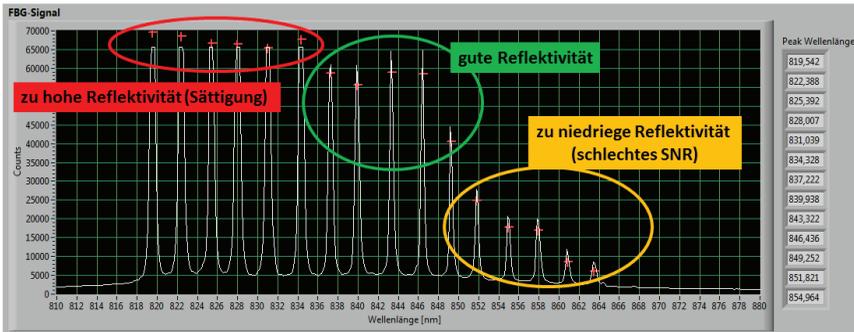
**Abbildung 1.11: Detailansicht einer Zelloberfläche des „Probemoduls“ mit vier faseroptischen Sensoren**

Dabei zeigte sich, dass aufgrund des engen Bauraums der zur Verlegung eines Faserstranges zur Verfügung stand und der großen Anzahl an Messstellen pro Faser, ein noch größeres Augenmerk auf die Reflektivität der einzelnen Faser-Bragg-Gittern gelegt werden musste. Aufgrund enger Biegeradien, die vor allem dann auftraten, wenn ein Faserstrang von einer Zelloberfläche zur darunterliegenden Zelloberfläche verlegt wurde, wurde die zur Sensorauswertung zur Verfügung stehende Lichtintensität durch Verluste zu sehr verringert, wodurch die letzten Sensorstellen eines Faserstranges nur ein geringes Lichtreflektionssignal aufwiesen. Umgekehrt wiesen die ersten Sensorstellen des Faserstranges eine zu hohe Reflektivität auf.

Dies ist in Abbildung 1.12 an einem Faserstrang dargestellt. Zu sehen sind die 16 Sensorstellen mit einer Halbwertsbreite von etwa 1 nm an den individuell festgelegten



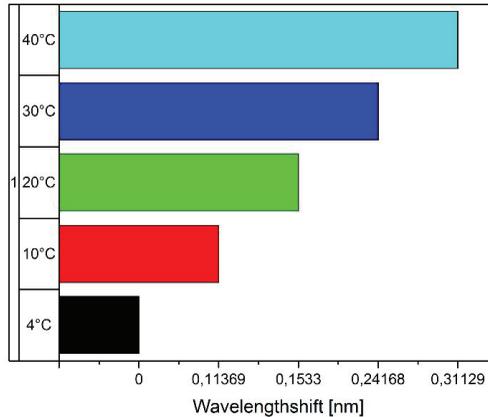
Braggwellenlängen. Weiterhin ist zu erkennen, dass die ersten sechs Sensorsignale keine Spitze aufweisen, sondern aufgrund der Sättigung (Überbelichtung) der Auswertereinheit ein Plateau bilden. Die nächsten fünf Sensorstellen haben eine gute, im Sinne einer hohen, aber nicht die Sättigung erreichenden, Reflektivität. Die letzten fünf Sensorstellen des Faserstrangs weisen eine zu geringe Reflektivität auf, da zu viel des Lichtsignals durch enge Biegungen verloren geht. Die Auswertung dieser Sensorstellen war zwar noch möglich, allerdings aufgrund des schlechten Signal-zu-Rausch-Verhältnisses auch stark fehlerbehaftet.



**Abbildung 1.12:** Darstellung des Lichtreflektionsspektrums einer der drei Faserstränge nach der Modulintegration

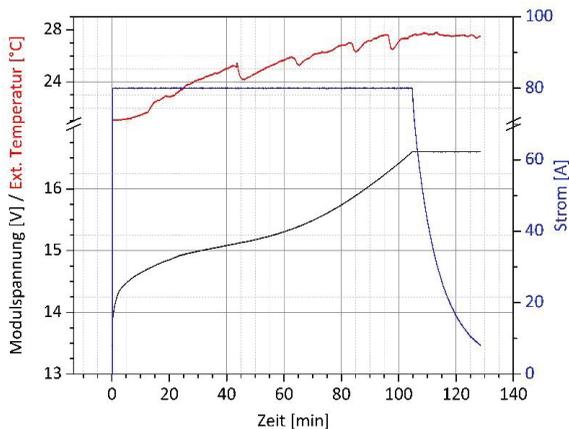
Das Probemodul wurde anschließend in einem Wärmeschrank Temperaturtests unterzogen. Dabei wurde nach ausreichender Zeit zur Akklimatisierung bei Temperaturen von 4, 10, 20, 30 und 40 °C über einen kurzen Zeitraum die detektierte Wellenlänge jedes Sensors ausgewertet.

In Abbildung 1.13 ist das Ergebnis für den 1. Sensor des ersten Faserstranges exemplarisch dargestellt, bezogen auf die Wellenlänge des ersten Sensors bei der Starttemperatur von 4 °C. Obgleich die Verteilung der Wellenlängenverschiebung über den Temperaturbereich gleichmäßig zu sein scheint, fällt bei näherer Betrachtung auf, dass diese unterschiedlich ist. So ändert sich die Wellenlängenverschiebung zwischen 10 und 20 °C beispielsweise um 39,61 pm wohingegen die Wellenlängenverschiebung zwischen 30 und 40 °C um die 69,61 pm beträgt. Dieser Umstand ist in erster Linie der vorher beschriebenen Problematik der Sättigung geschuldet, wodurch mehrere Photodetektorzeilen des verwendeten Spektrometers überbelichtet wurden und durch die Software kein eindeutiges Maximum ermittelt werden konnte.



**Abbildung 1.13:** Exemplarische Wellenlängenverschiebung bezogen auf den Referenzwert von 4 °C des 1. Sensors

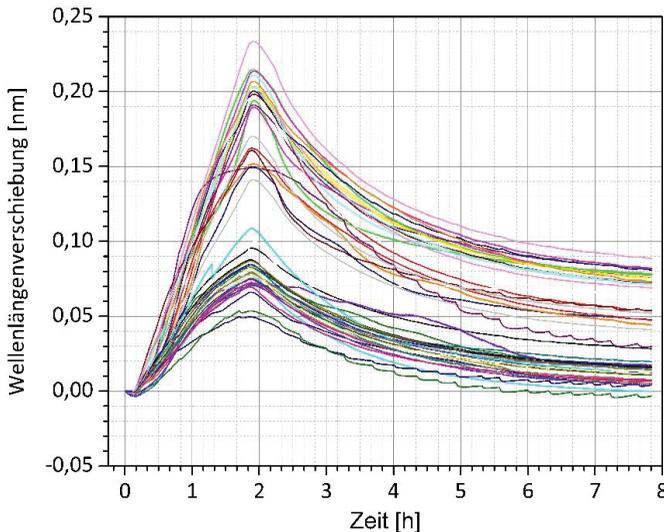
Um zu bestätigen, dass das Modul durch die Faserintegration nach wie vor einwandfrei in elektrischer Weise funktioniert, wurde das Modul an einem Modulprüfstand mit einem konstanten Ladestrom von 80 A geladen, dargestellt in nachfolgender Abbildung 1.14. Das Modul wurde für die Ladung in einer Klimakammer bei 21 °C aufgestellt. Die elektrisch gemessene Außentemperatur des Modulgehäuses steigt auf knapp 28 °C um ungefähr 7 °C. Zu erkennende periodische Temperaturrückgänge resultieren aus der Kaltluftzufuhr der Klimakammer.



**Abbildung 1.14:** Darstellung der elektrischen Werte des Probemoduls während der Ladung mit einem Strom von 0,5C



Der prinzipielle Verlauf der optischen Messwerte entsprach dem erwarteten. (vgl. Abbildung 1.15) Gut ersichtlich sind die unterschiedlichen Amplituden der Dehnungssensoren (obere Kurvenschar) im Vergleich zu denen der Temperatursensoren (untere Kurvenschar). Der Zeitpunkt der höchsten Temperatur und der maximalen Dehnung tritt am Ende der Ladung auf, von wo aus sowohl das temperaturüberlagerte Dehnungssignal als auch die Temperaturwerte rückläufig sind. Die Hälfte der 48 Sensoren weist somit über den Beobachtungszeitraum eine größere Wellenlängenverschiebung auf als die andere Hälfte, da sowohl die Temperatursensoren als auch die Dehnungssensoren einer Wellenlängenverschiebung aufgrund der thermisch bedingten Brechzahländerung unterliegen. Zusätzlich weisen die Dehnungssensoren, die fest mit der Oberfläche der Batteriezellen verbunden sind, eine Gitterpunktstandsvergrößerung aufgrund der thermisch induzierten Materialausdehnung des Zellenhüllmaterials sowie zusätzlich der vornehmlich zu detektierenden Volumenänderung aufgrund von Lithiuminterkalation in die Anode auf.



**Abbildung 1.15:** Darstellung der 48 Sensorstellen des Probemoduls während der etwa zweistündigen Ladung und weiterer sechs Stunden Akklimatisierung

Nach Beendigung der Ladung nach ungefähr 2 Stunden und einer ausreichend großen Akklimatisierungsphase fallen die Werte der Temperatursensoren annähernd wieder auf die Ausgangswerte, wohingegen die Signale der Dehnungssensoren auch nach langer Abkühlung einen höheren Wert aufweisen als zu Beginn der Ladung, was aufgrund der genannten Einlagerungs- und damit einhergehenden Volumenänderungsprozesse dem erwarteten Ergebnis entspricht. Es fällt jedoch ebenfalls auf, dass die Streuung der



Sensorstellen sehr groß ist, was erneut auf die eingangs erläuterten unterschiedlichen Signalstärken der Sensorstellen zurückzuführen ist.

Demnach konnte erfolgreich die Integration der Fasern in ein Modul gezeigt werden. Die zu Beginn des Arbeitspaketes erfolgten Festlegungen hinsichtlich der Sensorherstellung und Applikation konnten erfolgreich überprüft werden. Die wesentliche Erkenntnis ist, dass Art und Weise der Faserintegration in das Batteriemodul einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die spätere Auswertung haben.

In Rücksprache mit den Mitarbeitern der AKASOL AG wurde auf Grundlage der Ergebnisse des Probemoduls die Ausstattung eines weiteren Moduls beim Projektpartner in Darmstadt vorgenommen. Dabei wurde ein Modul, ähnlich dem Probemodul, während des Herstellungsprozesses mit Fasern versehen. Im Unterschied zum Probemodul wurden jedoch nur sechs von zwölf Zellen mit Dehnungs- und Temperatursensoren ausgestattet. Hintergrund war, dass vor allem seitens der AKASOL AG Erfahrung bei der Faserintegration gesammelt werden sollte, sodass für weitere Module auch aus Sicht des Modulherstellers das optimale Vorgehen hierfür erprobt werden konnte. Fernerhin handelte es sich bei dem in Darmstadt mit Fasern ausgestatteten Modul um eines, welches im späteren Verlauf in Havarietests (vgl. Abschnitt 3.5) die Funktionsweise der Schutzlösungen unter Beweis stellen sollte.

Für die Integrierbarkeit der Fasern in die Module war entscheidend mit welcher Sorgfalt dies erfolgte. Beim im Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut ausgestatteten Probemodul wurden mit größter Sorgfalt lediglich drei Faserstränge gleichmäßig auf zwölf Zelloberflächen verteilt (3 Stränge pro Modul bei Vollausrüstung). Der prinzipielle Modulaufbau ist in Abbildung 1.16 schematisch dargestellt.



**Abbildung 1.16: Prinzipieller Modulaufbau**

Dies hatte logischerweise zur Folge, dass sowohl von der Oberfläche der ersten zur Oberfläche der zweiten Zelle eines „Bi-Packs“, als auch vom ersten zum zweiten Bi-Pack eines Moduls eine untrennbare Faserverbindung vorliegt. Weiterhin hatte dies den



weiteren Nachteil, dass die Bi-Packs nicht mehr einzeln handhabbar waren. Daher wurde für das in Darmstadt ausgestattete Havarie-Modul davon abgesehen zwei Bi-Packs miteinander optisch zu verbinden und stattdessen ein Faserstrang pro Bi-Pack verwendet (6 Stränge pro Modul bei Vollausstattung). Jedoch stellte auch der Übergang der, in diesem Bereich ungeschützten, Glasfaser von einer Zelloberfläche zur anderen eines Bi-Packs in den Augen des Projektpartners AKASOL AG zu große Hemmnisse hinsichtlich der Handhabbarkeit, woraufhin entschieden wurde, zukünftige Module mit einem Faserstrang pro Zelloberfläche zu versehen (12 Stränge pro Modul bei Vollausstattung).

Die Verteilung der Sensorstellen des von der AKASOL AG ausgestatteten Moduls ist in Abbildung 1.17 exemplarisch gezeigt. Dabei beinhalten die drei Faserstränge zur Überwachung der Hälfte der Modulzellen jeweils 16 Sensorstellen (8 pro Zelle).

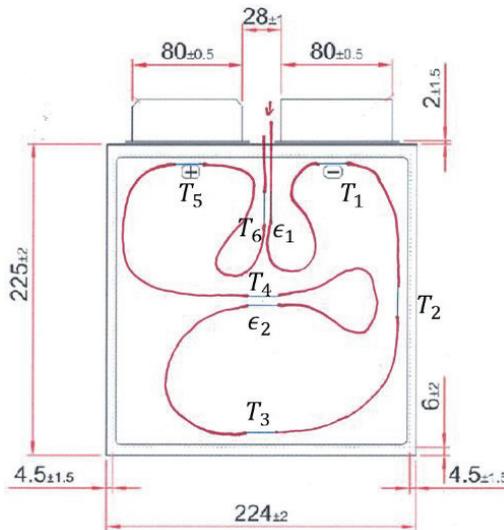


Abbildung 1.17: Sensorkonfiguration auf den Zellen des Havarie-Moduls

Diese gliedern sich in fünf Temperaturmessstellen und zwei Dehnungsmessstellen. Die Temperaturmessstellen sind so gewählt, dass sowohl an den Punkten der höchsten zu erwartenden Wärmeentwicklung, als auch am Randbereich der Zelle gemessen werden kann. Die höchsten Temperaturen werden dabei im Bereich der Zelleiter erwartet. (vgl. Abschnitt 3.2) Mit zusätzlichen Temperatursensoren im mittleren Bereich der Zelle werden nicht nur die thermischen Einflüsse der Dehnungssensoren kompensiert, sondern es ließen sich im weiteren Projektverlauf auch Aussagen über den Temperaturgradienten der Zelloberfläche treffen, welcher hinsichtlich des sicheren Betriebs und für die



Degradation der Zellen eine entscheidende Rolle spielt. (vgl. Tabelle 1 für die Wellenlängen und Positionen der Sensoren)

Abschließend erfolgte die weitere faseroptische Ausstattung der restlichen Module in der Fertigung von AKASOL in Darmstadt. Auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse wurden drei weitere Module vollständig mit Glasfasersensoren versehen. Die Module dienten zur Integration ins Gesamtbatteriesystem (vgl. Abschnitt 1.6) sowie zusätzlich als Anschauungsobjekt. Neben den für die Langzeitzyklisierung vorgesehenen Modulen wurden zwei Einheiten für die Verschleißtests, aufgebaut. Nachfolgend wird der finale Modulaufbau anhand der Einzelschritte detailliert erläutert.

**Tabelle 1: Sensorkonfiguration**

Sensornummer	Wellenlänge [nm]	Sensorposition [mm]	Funktion $\epsilon$ /T
1	818	0	$\epsilon$
2	821	183	T
3	824	309	T
4	827	482	T
5	830	706	$\epsilon$
6	833	915	T
7	836	1117	T
8	839	1301	T
9	842	1435	$\epsilon$
10	845	1618	T
11	848	1744	T
12	851	1917	T
13	854	2141	$\epsilon$
14	857	2350	T
15	860	2552	T
16	863	2736	T

Wie bereits vorher aufgezeigt, wurde jede Einzelzelle des Verbundes mit jeweils einem Glasfaserstrang ausgestattet. In diesem sind zwei Dehnungssensoren (zwischen den Ableitern und in der Zellmitte) sowie sechs Temperatursensoren (zwei zur Kompensation



der Dehnungssensoren, zwei für die Ableitertemperaturen an Anode und Kathode sowie zwei für die Zellrandbereiche) eingeschrieben.

In Abbildung 1.18 ist links eine ausgestattete Einzelzelle exemplarisch gezeigt. Der gelbe Schutzmantel, welcher die mechanische Stabilität gegenüber Querkräften, die während der Modulfertigung auftreten können, gewährleistet, schließt exakt mit der Zellstapelkante ab, sodass sich nur die reine Glasfaser zwischen den Zellen im späteren Aufbau befindet. Das Detailbild einer faseroptisch überwachten Sensorstelle, bestehend aus Dehnungsmessfühler und kompensierenden Temperaturmessfühler ist rechts in Abbildung 1.18 gegeben. Während ersterer fest mit der Oberfläche der als Zellohüllenmaterial fungierenden Verbundfolie verbunden ist, sodass eine Signalsensitivität gegenüber Ausdehnung und thermischen Einflüssen besteht, ist letzterer lediglich auf die Oberfläche gelegt und in ein vor Krafteinwirkungen schützendes Röhrchen eingebracht, weswegen aufgrund der alleinigen Temperatursensitivität eine Signaltrennung in zusammenwirkender Auswertung des Sensorpaares erfolgen kann.



**Abbildung 1.18:** Mit faseroptischen Sensoren in einem Glasfaserstrang ausgestattete Einzelzelle (links) und faseroptische Messstelle mit der oberen Dehnungskomponente und der unteren signalkompensierender Temperaturkomponente (rechts)

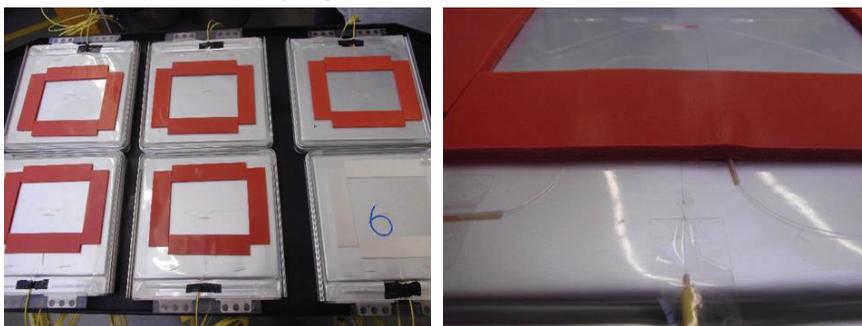
Die Batteriemodule bestehen aus jeweils zwölf Einzelzellen, welche bereits vorab paarweise in einem sogenannten Bi-Pack zusammengefügt worden waren. Folglich findet die optische Zustandserfassung abwechselnd auf der Ober- und Unterseite der Zellen statt. Alle sechs Bi-Packs eines späteren Moduls sind in Abbildung 1.19 abgelichtet. Gut erkennbar sind die gelben Schutzschläuche mit den enthaltenen Glasfaserzuleitungen jeweils auf der Ober- und Unterseite des Zellpaares.

Im nächsten Schritt wurden die Oberflächen mit Schaumgummiabstandshaltern versehen. Dies geschieht, um das beim Laden und Entladen auftretende Zellatmen mit einhergehender Volumenänderung zu ermöglichen und ist darüber hinaus ebenso mit thermischen Aspekten zu begründen.



**Abbildung 1.19:** Sechs jeweils aus zwei Einzelzellen bestehende Zellpaare mit applizierter faseroptischer Sensorik.

In Abbildung 1.20 sind links die entsprechend ausgestatteten Bi-Packs gezeigt. Anstelle des in diesem Fall orangenen beziehungsweise grauen Gummischaums können auch Brandschutz-Materialien eingefügt werden.



**Abbildung 1.20:** Mit Abstandsschaumgummi versehene Bi-Packs vor dem Modulzusammenbau (links) und mit Abstandsgummi versehene Zelloberfläche im Detail (rechts)

Zur Analyse der Querdruckeinflüsse ist jeweils ein optischer Dehnungssensor mit dem Schaumgummi bedeckt und ein weiterer, der sich in der Mitte der Zelle befindet, ist frei positioniert. Dieser Umstand wird durch die Detaildarstellung rechts in Abbildung 1.20 verdeutlicht. Im nächsten Fertigungsschritt erfolgte das Stapeln der Doppelzellen. Diese wurden hierbei in eine Halterung eingelegt, wobei die Bi-Packrandbereiche aus Aluminium direkt ineinandergesteckt werden können, sodass die Position fixiert ist. In Abbildung 1.21 ist rechts ein Augenblick während des Stapelvorgangs festgehalten. Nachdem alle sechs Bi-Packs eingefügt waren, wurden die offenen Aluminiumkanten mit



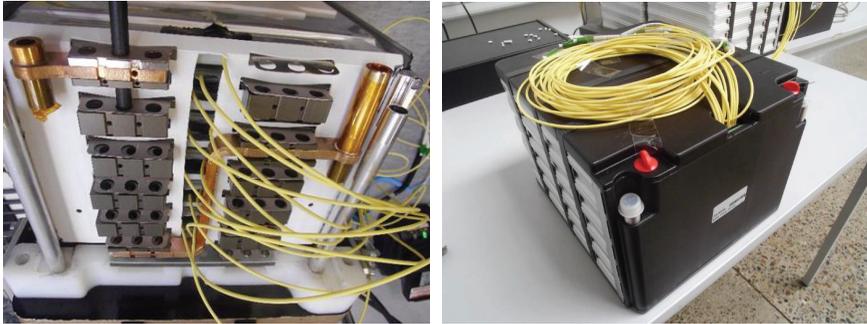
Metallkleber versehen. Mithilfe einer Pressvorrichtung wurde der exakte Druck auf das Modul beaufschlagt. An den Seitenbereichen wurden unterdessen Metallspangen angebracht, welche die angelegte Druckkraft aufrechterhalten. Links in Abbildung 1.21 ist der vor dem Verkleben beschriebene Zustand festgehalten.



**Abbildung 1.21:** Stapelvorgang beim Aufbau eines Batteriemoduls nach dem Zusammenstecken von drei der sechs Doppelpaare (links) und die fertig gestapelte Bi-Packs eines Batteriemoduls vor dem Verkleben und Verpressen (rechts)

Die Batteriemodule können in verschiedenen Zellkonfigurationen aufgebaut werden. Für den im Projekt relevanten Anwendungsfall wurde entschieden, alle zwölf Zellen in einer Reihenschaltung miteinander zu verbinden, sodass sich ein Nennspannungsniveau von 44,4 V ergab. Der auf der linken Seite in Abbildung 1.22 dargestellte Fertigungsstand zeigt diese Gegebenheit auf. Die beiden äußersten Zellelektroden sind elektrisch über eine Kupferschiene mit dem Plus- beziehungsweise Minuspol des Moduls kontaktiert. Durch die Verbindung der benachbarten Plus- und Minuspole im Modulinneren wurde das endgültige Spannungsniveau sukzessive aufgebaut. Im vorletzten Schritt erfolgte zum einen der Dichtungstest, bei welchem die seitlichen Kühlrohre mit dem Kühlungsfluid durchströmt wurden und zum anderen die Installation des Batteriemagementsystems mit samt dem standardisiert durchgeführten elektrischen Test. Abschließend wurde das Gehäuse final gefertigt. Einhergehend wurden die Tests zur elektromagnetischen Verträglichkeit durchgeführt. Fernerhin erfolgte die Untersuchung der Funktionalität der optischen Glasfasersensoren.

Das für die Integration in das Gesamtbatteriesystem vorgesehene, fertig zusammengesetzte Modul ist in Abbildung 1.22 rechts abgelichtet. Die herausgeführten Glasfaserkabel wurden im Speichersystem mit dem die Signale zusammenführenden optischen Schalter, verbunden. Mit dem Abschluss des Arbeitspaketes 1.3 konnte die Voraussetzungen für die veranschlagten Zerstörungstests der Module im Verlauf des Projektes gelegt werden. (vgl. Abschnitt 3.5)



**Abbildung 1.22:** Elektrische Zellableiterkontaktierung einer rein seriellen Verschaltung zum Generieren einer Batteriemodulnormalspannung von 44,4 V (links) und AKM 53 Ah Modul mit faseroptischen Sensoren und Brandschutzlagen (rechts)

Zur Mitte der Projektlaufzeit existierte das AKASOL AKM Modul in zwei Ausführungen. Einmal als 53 Ah Modul mit einer höheren Energiedichte sowie als 46 Ah Modul mit einer höheren Eigensicherheit der Zellen. Die rechte Seite der Abbildung 1.22 zeigt das AKASOL AKM 53 Ah Modul, welches in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Stöbich technology GmbH sowie dem Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut aufgebaut wurde und mit faseroptischen Sensoren ausgestattet ist. Zudem wurden Brandschutzlagen von der Firma Stöbich technology GmbH zwischen den einzelnen Zellen platziert. Mit Hilfe der integrierten Brandschutzlagen wurde in einem entsprechenden Versuch nachgewiesen, dass das AKM 53 Ah Modulen ähnlich hohe Sicherheitsanforderungen wie das AKM 46 Ah Modulen erfüllt. (vgl. Abschnitt 3.5) Dieses Ergebnis bedeutet, dass das AKM 53 Ah Modul mit seiner höheren Energiedichte ebenfalls in Anwendungsgebieten mit hohen Sicherheitsanforderungen eingesetzt werden kann.



## 1.4 Sicherheitsrelevante Sensorik/ Schutzeinrichtungen

*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut*

Ein Großteil der in diesem Arbeitspaket relevanten Fragestellungen konnte einhergehend mit der Bearbeitung des vorherigen Arbeitspaketes (vgl. Abschnitt 1.3) beantwortet werden. Für die Modulüberwachung wurde entschieden einen Faserstrang pro Zelle zu verwenden, weshalb die Anzahl an möglichen Messstellen pro Zelle vervielfacht wurde. Für die Überwachung der Module während der Langzeituntersuchung und des Betriebs wird die Sensoranzahl bei 8 Stück pro Zelle beibehalten, wie in Abbildung 1.17 dargestellt. Dennoch wurden für die Einzelzelluntersuchungen mehrere Zellen mit Sensorarrays ausgestattet, um einen detaillierten Temperaturverlauf über die Zelloberfläche abbilden zu können und im Rahmen eines nachfolgenden Arbeitsschrittes (vgl. Abschnitt 2.1) eine Datengrundlage zur Algorithmenentwicklung zu haben. Dabei ist es von größter Wichtigkeit das optische Dehnungssignal in geeigneter Weise zu verarbeiten und zu interpretieren. Daher wurde auf Basis des mit Fasern ausgestatteten Testmoduls, eine Aufbereitung der Messwerte vorgenommen.

Um den Einfluss der Materialparameter auf das Messsignal zu verstehen wurde eine Temperierung des Testmoduls vorgenommen, bei der die Mittelwerte der Reflektionswellenlänge der 48 Sensoren bei den Temperaturen 4, 10, 20, 30 und 40 °C ermittelt wurden. Werden diese Mittelwerte über die Temperatur aufgetragen, so ist unmittelbar ersichtlich, dass die Dehnungssensoren aufgrund der Materialausdehnung in Folge von Temperaturänderungen, eine größere relative Wellenlängenverschiebung pro Kelvin aufweisen als die Temperatursensoren. Unter den richtigen Bedingungen kann die gemessene relative Wellenlängenverschiebung eines Temperatursensors von der relativen Wellenlängenänderung des Dehnungssensors subtrahiert werden. Das Ergebnis ist die um die thermisch induzierte Brechzahländerung kompensierte Materialausdehnung des Trägermaterials in Folge von Erwärmung. Dieser Parameter ist abhängig vom verwendeten Trägermaterial, der Güte der adhäsiven Faserverbindung zum Trägermaterial sowie des Sensors und der Auswertung selber, so dass er für jede Dehnungsmessstelle individuell bestimmt werden muss. Dies ist beispielhaft für zwei Sensorpaare in nachfolgender Abbildung 1.23 dargestellt.

Bei den Sensoren S 1 T und S 25 T handelt es sich um Temperatur- bei den Sensoren S 2 D+T sowie S 26 D+T um Dehnungsmessstellen. Die Kurven für S 2 D und S 26 D ergeben sich durch die Subtraktion der jeweiligen Sensorpaare und stellen die temperaturabhängige Materialausdehnung dar. Die Sensorpaare S1/2 und S25/26 zeigen eine weitestgehend lineare relative Wellenlängenänderung im untersuchten Temperaturbereich, wie es aus den Materialgleichungen und der Bragg-Bedingung auch zu vermuten gewesen war. Bei Kenntnis der materialspezifischen Volumenänderung bei Änderung der Temperatur kann für jede beliebige Temperatur die zu erwartende Materialausdehnung



ermittelt werden und somit auf die durch Ioneneinlagerung verursachte Dehnung rückgeschlossen werden.

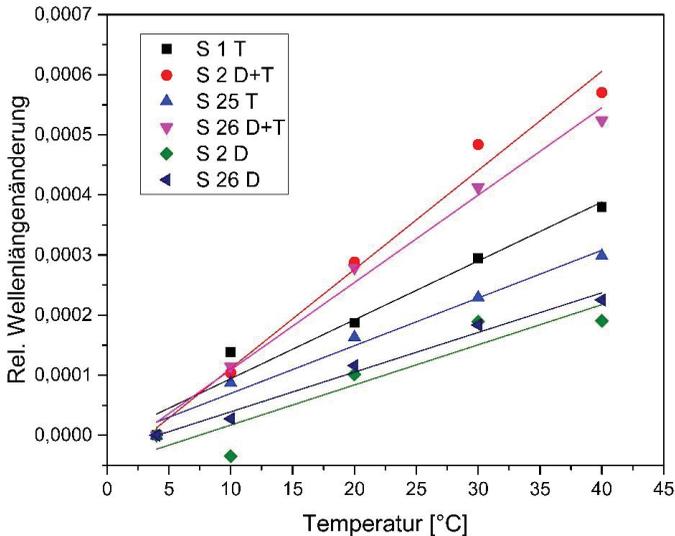


Abbildung 1.23: Relative Wellenlängenverschiebung zweier Sensorpaare für den Temperaturbereich von 4 bis 40 °C.

Diese steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Ladung der Zelle und wird somit zur Ladezustandsbestimmung verwendet. Langfristige Änderungen des Dehnungsverhaltens sind hingegen durch Alterungseffekte verursacht und dienen im weiteren Verlauf der Berechnung des Gesundheitszustandes.

Ein für die späteren Zerstörungstests (vgl. Kapitel 3.5) vorgesehenes, faseroptisch ausgestattetes Batteriemodul wurde in einem Dauerversuch zyklisiert, um charakteristische Veränderungen des optischen Signals durch etwaige Degradationserscheinungen zu detektieren. Das aus dem Inneren des Moduls an den fixierten Messpunkten gewonnene Zustandssignal wurde in zwölf kontinuierlichen Schritten, entsprechend der Zellanzahl, über den optischen Schalter der Auswerteeinheit zugeführt. Das von der Zelle 8 hervorgerufene Faser-Bragg-Gitterreflexionssignal ist in Abbildung 1.24 gezeigt. Das Auswerteprogramm erkennt die Zentralwellenlänge der einzelnen acht Spektren und hinterlegt jeweils eine Gaußkurve, um eine präzise Wellenlängenmessung bewerkstelligen zu können. Die acht Zustandsinformationen werden den beiden Dehnungs- und den sechs Temperaturmessstellen zugeordnet und der Signalaufbereitung übergeben, wo eine Umrechnung der Wellenlängeninformation in einen Dehnungs- beziehungsweise Temperaturwert erfolgt. Fernerhin werden die Daten in der Form abgespeichert, dass nach Abschluss



der Messung die Änderungsverläufe in ein nachgeschaltetes Analyseprogramm eingelesen werden können, wo Auffälligkeiten untersucht werden.

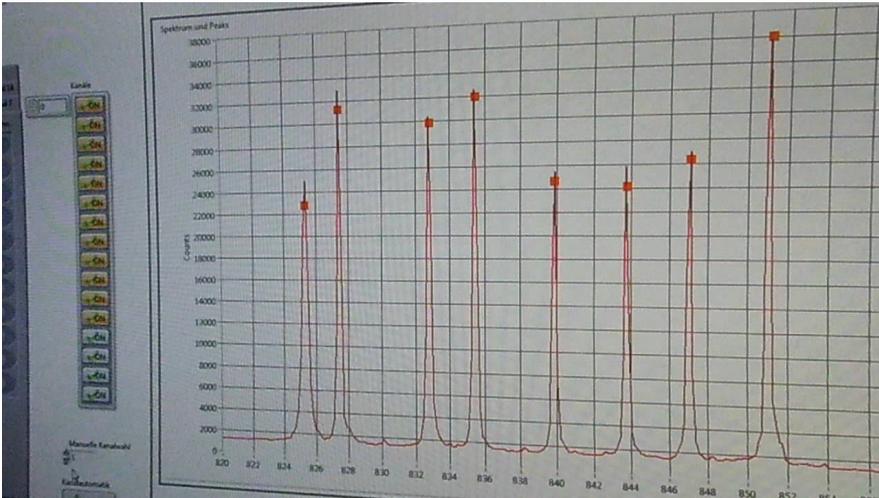


Abbildung 1.24: Optisches Reflexionssignal der acht in einer Zellebene integrierten Faser-Bragg-Gitter

Wie bereits angedeutet ist die Trennung der Signale aus dem Dehnungs- und Temperatursensor ein entscheidender Faktor bei der zuverlässigen Zustandsbestimmung. Unter der Annahme, dass trotz der geringfügigen Lageabweichung bei den Kompensationsmessstellen an beiden Teilelementen die gleiche Temperatur vorherrscht, kann die dehnungsbedingte Signaländerung erfasst werden. Problematisch dabei ist die Materialausdehnung, welche ausschließlich aufgrund einer Temperaturerhöhung auftritt. Die betreffende Abweichung soll nicht im Dehnungssignal enthalten sein, da dieses ausschließlich aufgrund ladezustands- oder alterungszustandsbedingter Änderungen Variationen aufweisen soll. Der Dehnungssensor unterliegt den folgenden Einflussgrößen:

$$\frac{\delta\lambda}{\lambda_B} = k \cdot \epsilon + \alpha_n \cdot \delta_T$$

$\delta\lambda$  beschreibt die Wellenänderung und wird in Bezug zu  $\lambda_B$ , der Reflexionswellenlänge gesetzt. Der Faktor  $k$  ist experimentell zu 0,78 bestimmt und  $\epsilon$  beschreibt die tatsächlich auftretende relative Dehnung. Einen zusätzlichen Einfluss hat, wie oben bereits erwähnt, die Temperaturänderung  $\delta_T$  und außerdem der sich einhergehend ändernde Brechungsindex  $\alpha_n$ , der einen Wert von  $6,5 \cdot 10^{-6} \cdot \text{K}^{-1}$  aufweist. Wird nun ausschließlich die Dehnung aufgrund der Temperaturänderung, zunächst im nichtapplizierten Status, betrachtet, ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$\delta_T = \frac{1}{k \cdot \alpha_T + \alpha_n} \cdot \frac{\delta\lambda}{\lambda_B}$$



Hierbei ist  $\alpha_T$  die thermische Ausdehnung der unbelasteten Glasfaser mit einem Wert von  $6,5 \cdot 10^{-6} \cdot \text{K}^{-1}$ . Unter Berücksichtigung dieser Umstände kann die Dehnung bei Temperaturänderung und einer Glasfaser im applizierten Zustand folgendermaßen berechnet werden:

$$\epsilon = \frac{1}{k} \cdot \frac{\delta\lambda}{\lambda_B} - \left( \alpha_{\text{Struktur}} + \frac{\alpha_n}{k} \right) \cdot \delta T$$

$\alpha_{\text{Struktur}}$  ist dabei die temperaturbedingte Strukturausdehnung. Dieser Wert muss für jeden individuellen Zelltyp einzeln bestimmt werden, da der Materialaufbau sehr unterschiedlich sein kann. Außerdem ist zu erwarten, dass der Faktor auch vom Ladezustand und vom Gesundheitszustand der Zelle abhängt und somit einem nichtlinearen Zusammenhang folgt. Es wurde im Rahmen der Arbeiten der Einfluss der rein temperaturbedingten Zellausdehnung für den im Projekt relevanten Zelltyp untersucht. Im ersten Untersuchungsschritt wurden die gefertigten Batteriemodule einem grundlegenden Temperaturexperiment unterzogen, welches in Abbildung 1.25 verlaufstechnisch dargestellt ist. Dabei wurde das mittig positionierte Sensorpaar der Zelle 6 des aus zwölf Einheiten bestehenden Moduls für die Auswertung gewählt. Ausgehend von einer als Raumbedingung angenommenen Temperatur von 20 °C erfolgte innerhalb eines Thermoschranks jeweils in siebenstündigen Schritten das Abkühlen auf 5 °C und dann das Erwärmen zunächst auf 20 °C, anschließend auf 35 °C. Währenddessen hat die optische Temperaturmessstelle sowohl den anfänglichen Ausgangswert von 20 °C exakt wieder erreicht als auch die bei 35 °C zu erwartende relative Wellenverschiebung anzeigt. Der Dehnungssensor weist dabei eine merkliche Abweichung auf.

Die negative Wellenlängenverschiebung bei einer Abkühlung von 20 °C auf 5 °C betrug 200 nm. Bei dem gleichen Anstieg um eine Temperaturdifferenz von 15 K (20 °C auf 35 °C) wurde eine Verschiebung von 275 nm festgestellt. Obwohl der Lade- und Gesundheitszustand gleich blieb, wies die Zelle bei 35 °C gegenüber 5 °C ein deutlich größeres Volumen auf. Dieser Umstand musste bei der temperaturkompensierten Dehnungsmessung mitberücksichtigt werden, da der beschriebene Faktor signifikant im Vergleich zu der bei einer Normalzyklisierung unter isothermen Bedingungen zu erwartenden Signalverschiebung von zirka 150 nm ist. Darüber hinaus war es erforderlich eine Untersuchung des von der Klebestelle des Dehnungssensors ausgehenden Einflusses durchzuführen.

Die Applizierung der betreffenden Sensoren erfolgte im vorgespannten Zustand, das heißt, die reflektierte Wellenlänge liegt oberhalb der im losen Zustand erzeugten Produktionswellenlänge. Fernerhin wurden die Glasfaserabschnitte auf entladene Zellen geklebt, da diese bei 3,0 V im Spezifikationsbereich die geringste Ausdehnung aufweisen. Trotz des Vorspannens der Sensoren im ungeladenen Zellladezustand kann nicht ausgeschlossen werden, dass es bei starken Abkühlungen des Testkörpers zu einer gewissen Stauchung an der Klebestelle kommt, was wiederum zu Hystereseeffekten bei



Temperaturlastzyklen führen kann. Es musste für spätere Applizierungen eine höhere Vorkraft beim Fixieren beaufschlagt werden.

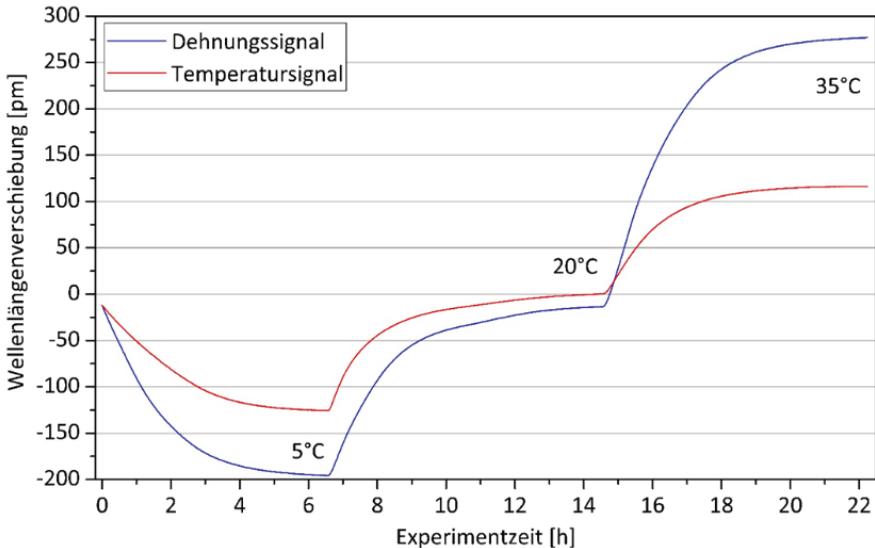


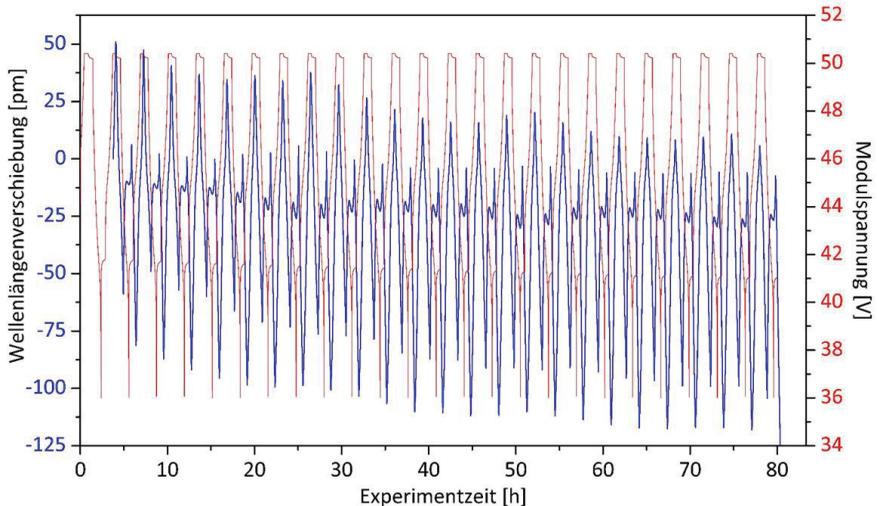
Abbildung 1.25: Vergleich der Signalveränderungen der Dehnungs- und Temperaturmessstelle eines faseroptischen Sensorpaares bei verschiedenen Temperaturstufen ohne Änderung des Lade- und Gesundheitszustandes

Um das generelle Zyklierverhalten der Zellen zu untersuchen, wurden das mit der Faseroptik ausgestattete Modul einem 25-maligen Umladevorgang unterzogen. In Abbildung 1.26 ist das Zyklierbild der Gesamtmodulspannung sowie des nichtkompensierten mittigen Dehnungssensors der Zelle 6 dargestellt. Nach einer Konstantstromladungsphase (CC-Phase) von 1C bis zum Erreichen eines Spannungsniveaus von 4,2 V je Zelle und einer Konstantspannungsladephase (CV-Phase) bis zum Abfall der Ladestromstärke auf 0,1C folgt eine Ruhepause von 30 Minuten und eine Konstantstromentladungsphase von 1C bis zum Erreichen eines Spannungsniveaus von 3,0 V je Zelle. Deutlich am korrelierenden Dehnungsverlauf zu erkennen ist das Ansteigen der Reflexionswellenlänge um zirka 50 pm während der gesamten Ladephase. Während der Pause sowie bis zur Hälfte der Entladung erfolgt ein starkes Schrumpfen der Zelle mit einer äquivalenten Reflexionswellenlängenverschiebung bis auf zirka -75 pm.

Anschließend vollzieht sich eine Trendumkehr und es kommt zum erneuten Anschwellen, welches bis zum Erreichen des Maximums in der Entladephase zwischenzeitlich unterbrochen wird. Über den gesamten Bereich der 25 Zyklen ist ein Abfall des absoluten Dehnungsmaximums von 50 pm auf 12 pm und ein Abfall des Dehnungsminimums von -



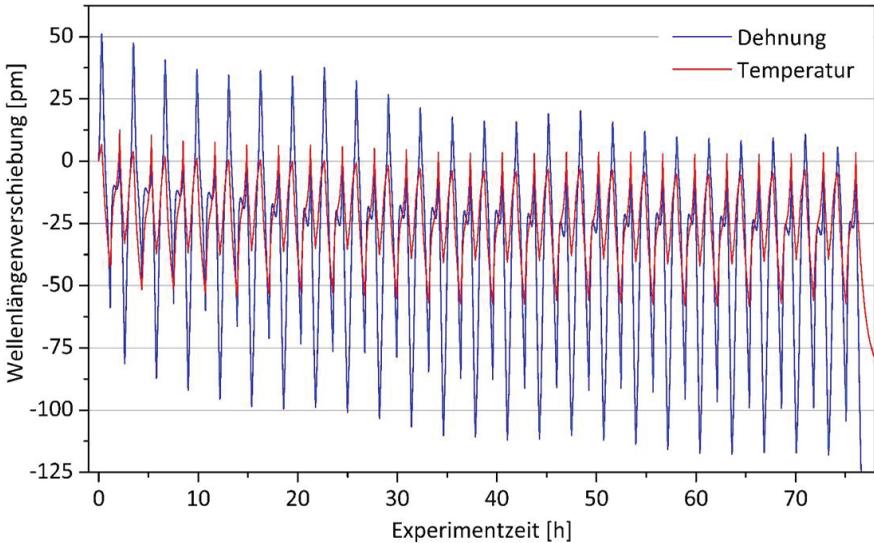
75 pm auf -112 pm wahrnehmbar. Dies ist mit der hohen Wärmekapazität des Batteriemoduls begründet. Beim Einbringen des Testobjektes in den Klimaschrank herrschte eine Raumtemperatur von 30 °C vor, währenddessen die Zyklierungsnormaltemperatur bei 20 °C lag. Aufgrund der Verlustwärme beim Umladen wurde die Modulkernzieltemperatur erst gegen Ende des Experimentes erreicht.



**Abbildung 1.26:** Elektrisches und dehnungsmäßiges Zyklierbild des faseroptisch ausgestatteten Batteriemoduls

Bei gleichzeitiger Betrachtung der Reflexionssignalverläufe des Dehnungs- und Temperatursensors, was mithilfe der Abbildung 1.27 ermöglicht wird, fällt die gute Korrelation der beiden Werte auf. Während des Ladens steigt die Zelltemperatur fortwährend an, fällt danach zunächst in der Ruhepause und zu Entladungsbeginn ab, ehe es zum Ende der Entladung zu einem sehr deutlichen Temperaturanstieg kommt, der auch das Dehnungssignal merklich beeinflusst.

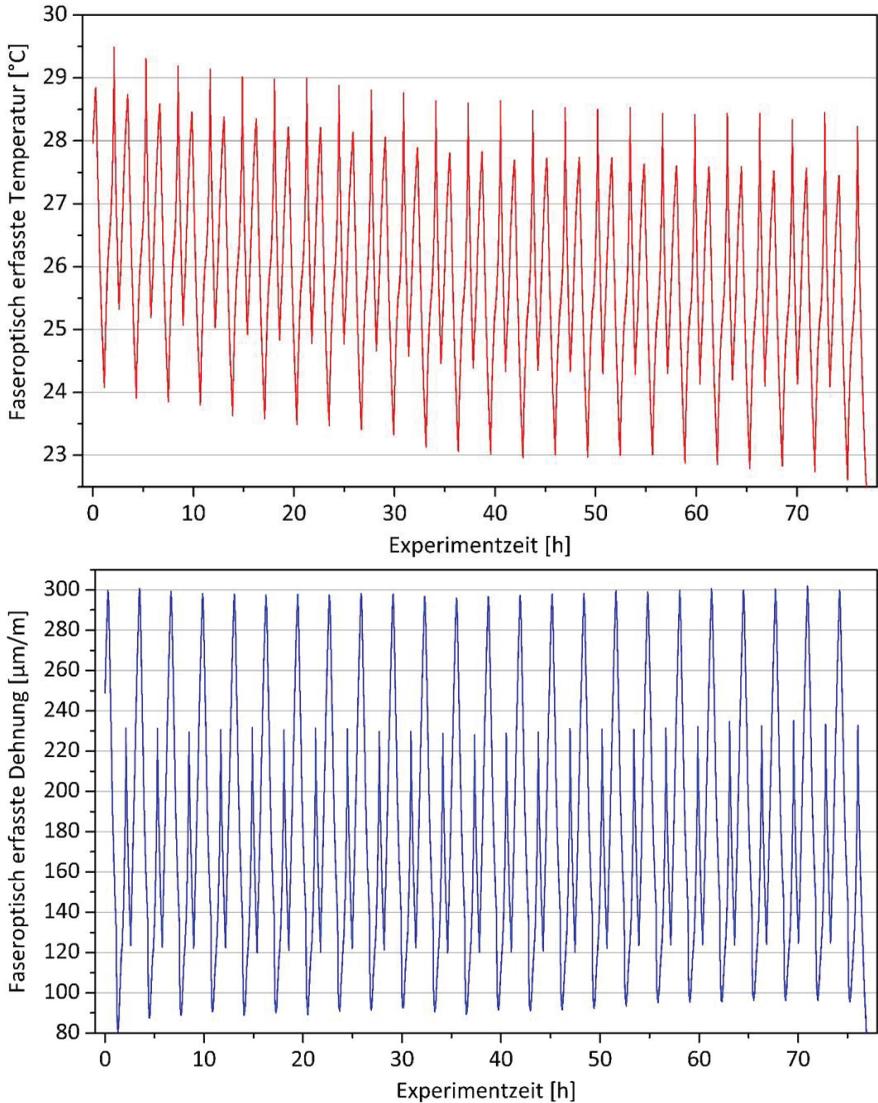
Die Stärke der Signaländerung ist beim Temperatursensor im Zyklusverlauf erwartungsgemäß um etwa zweidrittel geringer, da keine mechanische Koppelung mit der Hüllmaterialoberfläche und eine entsprechend höhere Sensitivität gegenüber Dehnung vorliegt. Das aus Abbildung 1.27 extrahierte Temperatursignal des betreffenden optischen Sensors ist in Abbildung 1.28 dargestellt. Unter Berücksichtigung der Glasfaser- und Bragg-Gittermaterialcharakteristika ist das Signal bereits in eine Grad-Celsius-Skala umgerechnet. Aus dem Verlauf wird deutlich, dass die anfängliche Verringerung des Signalniveaus des Dehnungssensors, wie in Abbildung 1.25 und Abbildung 1.26 gezeigt, aus dem Abfall der gesamten Batteriemodultemperatur herrührt.



**Abbildung 1.27: Zyklisierbild des Temperatur- und Dehnungssensors des faseroptisch ausgestatteten Batteriemoduls**

Während des Zyklisierens schwankt die Modultemperatur, bei einer Klimakammerregeltemperatur von 20 °C, zwischen zirka 23 °C und 28,5 °C nach einem gleichbleibenden Muster. Das Temperaturmaximum wird jeweils zum Ende der Entladung erreicht. Die zwischenzeitlichen Ruhepausen von 30 Minuten waren nicht ausreichend, um eine vollständige Modulabkühlung zu erreichen. Der Temperaturanstieg beim Laden ist weitestgehend linear und kehrt sich in gleicher Weise anschließend um. In der Periode des Entladens ist der zunächst langsamere und später sich beschleunigende Temperaturanstieg markant. Das in Abbildung 1.26 und Abbildung 1.27 aufgezeigte Dehnungssignal wurde abschließend um den Temperatureinfluss bereinigt. Nicht kompensiert wurde jedoch die Materialausdehnung entsprechend des Wärmeausdehnungskoeffizienten, wie zwischen Abbildung 1.24 und Abbildung 1.25 thematisiert. Außerdem wurden die Charakteristika der Bragg-Sensoren in den Auswertalgorithmen der optischen Messsysteme hinterlegt, sodass durch die dabei verbesserte Komponentenabstimmung eine Miniaturisierung des Analyseinterrogators erzielt werden konnte.

Ausgehend von einem Referenzwert vor Zyklisierbeginn alterniert die Zellausdehnung beim Umladen zwischen 90 µm/m und 300 µm/m. Vor allem das Dehnungsmaximum zum Ende der Ladung wurde präzise bei jedem Zyklus erreicht. Dies gilt auch für die temperaturbedingte Anschwellung zum Entladungsende, bei der ein Wert von 230 µm/m gemessen wurde.



**Abbildung 1.28:** Zyklisierbild des Temperatursensors (oben) und des Dehnungssensors (unten) aus dem faseroptisch ausgestatteten Batteriemodul

In der Ruhephase zwischen Ladung und Entladung wurde stets der niedrigste Ausdehnungswert erreicht, wobei auch in diesem Fall die Ruhezeitraum von 30 Minuten nicht ausreichend war, um den Ausgangszustand wiederherzustellen. Das um den



Temperatureinfluss kompensierte Dehnungssignal zeigt zusammenfassend einen sehr stabilen Werteverlauf und ist somit geeignet mit hoher Genauigkeit und Zuverlässigkeit Änderungen sowohl des Lade- als auch Gesundheitszustandes der jeweils überwachten Zelle zu detektieren.



## 1.5 Brandschutzkonzept

### *Stöbich technology GmbH*

Die Erstellung des Brandschutzkonzeptes erfolgte in Abhängigkeit des für den Modulaufbau verwendeten Zelltyps in Zusammenarbeit mit der AKASOL AG. Nach der Entscheidung, die zu einer parallelen Entwicklung eines modulinternen und -externen Konzeptes führte, wurden im Rahmen verschiedener Projekttreffen die Abmessungen und Gewichte der Einzelzellen diskutiert und definiert, um den verfügbaren Platz für Brandschutzmaßnahmen zu erkennen. Der Energieinhalt je Einzelzelle (SOC = 100 %), als Grundlage für die Berechnung der notwendigen thermischen Absorption im Falle des Zellkurzschlusses, wurde benannt. Vermutete Gasmengen im Falle der Havarie wurden abgeschätzt. Unter Berücksichtigung aller Details wurde im Rahmen verschiedener Arbeitstreffen mit der Firma K.TeX GmbH eine geeignete ENEX-C-Zwischenlage ausgewählt. Der Kühltemperaturbereich von 95 °C bis 150 °C, die Materialstärke und Positionen zur Wärmeeindämmung wurden definiert.

### **Modulinternes Brandschutzkonzept**

Nach interner Prüfung verschiedener Brandeindämmungs- und Kühlmöglichkeiten wurde seitens der Stöbich technology GmbH der Beschluss gefasst, die Zwischenlage ENEX-C einzusetzen. Diese wird als passiver Abstandshalter je zwischen zwei Zellen und den Modulkasten gelegt. Jede Einzelzelle grenzt demnach an der rechten und linken Längsflanke jeweils an eine ENEX-C-Zwischenlage, dargestellt in Abbildung 1.29.



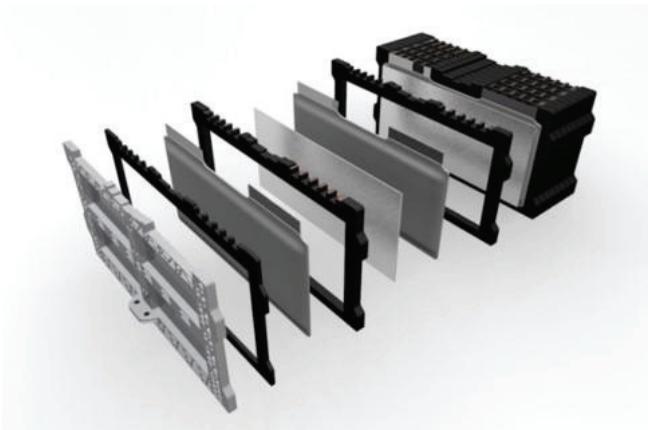
**Abbildung 1.29: Enex-C-Zwischenlage in projektspezifischer Sonderkonfektion**

Im fehlerfreien Betrieb der Batterie dient die Zwischenlage der Vibrationsdämpfung und der festen Platzierung der Einzelzellen im Modulkasten. Für den Zellkurzschlussfall wurde ENEX-C auf den Kühltemperaturbereich von 95 °C bis 150 °C abgestimmt, damit bei Übertemperaturen die Freisetzung des kristallin gebundenen Wassers beginnt. Dieser Verdunstungs- und Verdampfungsprozess absorbiert die infolge des



Zellkurzschluss freigesetzte Wärmeenergie innerhalb der spezifischen Verdampfungsenthalpie des Wassers. Es entsteht Wasserdampf, welcher unter Druck in den Modulkasten entweicht. Dieser durchmischt sich mit den entstehenden toxischen, hoch brennbaren Gasen der dissoziierenden Einzelzelle, welche sich im Inneren auf bis zu 700 °C aufheizt. Die ENEX-C-Zwischenlage dämmt diese hohe Temperatur ein und verhindert ein Überhitzen der Nachbarzellen. Somit wird ein „Thermal Runaway“ des gesamten Moduls vermieden. Zudem werden die hoch brennbaren Gase vorgekühlt, um die Gefahr des Entzündens zu reduzieren. Ohne Volumenstromaustritt würde sich ein zerstörerischer Druck im Inneren des Modulkastens aufbauen. Das entstehende Schadgas, ein Gemisch aus Gasen und Wasserdampf, angereichert mit Ruß, Funken und Aerosolen muss also austreten können.

Im Laufe des Projektes wurden zwei Arten von Modulen mit entweder 46 Ah-Zellen oder mit 53 Ah-Zellen aufgebaut. Beide Module haben die gleichen Außenmaße, aufgrund eines Keramik-Separators in einer der Zellen ergibt sich die unterschiedliche elektrische Ladung. Im mobilen Bereich steht die Reichweite und somit die Energiedichte im Zentrum der Überlegungen, weswegen die 53 Ah-Zellen bei gleichem Bauraum eigentlich bevorzugt werden. Der Separator aus Keramik macht die 46 Ah-Zelle jedoch aus sicherheitstechnischer Sicht stabiler, denn diese ist durch den verwendeten Separator resistenter gegen ein Durchgehen der einzelnen Zellen.



**Abbildung 1.30: Schematischer Aufbau eines Moduls mit Brandschutzlagen**

Die Herausforderung bestand nun darin, dass das 53 Ah-Modul trotz der größeren Energiemenge genauso sicher ist, wie jenes mit dem kleineren Energieinhalt. Wie bereits oben beschrieben, sollte das durch den modulinternen Brandschutz realisiert werden. Dafür wurden Zwischenlagen aus EneX verwendet, durch welche die Propagation von Zelle zu



Zelle vermieden werden sollten. Die Abbildung 1.30 zeigt den schematischen Aufbau eines Moduls mit Pouchzellen und Zwischenlagen. Dieser Aufbau beschreibt auch den Endzustand des modulinternen Brandschutzes der Module mit 53 Ah. Zellen und Zwischenlagen wurden in entsprechenden Versuchen (vgl. Abschnitt 3.5) verifiziert.

### **Modulexternes Brandschutzkonzept**

Im Falle der Einzelzellen-Havarie entsteht also eine definierte Menge aus Schadgas im Inneren des Moduls. Dieser Volumenstrom könnte nun ohne weitere Maßnahmen aus dem Modulkasten durch einen Austritt ungefiltert in den Batteriekasten geleitet werden. Dies hätte eine Kontamination aller noch funktionierenden Module innerhalb der Batterie zur Folge. Durch das Druckausgleichselement des Batteriekastens könnte sich der Druck dann abbauen und das Schadgas würde ungefiltert in die Umwelt entweichen. Dieses Vorgehen ist nicht empfehlenswert, da toxische, korrosive und leicht entzündliche Gase den Batteriekasten durchströmen und sich hier mit Sauerstoff vermischen, was eine Explosion mit anschließendem Brand zur Folge hätte. Als Brandschutzmaßnahme kam also nur die kontrollierte Führung zur Filterung und Abkühlung des Schadgases in Frage, bevor es in die Umwelt austreten durfte. Dafür wurden zwei verschiedene Konzepte evaluiert.

1. Die Montage eines Druckausgleichskanals zum Abführen des Schadgases über ein geeignetes Brandschutztextil (Funken- und Brandhemmung) an jedes Modul. Dieser Kanal leitet das Schadgas durch den Batteriekasten zum Filter. Während des Filterns wird das Schadgas weitestgehend neutralisiert und auf  $-30\text{ °C}$  abgekühlt bevor es an die Umwelt abgegeben wird.
2. Der Verschluss jedes Moduls mit einem speziellen, durchströmungsfähigen Brandschutztextil zur Filterung und Abkühlung des entstehenden Schadgases. Aus dem Modulkasten entweicht das Schadgas also bereits in teilneutralisierter Form in den Batteriekasten. Von dort aus gelangt es über das Druckausgleichselement in die Umwelt. Eine geringe Kontamination im Batterieinneren wird zwar stattfinden, diese kann jedoch durch Reinigung bei Batteriereparatur entfernt werden.

Aufgrund dieser Vorüberlegungen wurden, in Zusammenarbeit mit der AKASOL AG, Anforderungen an das modulexterne Brandkonzept definiert. Die weitere Auslegung des modulexternen Brandschutzkonzepts orientierte sich die Stöbich technology an den Gefahrenstufen bei Batteriefehlern nach European Council for Automotive R&D (EUCAR). Hier erfolgt eine Einteilung in sieben verschiedene Gefahrenstufen, wobei das entwickelte Schutzsystem mindestens die Anforderungen an das „Hazard Level 4“ erfüllen soll. Das bedeutet, dass keine Flammen und kein Feuer aus dem Gesamtsystem austreten dürfen und dass es nicht zu einer Explosion und einem unkontrollierten Bruch der Außenhülle kommen darf. Diese Anforderung war eine zentrale Forderung vom Projektpartner AKASOL AG. Unabhängig von diesem Projekt wird diese Anforderung jedoch



auch immer öfter an Batteriesysteme gestellt, die im öffentlichen Verkehr, insbesondere bei der Beförderung von Personen im ÖPNV zum Einsatz kommen. Der Austritt von Funken und Flammen sollte entsprechend bereits auf Modulebene unterbunden werden. Dafür wurden die Module an einer definierten Öffnung mit einem Funken- und Flammenfilter ausgerüstet. Dieser Filter sorgt dafür, dass die Gase kontrolliert entweichen können, was einem Überdruck im Modulgehäuse entgegenwirkt, die Funken und Flammen jedoch im Modulgehäuse zurückgehalten werden. Darüber hinaus sorgt der Filter auch dafür, dass ebenso der flüssige Elektrolyt und feste Stoffe zurückgehalten werden.

Aufgrund der kompakten Bauweise des Gesamtsystems war eine umfangreiche Ausstattung mit Brandschutzmaterialien nicht wirklich möglich. Einzig die Toträume des Batterietrags, die montage- oder konstruktionsbedingt vorhanden waren, konnten genutzt werden. Diese Toträume sind grundsätzlich möglichst klein zu halten, damit sich im Batterietrag keine entzündliche Atmosphäre bilden kann. Die Idee im Projekt war, sie mit einem nicht brennbaren Material zu füllen, das im besten Fall Teile der von den in der Havarie befindlichen Zellen aufnimmt. Für die Verfüllung eignete sich EneX-Material, jedoch nicht in eingeschweißter Plattenform, sondern als eine Art Granulat. Neben den positiven Eigenschaften in Bezug auf den Brandschutz, die durch den Einsatz von EneX als Granulat einhergehen, waren Vibrationsdämpfung und die Aufnahme und Abgabe von Feuchtigkeit weitere gewünschte Nebeneffekte. EneX kann als eine Art Kondensatpuffer dienen. Kondenswasser, das durch Temperaturschwankungen entsteht, kann so aufgenommen und bei höheren Temperaturen wieder abgegeben werden.

### ***Brandschutzkonzept zu Umgebungsbränden***

Der Umgang mit Umgebungsbränden außerhalb der Batterie konnte in diesem Fall nur durch eine thermisch isolierende Kapselung abgesichert werden. Diese muss leicht und kostengünstig bei geringem Volumenbedarf sein. Die Kapselung sollte die bestehende Batteriewanne von innen als Beschichtung ergänzen. Tätigkeiten in diesem Umfeld während der frühen Projektphasen bezogen sich auf Vorüberlegungen und die Recherche von Schäumen, Isolationslagen und EneX-Konzepten. Durch den zusätzlichen Eintrag von EneX, zur Verringerung der Toträume wurde auch der Widerstand gegen Umgebungsbrände erhöht (vgl. modulexternes Brandschutzkonzept). Kommt es zu einer Erhitzung des Batterietrags durch einen Umgebungsbrand, so wird das EneX-Material auch ohne eine direkte Beflammung ab der Grenztemperatur von etwa 95 °C aktiviert. Kommt es zu einer längeren Wärmeinwirkung von außen, so trägt auch das EneX, welches in den Modulen verbaut wurde zu einer Kühlung der Zellen bei, sodass eine Selbstentzündung durch die thermische Einwirkung herausgezögert werden konnte. Außerdem wirkt in einem solchen Fall die aktive Kühlung der Zellen, solange sie denn funktionsfähig ist, einer Selbstentzündung entgegen.



## **Schadgasfilter**

Das Hauptaugenmerk lag bei der Konzeption in der chemischen Weiterentwicklung, aber auch in der konstruktiven Auslegung des Filters. Ziel war es, die Kosten der Filtermaterialien gering zu halten, die Wirkung des Filters dabei mindestens auf gleichem Niveau zu halten sowie den benötigten Bauraum und das damit zusammenhängende Gewicht zu verringern. Durch eine erneute Untersuchung der Schadgase, die während einer Havarie auftreten, wurden die bis dahin verwendeten Filtermaterialien teilweise in Frage gestellt. Insbesondere die beiden sehr kostenintensiven Filterstoffe Kaliumpermanganat und aktiviertes Aluminium sollten im Zuge der Neuauslegung ersetzt werden.

Das Kaliumpermanganat sollte bei der bisherigen Filterauslegung den CO-Gehalt des Abgases reduzieren sowie andere Bestandteile durch Oxidation entschädigen. Aktiviertes Aluminium wurde in erster Linie zur Reduktion von Fluorwasserstoff verwendet. Die Funktion des Aluminiums basiert hauptsächlich auf basischen Inhaltsstoffen, die säureneutralisierend (z. B. Fluorwasserstoffsäure) wirken. Diese Funktionen übernehmen im neuen Filterkonzept Hydroxide von Alkalimetallen. Die absorbierende Wirkung der Aktivkohle wurde beibehalten, die Funktion jedoch optimiert. Dazu musste die Schadgastemperatur reduziert werden, was durch eine Neuordnung der Filtermaterialien erreicht wurde. Theoretisch sollte der neu ausgelegte Schadgasfilter die Anforderungen erfüllen, die auch schon an das alte Konzept gestellt wurden. Dabei orientierte sich die Stöbich technology GmbH an den „Immediately Dangerous To Life or Health“ Referenzwerten. Die Konzentration der schädlichen Stoffe in betroffenen Bereichen sollte also so gering sein, dass eine Flucht innerhalb von 30 Minuten möglich ist, ohne schwere oder bleibende Schäden davonzutragen. Praktisch wurde die Wirkung neben der Prüfung des Brandschutzkonzepts im Abschnitt 3.5 nachvollzogen. Die Weiterentwicklung des Schadgasfilters erfolgte über die entsprechenden Versuche. Es wurden Schadgasmessungen durchgeführt und die ursprünglichen, teilweise sehr teuren Filtermaterialien, wurden durch günstigere Materialien ersetzt.

Nachdem noch einmal die Anordnung der Filtermaterialien überarbeitet wurde, wurde ein intensiverer Blick auf das entstehende Kohlenmonoxid gelegt. Bis dahin wurde das CO zwar mit betrachtet, jedoch wurde die sehr toxische Wirkung der Schadgasgemische seitens der Stöbich technology GmbH unterschätzt. Nach einer erneuten und weitergehenden Analyse dieser Gasgemische zeigte sich, dass eine Behandlung des Schadgases in jedem Fall unerlässlich ist. Deshalb wurde dieser Bereich während des Projektes noch stärker vorangetrieben. Das Kohlenmonoxid, als eine Komponente des Schadgases ist deshalb so gefährlich, weil es ein geruchloses und nicht sichtbares Gas ist, das von den roten Blutkörperchen bis zu 200-mal stärker gebunden wird als Sauerstoff. Dadurch wird der Sauerstofftransport im Blut verhindert, was wiederum zum Tod durch Ersticken führt. Bereits geringe Konzentrationen führen zu Kopfschmerzen und Schwindelanfällen.



Höhere Konzentrationen von über 3.000 ppm führen zu Übelkeit, Bewusstlosigkeit und schließlich zum Tod innerhalb von 30 Minuten. Für den zu entwickelnden Filter wurden Chemikalien eingesetzt, welche die Konzentration des Kohlenmonoxids, durch eine katalytische Reaktion stark reduzieren sollten. Zu erwähnen ist noch, dass der Filter entsprechend der entstehenden Gase ausgelegt wurde. Um den Filter möglichst klein und damit auch leicht zu gestalten, dürfen bei einer Havarie nur wenig Schadgase entstehen. Es ist also sehr wichtig, den internen Brandschutz so auszulegen, dass möglichst wenig Zellen in den thermal runaway gehen.

Nach den in Abschnitt 3.5 beschriebenen Vorversuchen zeigte sich, dass der geringe Strömungswiderstand, nicht für größere Filtersysteme übernommen werden konnte. Je größer das Filtersystem wird, desto schlechter kann das Schadgas den Filter durchströmen. Um dies zu verbessern, wurden die Filtermaterialien in Textiltaschen untergebracht, die versetzt zueinander im Filtergehäuse angeordnet wurden. Die dadurch entstanden Zwischenräume sorgten dafür, dass sich das Schadgas in diesem Bereich ausbreiten konnte, wodurch nachströmendes Gas leichter durch die Filtertaschen gelangte. Ein weiterer Schwerpunkt an dieser Stelle war es, geeignetere und genauere Messmethoden für die Schadgase, zu entwickeln. Bisher wurden die Gase bei den Brandversuchen durch Aktivkohleröhrchen geleitet. Später wurde dann im Labor untersucht, welche Stoffe in der Aktivkohle hängen geblieben sind. Diese Art der Messung besitzt jedoch keine zeitliche Auflösung. Es war nicht nachvollziehbar, zu welchem Zeitpunkt welche Gase auftreten und ob die eingefangenen Gase tatsächlich die maximale Konzentration darstellen oder ob es durch Durchmischung mit der Umgebungsluft zu einer Verdünnung kommt. Deshalb wurde nach einer geeigneten Methode zur kontinuierlichen Messung von Schadgasen gesucht. Ein erfolgsversprechendes Messverfahren wurde an der Technischen Universität Braunschweig gefunden.

### ***Theoretisch geplanter Ablauf der Havarie zur Validierung***

Um eine Ergebnisdiskussion des gesamten Konzeptes zu ermöglichen, wurde der Ablauf einer möglichen Havarie geplant. Es kommt durch einen Fehler zum Durchgehen einer Zelle in einem Modul. Die Temperaturen, die während der Havarie entstehen, werden durch die EneX-Lagen zwischen den Zellen soweit unter Kontrolle gebracht, dass die anderen Zellen im Modul nicht in einen thermisch kritischen Bereich kommen. Die Schadgase, die aus der havarierten Zelle austreten, werden durch eine definierte Öffnung geleitet, sodass sich kein kritischer Druck im Modulgehäuse aufbaut. Funken und Flammen, sowie feste und flüssige Stoffe werden durch die Funken- und Flammensperre im Modul gehalten. Die schädlichen Gase treten jedoch in den Batterietrog ein und werden durch das EneX-Granulat weiter gekühlt. Durch den steigenden Druck im Batterietrog öffnet sich eine Überdruckklappe und die Gase werden durch den Filter geleitet, der sich entweder direkt am Batterietrog befindet oder über einen Schlauch mit diesem verbunden



ist. Danach werden die entgifteten Gase in die Umwelt geleitet. Dieser theoretische Ablauf einer Havarie wurde im Verlauf der Bearbeitungszeit überprüft (vgl. Abschnitt 3.5).

### AKASOL AG

Die Integration von Brandschutzlösungen in ein Batteriemodul seitens der AKASOL AG während der Entwicklung war an dieser Stelle zentraler Schwerpunkt. In Zusammenarbeit mit der Firma Stöbich technology GmbH konnten integrative Lösungen gefunden werden, welche die Sicherheit der modifizierten Module erhöhen, ohne jedoch nennenswerten Einfluss auf dessen Konstruktion oder Leistungskenndaten wie z. B. der Energiedichte zu nehmen. Hierbei werden Brandschutzlagen zwischen den einzelnen Zellen platziert, welche ein Übergreifen eines Brandes von einer Zelle zur Nachbarzelle verhindern sollen. Dies wird durch thermische Entkopplung und sekundär durch Kühlung beim Ausgasen von Wasser ermöglicht. Abbildung 1.31 zeigt den Aufbau des Moduls und die Integration der Lagen.



Schutzlagen der Firma Stöbich

Technology zwischen Pouchlagen

**Abbildung 1.31: AKAMODULE mit Brandschutzlagen**

Im ersten Versuchsmodul konnten neben den faseroptischen Sensoren auch die Brandschutzlagen der Firma Stöbich technology GmbH erfolgreich integriert werden. Im späteren Verlauf des Projekts, wurde das Versuchsmodul mit den Brandschutzlagen und den faseroptischen Sensoren in einen Brandschutzversuch getestet und einem Versuch mit einem nicht modifizierten Modul gegenübergestellt (vgl. Abschnitt 3.5). Dabei wurde eine Zelle durch Überladen gezielt geschädigt, wodurch diese ausgast und im Normalfall



zündet. Durch die integrierten faseroptischen Sensoren sind nun detaillierte Einblicke über die benachbarten Pouch-Zellen bezüglich ihrer Temperatur sowie dem anliegenden mechanischen Stress möglich. Darüber hinaus wurden zusätzlich Versuche mit den obengenannten Brandschutzlagen durchgeführt. Dabei wurde ein Beflammen der Brandschutzlagen mit einem Schneidbrenner im Abstand von etwa 10 mm unter Verwendung von Acetylen-Sauerstoff-Gemisch mit einer Temperatur von 2500 bis 3000 °C durchgeführt. Diese Versuche zeigten das Potential dieser Brandschutzlagen im Bereich von sehr hohen Temperaturen.



## 1.6 Fertigung des Gesamtsystems

### AKASOL AG

Das modular aufgebaute Gesamtsystem besteht aus zwei 15 AKM SYSTEM Trögen. Nach Fertigstellung und Auslieferung der beiden AKM Systeme wurde am Forschungszentrum Energiespeichertechnologien und am Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut die Möglichkeit der Einbringung eines mit faseroptischen Sensoren ausgestatteten Moduls diskutiert. Daraufhin wurde durch die AKASOL AG diese Variante geplant und umgesetzt. Das Hauptaugenmerk lag hierbei auf der mechanischen Integration sowie auf der Integration der faseroptischen Sensorik in die bestehende Elektronik (vgl. Abschnitt 1.3). In einem nächsten Schritt wurde das System an AKASOL zurückgeliefert und mit den faseroptischen Modulen ausgestattet. Das System wurde anschließend entsprechend der Anforderungen bezüglich der Schnellladung vom EST parametrisiert.

Cell connection in module	12s1p
Capacity	46 Ah
Energy	30.6 kWh
Technology	Li-Ion NANO
Nominal Voltage	666 V
Voltage max.	756 V
Voltage min.	486 V
Discharging power max. (10s)*	406 kW
Charging power max. (10s)*	153 kW
Continuous power (RMS)	77 kW
Internal HV-Fuse	300 A
Power consumption in standby mode	7.5 W
Cycle life (at 80% DoD, 25C°)	> 7000 cycles

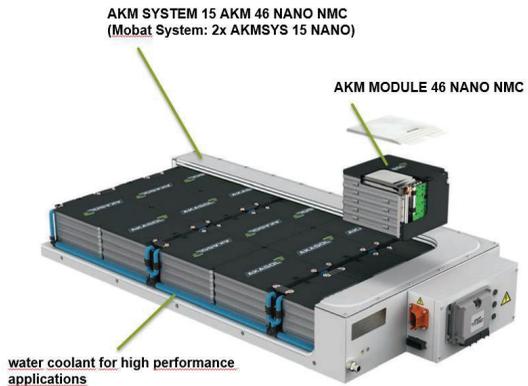


Abbildung 1.32: AKAMODULE und AKA SYS OEM samt technischer Daten

Aus Gründen der Sicherheit und einer einfachen Möglichkeit zur Wartung des Systems wurde das Batteriemodul ausgewählt, welches sich neben der sogenannten Schützbox befindet. Dadurch konnte eine weitere Box nur für die Elektronik der faseroptischen Sensorik integriert werden, um ein unkompliziertes Erreichen der Prototypen auf Modulebene sicherzustellen.

Das faseroptische Messsystem wurde über das übergeordnete Fahrzeugsteuergerät (VCU) integriert, wodurch Anpassungen an den jeweiligen Steuergeräten der optischen Sensorik (OCU), sowie der Batteriesteuereinheit (BMU) unabhängig voneinander vorgenommen werden können. Aufbauend auf der Lokalisierung und der prinzipiellen Kommunikations- und Steuerungsstruktur wurde die Anbindung der OCU konkretisiert und ein Lösungsvorschlag erarbeitet. Eine besondere Herausforderung war dabei die



beschädigungsfreie Verlegung der faseroptischen Leiter vom Modul zur optischen Sensorik (engl.: Optical control unit, OCU). Die OCU benötigt Informationen aus dem inneren der Batterie, so dass die Verkabelung entsprechend angepasst werden musste. Aufgrund der beengten Platzverhältnisse im System wurde die OCU in einem zusätzlichen Behälter außerhalb des Systems positioniert (vgl. Abbildung 1.33).



**Abbildung 1.33: Batterie mit faseroptischem Messsystem und der OCU**



## 1.7 Zusammenfassung Modulares Hochleistungsbatteriesystem

### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Im ersten Arbeitspaket war vor allem die konzeptionelle Entwicklung der Batteriemodule und -tröge, welche unter Beteiligung von vier Projektpartnern vorgenommen wurde, von Bedeutung. Die Umsetzung des erarbeiteten Konzeptes fand unter besonderer Beachtung des Brandschutzes statt. Dabei wurden grundlegend zwei Linien durch den Hersteller der Batterietröge, die AKASOL AG, verfolgt. Eine konventionelle Lösung, die während der Projektlaufzeit innovativ verbessert wurde und eine Vorstudie mit einem Rundzellenmodul. Die Umsetzung erfolgte an der konventionellen Lösung, deren Energieinhalt und Leistungsfähigkeit durch die Nutzung neuer Zellen im herkömmlichen Format erhöht werden konnten. Um den damit einhergehenden Verlust an Sicherheit kompensieren zu können, war die Einbringung von Brandschutzlösungen auf allen Systemebenen wichtig. Für die Überwachung zentraler Betriebsdaten mittels des Einsatzes faseroptischer Sensoren wurden in diesem Arbeitspaket die Voraussetzungen diskutiert und geschaffen. Beides hatte unmittelbare Folgen für die Fertigung der Systeme.

Das Konzept für den modularen Aufbau bestehend aus zwei Batterietrögen, mit jeweils einem Modul, welches faseroptisch bestückt wurde, und einer Steuereinheit wurde zum Ende der Projektlaufzeit ausgeliefert. Während der Fertigungsphase wurden nutzbare Brandschutzkonzepte, wie die Verwendung von EneX-Zwischenlagen und Schadgasfiltern, in das System eingebracht. Zur Auslegung solcher modularen Batteriesysteme wurden Kriterien identifiziert, welche die technischen und ökonomischen Restriktionen von Anwendungen berücksichtigen. Diese wurden in ein Planungstool überführt. Neben den angewendeten Konzepten zur Verbesserung des Brandschutzes wurden weitere Ansätze während der Projektbearbeitungszeit erfolgreich getestet. Die Fertigung der Prototypen für die experimentelle Anwendung wurde von drei Projektpartnern in Zusammenarbeit durchgeführt. Am Standort in Goslar erfolgten am Projektende letzte Abstimmungsarbeiten zur Integration in die experimentelle Umgebung, sodass ein fertiges modulares Batteriesystem im Demonstrator für Testreihen zur Schnellladung zur Verfügung stand.



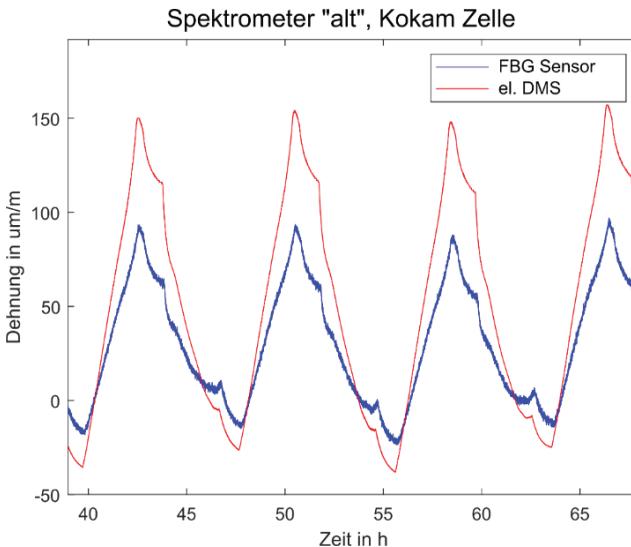
## 2 Faseroptisches Batteriemanagementsystem

### 2.1 Härtung faseroptisches BMS

*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut*

Im ersten Schritt wurden die Lichtdepolarisationseinheit und die Datenauswertung weiterführend aufeinander abgestimmt. Dafür wurden die Rotationsgeschwindigkeiten der mit einer  $\lambda/2$ - beziehungsweise  $\lambda/4$ -Verzögerungsplatte ausgestatteten Hohlwellenmotoren derart an die verwendeten Faser-Bragg-Gitter angepasst, dass mittels Datenmitteilung alle möglichen Polarisationszustände in einem einzigen Messwert erfasst werden konnten. Damit konnten Effekte der Doppelbrechung, wie beispielsweise durch Temperaturänderungen oder Glasfaserbiegungen, ausgeschlossen werden.

Mit einer Wiederholrate von 2 ms werden insgesamt 500 Werte aufgenommen, sodass jede Sekunde ein neuer Dehnungswert bestimmt werden kann, was unter Berücksichtigung der Reaktionsträgheit einer Lithiumionenbatteriezelle ausreichend ist, um betreffende Gefahrensituationen messtechnisch mit hinreichender Geschwindigkeit zu erfassen. Des Weiteren wurde das verwendete Spektrometer ausgetauscht, wodurch eine höhere Langzeitstabilität erreicht wurde. Das neu verbaute Gerät (OceanFX, Ocean Insight) hat einen sensitiven Wellenlängenbereich zwischen 350-1000 nm. In diesem Zusammenhang wurde die LabVIEW-basierte Analysesoftware angepasst und mit Ocean Insight-Treibern versehen.

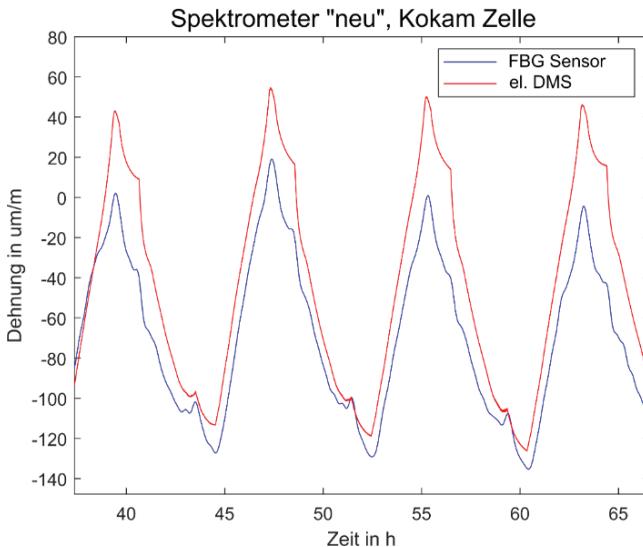


**Abbildung 2.1: Vergleich von Zyklisierprofilen einer KOKAM Pouch-Zelle**



Zur Veranschaulichung der erzielten Ergebnisse wurden die Dehnungsprofilbilder einer Zyklisierung der KOKAM-Zelle verglichen. In Abbildung 2.1 ist der Signalverlauf eines Dehnungsmessstreifens mit dem des Faser-Bragg-Gitters gegenübergestellt, wobei letzteres mit der vorherigen Version des Spektrometers ausgewertet wurde. Erkennbar ist, dass Depolarisation und Wertemittelung noch nicht bestmöglich aufeinander abgestimmt sind, wodurch ein gewisses Signalrauschen vorhanden ist. Die Gesamthubhöhe des Dehnungsverlaufes ist hierbei nicht entscheidend, da die Signalgüte im Fokus steht.

Um diese weiter zu verbessern, wurden die genannten Änderungen vorgenommen. Das im Anschluss daran erzielte Resultat ist in Abbildung 2.2 im Vergleich mit einer Messwertaufnahme durch einen elektrischen Dehnungsmessstreifen dargestellt. Eindeutig konnte das Rauschniveau gesenkt und die Messsignalschärfe erhöht werden. Somit steht ein photonisches Messsystem zur Verfügung, welches hinsichtlich der Messqualität zur elektrischen Technologie ebenbürtig ist und zudem entscheidende Vorteile bei der Applizierbarkeit der Sensorelemente bietet. Hierdurch ist die Härtung des Spektrometers abgeschlossen.



**Abbildung 2.2: Vergleich von Zyklisierprofilen einer KOKAM Pouch-Zelle unter Verwendung des depolarisierenden Spektrometers**



## 2.2 Miniaturisierung und kosteneffiziente Systemhardware

*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut*

Das für die vorher erläuterte Messung eingesetzte System ist in Abbildung 2.3 gezeigt. Auf der unteren Ebene befindet sich der Rechner mit der Analysesoftware, darüber liegend der optische Interrogator mit Lichtquelle, optischem Schalter und Spektrometer. Eine preisliche sowie konstruktionsbedingte Miniaturisierung ist stets mit Einschränkungen in Hinblick auf das Auflösungsvermögen, die Messgeschwindigkeit und die Sensozahlauswertbarkeit verbunden. Das entsprechende Vorgehen ist im Folgenden beschrieben.



**Abbildung 2.3: Fotografie des optischen Interrogators mit integrierter Superlumineszenzdiode als Lichtquelle**

Um den erforderlichen Bauraum zu reduzieren, wurde zunächst der Messrechner mit einem Hochleistungsrechenstäbchen (Compute Stick STK2m364CC, Intel) ersetzt. Ein Dauerbelastungstest mit einer parallelen Ausführung mehrerer LabView-Programme in einer Umgebung mit hoher Temperatur und Luftfeuchtigkeit war erfolgreich. Besonders die Depolarisationseinheit im Interrogator nimmt viel Bauraum ein, da eine Freistrahlfzone mit Hohlwellenmotoren geschaffen werden musste. Zur Verringerung der Systemgröße musste daher die polare Superlumineszenzdiode (SLED) gegen eine unpolare Leuchtdiode ausgetauscht werden, was mit einer erheblichen Verringerung der Lichtstärke in der Glasfaser und damit wiederum der Messwiederholrate verbunden ist. Fernerhin war es erforderlich das Spektrometer mit einem Zeilenwellenleitergitter auszutauschen, da das für ersteres benötigte Beugungsgitter vergleichsweise viel Raum einnimmt.

Im Rahmen des Arbeitspaketes wurde erfolgreich ein optischer Spektrumsanalysator (Yokogawa AQ6373B-10) angeschafft und in die Laborumgebung zur Produktion der

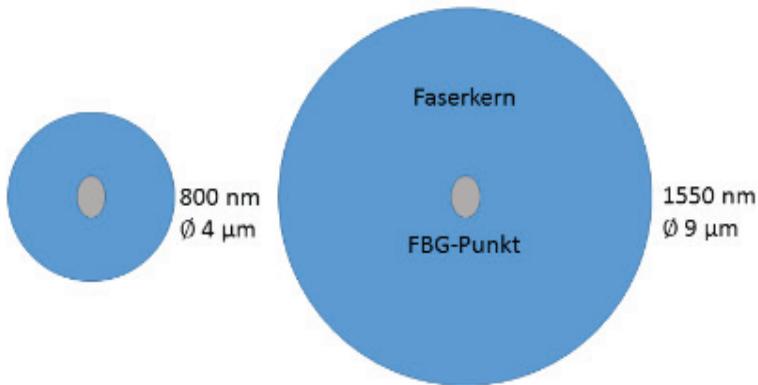


Fasersensoren integriert. Dank der besten am Markt verfügbaren Auflösung, Genauigkeit und Bandbreite war es erstmals möglich geworden Faser-Bragg-Gitter bei einem Wellenlängenbereich von 800 nm vollständig und mit ausreichender Genauigkeit zu charakterisieren und den Herstellungsprozess in situ zu überwachen.

Dies war für die Umsetzung des Arbeitspaketes von großer Wichtigkeit, da zwar die Systemkomponenten zur Auswertung von Sensoren und die zur Verfügung stehenden Lichtquellen günstiger sind, im Kontrast dazu aber die Herstellung von FBG bei 800 nm größere Schwierigkeiten bereitet, als dies für jene im Wellenlängenbereich von 1550 nm der Fall ist. Der prinzipielle Unterschied der Braggwellenlänge liegt in der Periode, das heißt dem Abstand der einzelnen Gitterpunkte im Faserkern zueinander, demnach ist die Periode für 1550 nm-FBG größer als die bei 800 nm-FBG. Jedoch lässt sich die Periode nicht alleinig über den Abstand beschreiben, da sich auch durch ein Vielfaches (sogenannte Ordnung) einer Periode, ein FBG gleicher Braggwellenlänge herstellen lässt.

Dabei ist es wünschenswert, möglichst „kurze“ Gitter herzustellen, das heißt eine möglichst niedrige Ordnung zu wählen und den Gitterabstand gering zu halten. Dies hat unmittelbaren Einfluss auf das Verhalten eines FBG, zum Beispiel hinsichtlich seiner Polarisationsabhängigkeit, sodass dieses schon bestmöglich während der Herstellung überwacht und gegebenenfalls über die Laserleistung angepasst werden musste. Fernerhin bestand die Schwierigkeit darin, die Fokuslage des Lasers zum Schreiben der einzelnen Gitterpunkte so zu wählen, dass diese möglichst im Zentrum des Glasfaserkerns erzeugt werden. Da der Kerndurchmesser einer 800 nm-Einmodenglasfaser nur rund die Hälfte dessen einer 1550 nm-Einmodenglasfaser beträgt, sich die Gitterpunkte aber nicht in Ihrer Größe unterscheiden, ist es ersichtlich, dass sich der Schreibprozess hinsichtlich der Gitterpunktposition für 800 nm-FBG diffiziler gestaltete als dies für 1550 nm-FBG der Fall war. Zur Veranschaulichung der Größenverhältnisse der beiden Wellenlängen sei auf Abbildung 2.4 verwiesen. Weitere Optimierungsschritte, zum Beispiel hinsichtlich der optimalen Achsenverfahrsgeschwindigkeit, wurden laufend und unmittelbar bei der Herstellung der Fasersensoren unternommen.

Bezüglich der weiteren Kostenreduzierung des Gesamtsystems sah die Planung vor, geeignete fasergekoppelte LED-Lichtquellen zu verwenden. Dies hatte, neben dem Preis, den weiteren Vorteil, dass das emittierte Licht unpolarisiert ist, wodurch zusätzliche Depolarisationseinheiten vermieden werden konnten. Nachteil der LED ist die sehr geringe Lichtleistung, die in einen Einmodenlichtwellenleiter gekoppelt werden kann.



**Abbildung 2.4:** Maßstabsgetreue Darstellung zum Verständnis der Größenverhältnisse von Groß-/Kleinkernfasern und Gitterpunkt

Es wurden daher zwei Strategien verfolgt; zum einen wurde daran gearbeitet, alle Systemkomponenten so auszulegen, dass der Nachteil, die geringe Lichtleistung der LED, ausgeglichen werden kann. Dies erfolgte beispielsweise über die Anpassung der Integrationszeit des Spektrometers, betraf aber auch weitere Anpassungen. Zum anderen wurde in Ermangelung von LED-Alternativen daran gearbeitet, den Polarisations Einfluss zu minimieren. Dies wurde, wie angedeutet, auf unterschiedliche Weise versucht; durch Verwendung einer unpolarisierten Lichtquelle, durch Verwendung polarisationsunabhängiger FBG, durch Anwendung von Depolarisationsmaßnahmen und letztlich durch softwarebasierte Lösungen.

Als weiteren Schritt in Richtung eines kompakteren und ebenfalls kostengünstigeren Messsystems wurde die Verwendung eines miniaturisierten PCs zur Datenauswertung betrachtet. Erstmals wurde das LabVIEW-basierte Auswerteprogramm derart angepasst, dass es auf einem Mini-PC in USB-Stick-Größe betrieben werden konnte.

Die Unterbringung der Auswerteeinheit im Leistungsteil des Batteriesystems bedingte eine weitergehende Miniaturisierung der selbigen. Die alte Auswerteeinheit bestand aus einem Spektrometer, einer fasergekoppelten Superlumineszenzlichtquelle und einer Polarisationseinheit. Letztere erlaubt eine Auswertung unterschiedlicher Polarisationszustände des vom FBG-Strang reflektierten Spektrums, für die sich aufgrund der Polarisationsempfindlichkeit der eingeschriebenen FBG die Mittenwellenlängen je nach Polarisationsrichtung der Lichtquelle unterscheiden. Ohne die Möglichkeit der Polarisationsstrennung vor der spektrometrischen Auswertung besteht sonst eine große Messunsicherheit, da die Polarisation des am FBG ankommenden Lichtes unbekannt ist.



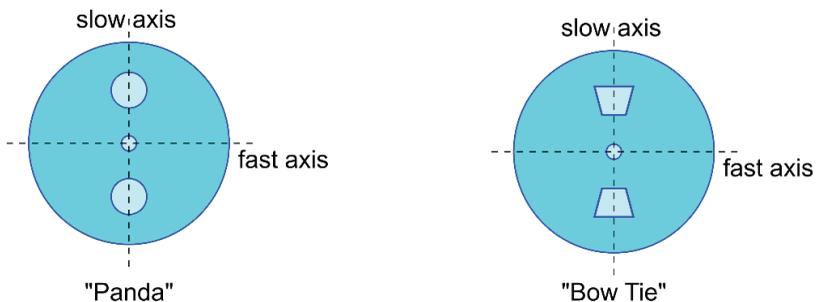
Hauptursache der großen Systemabmessungen und Systemkosten war die Polarisationsempfindlichkeit der hergestellten FBG. Mit der Verfügbarkeit einer unpolarisierten Lichtquelle ausreichender Leistung war die Notwendigkeit der Polarisierungseinheit weggefallen und eine bedeutende Vereinfachung des Systems konnte erreicht werden. Neben dieser Möglichkeit gab es noch weitere, die hier aufgezählt und im Detail erläutert werden sollen.

### ***Nicht polarisierte Lichtquellen***

SLED-Lichtquellen sind aufgrund ihrer Wirkungsweise immer polarisiert. Nichtpolarisierte Lichtquellen wie LED sind eigentlich für die Anwendung, FBG auszulesen, zu bevorzugen, koppeln jedoch sehr wenig Leistung in eine Singlemode-Glasfaser ein. Dies kann durch hochreflektive FBG-Sensoren und lange Integrationszeiten bei der spektralen Auswertung zu einem gewissen Maße kompensiert werden. Da der einzige bekannte Hersteller von Singlemode-gekoppelten LED-Lichtquellen das Produkt von Markt genommen hat, wurde im Hause untersucht, dieses Produkt nachzuempfinden. In ersten Versuchen konnten aus einer Standard 5 mm LED bis zu 60 nW optische Leistung in den Kern einer Singlemode-Faser gekoppelt werden. Da die wissenschaftlichen Erfolgsaussichten unklar waren, wurden weitere Methoden der Miniaturisierung und Verringerung der Polarisationsempfindlichkeit untersucht.

### ***Polarisationserhaltende Faser***

Diese Faser ermöglicht es, den Polarisationszustand von der Lichtquelle über das FBG bis zur Auswerteeinheit stabil zu halten. Mit dem bekannten Polarisationszustand sind die reflektierte Mittenwellenlänge und damit die gemessene Dehnung bzw. Temperatur mit einer kleineren Messunsicherheit behaftet.



**Abbildung 2.5: Prinzipskizzen zweier kommerziell erhältlicher Polarisationserhaltender Fasern**

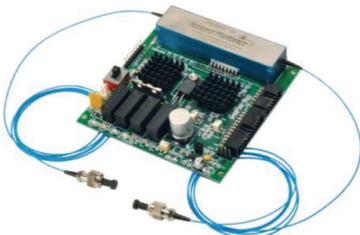
Die Elemente über und unter dem Kern (vgl. Abbildung 2.5) induzieren durch Residualspannungen eine Doppelbrechung im Glasfasermaterial, die für die polarisationserhaltenden Eigenschaften verantwortlich ist. Zwar werden bei einer nicht polarisations-



getrennten Auswertung immer noch beide Reflexspektren für beide Polarisationsrichtungen als ein einziger Peak detektiert, jedoch ist deren Amplitudenverhältnis fest, sodass durch Mittelwertbildung oder durch Anpassen einer Gauß-Funktion die Zielgröße zuverlässig ermittelt werden kann. Der Nachteil dieser Variante liegt bei vergleichsweise hohen Kosten pro Meter verwendeter Glasfaser, die sich im Bereich von rund 25 €/m bewegen. Zusätzlich ist die Konfektionierung polarisationserhaltender Fasern bedeutend aufwändiger, da bei der Montage jedes Fasersteckers auf die korrekte Ausrichtung der Faser geachtet werden muss. Jedoch kann hier auf die mechanische Polarisationsseinheit verzichtet werden, die neben den erhöhten Kosten durch die verwendeten beweglichen Teile auch einen schlecht kalkulierbaren mechanischen Verschleiß mit sich bringt.

### **Faseroptische Polarisationsseinheit**

Alternativ zur diskret aufgebauten, automatischen Polarisationsseinheit, bestehend aus Viertel- und Halbwellenplatten, die durch Schrittmotoren angesteuert werden, kann ein fasergekoppelter Polarisationscontroller verwendet werden. Dieser ist in der Lage, die Polarisation in einer Singlemode-Glasfaser beliebig zu verändern, indem diese an mehreren Stellen mittels Piezoaktoren mit einer mechanischen Spannung beaufschlagt wird. Diese Polarisationsänderung geschieht nicht gezielt, d. h. für das Einstellen einer bestimmten Polarisation muss diese mittels Analysatorplatte ausgewertet werden. Jedoch ist in diesem Anwendungsfall die Verwendung als Polarisationsmischer ausreichend. Das Gerät durchfährt zufällig zyklisch alle Polarisationsrichtungen, so dass für jedes FBG im Strang beide Reflexpeaks ausgewertet werden können. Durch Bildung des Mittelwerts lässt sich so wiederum eine zuverlässige Aussage über den Messwert treffen.



General Photonics PCD-M02  
[www.generalphotonics.com](http://www.generalphotonics.com)



OZ Optics EPZ 300, [www.ozoptics.com](http://www.ozoptics.com)

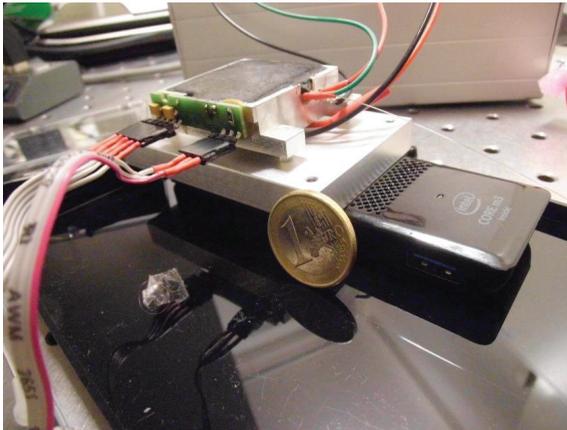
**Abbildung 2.6:** Infrage kommende piezoelektrische Polarisationsmischer von General Photonics und OZ Optics

Die Abbildung 2.6 zeigt solche Piezoelektrischen Polarisationsmischer der Hersteller General Photonics und OZ Optics. Der Vorteil hier ist, dass diese Geräte für beliebige Wellenlängen erhältlich sind, da die verbaute Glasfaser herstellereitig leicht getauscht werden kann und somit auch Signale von 850 nm FBG aufbereitet werden können. Ein



vollständig elektronisches Gerät zur Polarisierungseinstellung bietet die Firma Agiltron an. Es nutzt elektrooptisch einstellbare Verzögerungsplatten, so dass keinerlei mechanische Bauteile mehr enthalten sind. Allerdings ist dieses auf eine Wellenlänge von 1550 nm ausgelegt, so dass es für dieses Projekt nicht genutzt werden konnten. Generell ist die zur FBG-Herstellung verwendete Femtosekunden-Schreibtechnologie gut geeignet um sowohl Gitter hoher Reflektivität (für die Verwendung mit LED-Lichtquellen) als auch solche mit niedriger Polarisationsempfindlichkeit (für die Verwendung mit SLED-Quellen) herzustellen. Der optische Schalter musste gänzlich eingespart werden, sodass nach dem damit erreichten Technologiestand noch acht Bragg-Gitter simultan ausgewertet werden konnten.

Damit geht der erreichte Entwicklungsstand deutlich über die bei Projektstart angestrebten Ziele hinaus, weswegen für die anschließenden Versuche der vollständige Interrogator zusammen mit dem Minirechner verwendet wurde.



**Abbildung 2.7:** Optischer Interrogators in miniaturisierter Bauform mit Zeilenwellenleitergitter und Auslesechip sowie Analyseminirechner



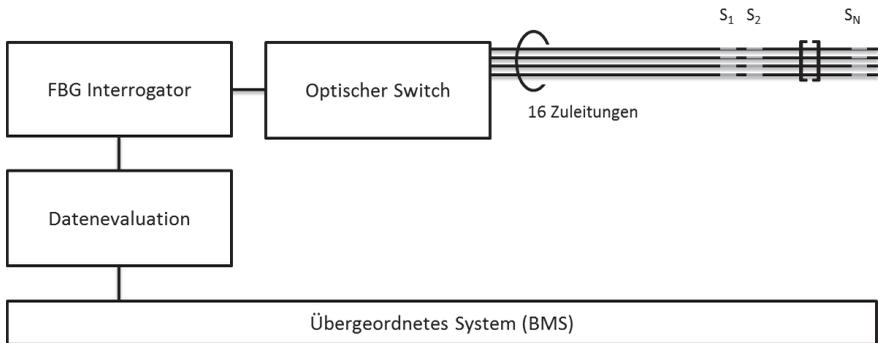
### 2.3 Konzept zur Integration des BMS in die Konstruktion

*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut*

Ziel der Arbeiten in diesem Teil des Projektes war es ein funktionierendes Auswertesystem aufzubauen, welches an die Anforderungen der Batteriezellenzustandsüberwachung unter den im Rahmen des Projektes vorgegebenen Bedingungen angepasst ist. Daran anknüpfend wurden konzeptionelle Wege aufgezeigt, wie die optische Analyseeinheit kommunikativ sowie konstruktiv mit dem konventionellen Batteriemanagementsystem der AKASOL AG zusammengeführt werden kann. Nach Abschluss der entsprechenden Arbeiten konnte ein Kommunikationsstrang zwischen dem elektronischen und optischen Systemteil realisiert sowie die den Raumverhältnissen im Gesamtbatteriegehäuse angepasste Miniaturisierung vorgenommen werden. Letztere betraf sowohl die Auswahl verkleinerter Komponenten als auch die Substituierung preisintensiver Bauteile durch günstige Alternativen, ohne dass die Funktionalität eingeschränkt wurde (vgl. Abschnitt 2.2).

In Abbildung 2.8 ist das Zusammenwirken des konventionellen Batteriemanagementsystems mit der Analyseeinheit und dem optischen Schalter mit den einzelnen Fasersträngen sowie den jeweils enthaltenen Sensorstellen schematisch angedeutet. Durch die kontinuierliche Positionsverstellung des optischen Schalters können die Faserstränge nacheinander in schneller Abfolge ausgewertet werden. Das erhaltene Signal wird an den Interrogator weitergegeben, welcher die zentralen Reflexionswellenlängen detektiert. Diese Daten werden in einen vom Batteriemangement verstandenen Kommunikationsweg umgewandelt und liefern dadurch die erforderlichen Zusatzinformationen zur Bestimmung des Speicherzustandes. Das abgebildete System kann bis zu 288 Sensorstellen auswerten.

Optische Komponenten sind in der Regel sensitiv gegenüber thermischen Einflüssen. Das verwendete Spektrometer wurde daher mittels zweier Peltier-Elemente temperiert, um eine deutlich erhöhte Wellenlängenstabilität während des Messbetriebes zu erreichen. Die Temperierung des Spektrometers erfolgte sowohl auf der Ober- als auch Unterseite. Neben den Peltier-Elementen sind eine Adapterplatte, ein NTC-Temperatursensor und ein Plastikhalter zur Befestigung sowie Fixierung der einzelnen Komponenten verbaut, mit denen lokal die Verlustwärme abgeführt und an anderen Bereichen eine thermische Isolation realisiert werden konnte. Für die Regelung der Peltier-Elemente wurde ein PID-Temperaturregler mit zwei Kanälen verwendet, sodass eine gleichzeitige ober- und unterseitige Temperierung des Spektrometers ermöglicht wurde. Die standardmäßige Regelzieltemperatur betrug 26 °C.



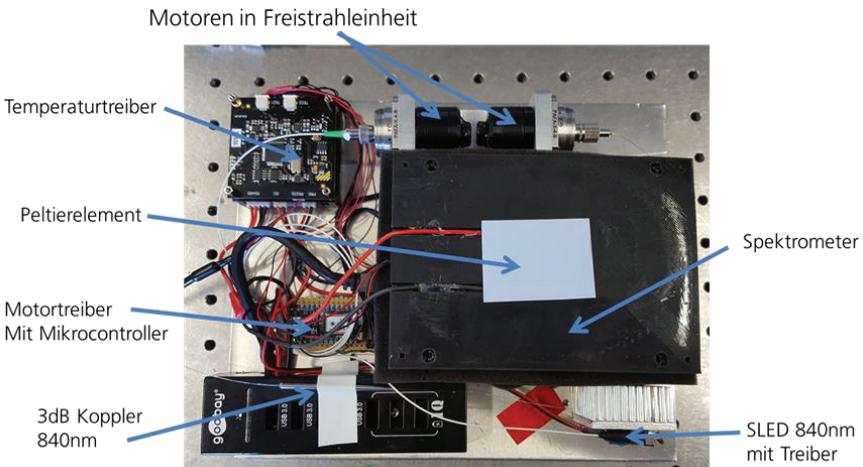
**Abbildung 2.8:** Schematische Übersichtsdarstellung der einzelnen Komponenten zur faseroptischen Batteriemodulüberwachung

Wie bereits im Kapitel 1.3 angedeutet, können Faser-Bragg-Gitter mit sehr hoher Präzision zur Messung von Dehnungs- und Temperatursignalen verwendet werden. Diese weisen jedoch auch eine Lichtpolarisationsabhängigkeit auf, weswegen die zu analysierenden Messsignale je nach Polarisationszustandsänderung des einfallenden Diodenlichts eine geringe, aber messtechnisch aufgrund der hohen Messgenauigkeit bereits störende Wellenlängenverschiebung von zirka 10 bis 30  $\mu\text{m}/\text{m}$  aufweisen können. Diese entspricht beispielweise hinsichtlich der Temperaturwerterfassung einer Verzerrung von 1 bis 3 K. Im Vergleich dazu beträgt der festgestellte maximale Dehnungshub beim Normalzyklisieren des für das Projekt gewählten Zelltyps 150  $\mu\text{m}/\text{m}$ .

Der Polarisationszustand innerhalb der Glasfaser ändert sich aufgrund von Veränderungen der Doppellichtwellenbrechung, wie sie etwa durch Biegungen der Glasfaser, einwirkende Vibrationen oder Temperaturänderungen hervorgerufen wird. Demgegenüber träte bei Verwendung von unpolarisiertem Sensorlicht keine Veränderung der ermittelten Bragg-Wellenlänge auf, da das reflektierte Spektrum ein Mittel aus allen möglichen Polarisationsrichtungen darstellte. Die im Betrieb des Faser-Bragg-Gittersensors auftretenden Wellenlängenverschiebungen sind somit abhängig vom Grad der Polarisation der Lichtquelle, wobei leistungsstarke faseroptische Lichtquellen wie Superlumineszenzdioden einen hohen Grad an Polarisation aufweisen. Um für Batterieanwendungen trotz der möglichen Störeinflüsse ein zuverlässiges photonisches Messsystem zu realisieren, wurde vom Fraunhofer Henrich-Hertz-Institut eine neuartige Auswerteeinheit entwickelt. Der wesentliche Schritt dabei war die Erweiterung des Systems um die zusätzliche Komponente einer Depolarisationseinheit, mit welcher die von den möglichen Lichtausbreitungsrichtungen (lineare, zirkulare und elliptische Polarisation) abgängige Signaländerung minimiert werden konnte. Auf die physikalischen Grundlagen soll hier im Bericht nicht eingegangen werden, in der Literatur (Engelbrecht 2014) wird die Polarisationsproblematik in einer verständlichen Weise erklärt.



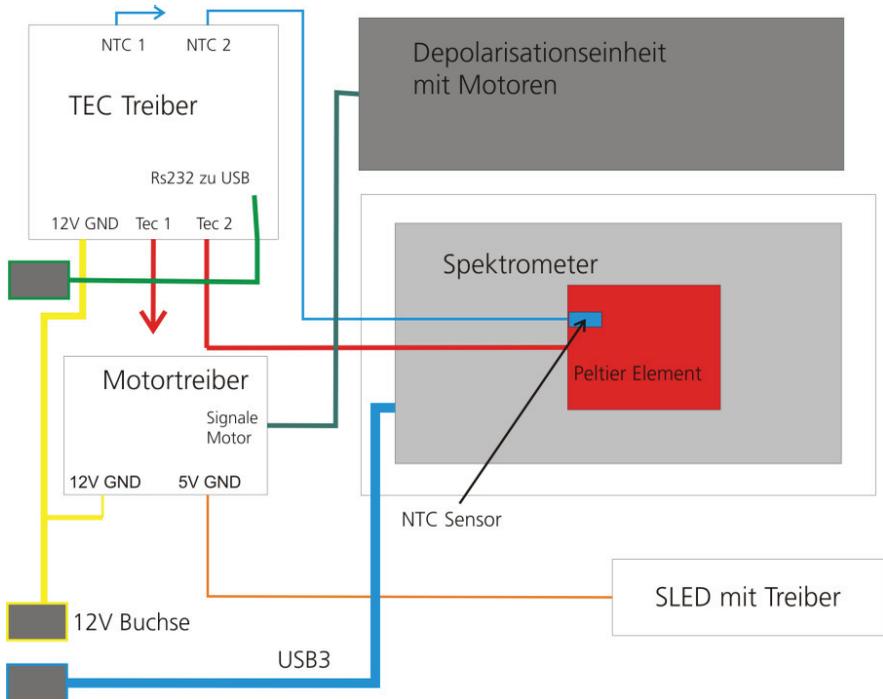
Die Depolarisationseinheit besteht aus einer Freistrahlvorrichtung, die sich aus zwei Kollimatoren zum Ein- und Auskoppeln in die Glasfaser zusammensetzt. In der Freistrahleinheit befinden sich zwei verschiedenartig rotierende Verzögerungsplatten ( $\lambda/2$  und  $\lambda/4$ ), mit denen bestimmte Lichtausbreitungsanteile gezielt manipuliert werden können, um die Einstellung sämtlicher Ausbreitungszustände zu ermöglichen. Die Verzögerungsplatten sind jeweils auf Hohlachsenmotoren befestigt und rotieren mit einem Geschwindigkeitsverhältnis von Eins ( $\lambda/2$ ) zu Vier ( $\lambda/4$ ), wodurch der Polarisationszustand kontinuierlich verändert wird. Zur Ansteuerung der Motoren wird ein Mikrocontroller in Verbindung mit zwei Motortreibern verwendet. In Abbildung 2.9 sind die einzelnen Elemente des optischen Auswertesystems abgelichtet.



**Abbildung 2.9: Fotografie einer optischen Auswerteeinheit für Batterieüberwachungsanwendungen**

Stabilitätsgebende Zusatzbauteile sind dabei die Peltier-Elemente mit dazugehörigem Temperaturtreiber sowie die Freistrahleinheit mit den Motortreibern.

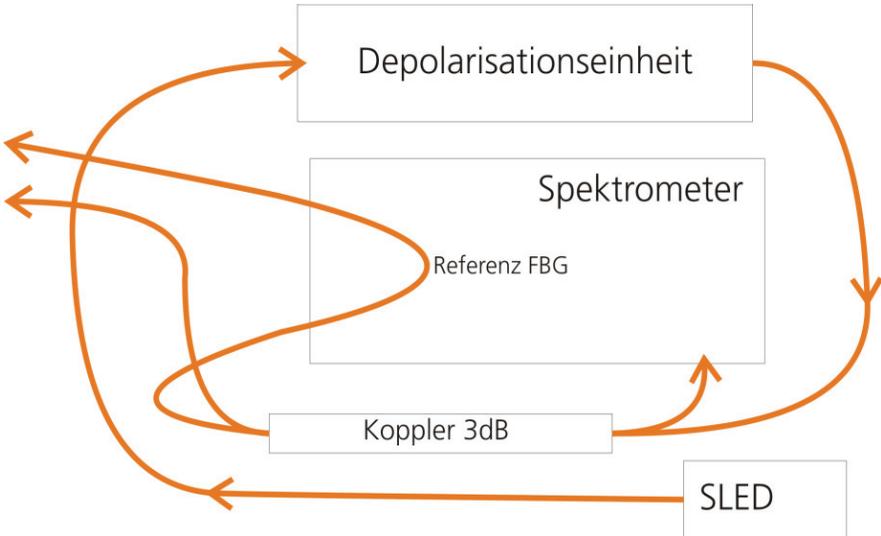
Um die Funktionsweise des Interrogators verständlicher aufzuzeigen, sind im Folgenden das elektrische (Abbildung 2.10) und das faseroptische Blockschaltbild (Abbildung 2.11) schematisch dargestellt. Das Spektrometer sowie der Temperaturtreiber sind per USB-Anschluss mit dem Steuerrechner verbunden. Die Energieversorgung des Temperatur- und Motortreibers erfolgt über einen 12 V-Netzanschluss, die des Spektrometers über das USB-Kabel. Durch einen 5 V-Anschluss am Motortreiber wird die Versorgung der Superlumineszenzdiode realisiert. Von diesem gehen auch die Steuerung und Spannungsversorgung der Stellmotoren für den Depolarisator aus. Die Peltier-Elemente sind elektrisch und temperaturmesstechnisch mit dem Temperaturtreiber verbunden.



**Abbildung 2.10: Elektrisches Blockschaltbild des optischen Interrogators zur Zustandsüberwachung von Batteriezellen**

Im Blockschaltbild (Abbildung 2.11) ist zu erkennen, dass das von der Superlumineszenzdiode emittierte Licht in der Depolarisationseinheit nach den gewünschten Vorgaben zustandsmäßig manipuliert wird. Die angepassten Lichtwellen passieren den 3 dB-Koppler und werden bis zur Sensorstelle geleitet. Das dort zustandsabhängig reflektierte Spektrum wird beim abermaligen Erreichen des Kopplers jedoch nicht zurück zum Depolarisator, sondern zur Zentralwellenlängenauswertung in das Spektrometer geführt. Mit Hilfe des im Spektrometer verbauten Faser-Bragg-Gitters kann der gegenwärtig vorliegende Referenzzustand erkannt und mit dem Reflexionssignal aus den Sensor-Bragg-Gittern verglichen werden.

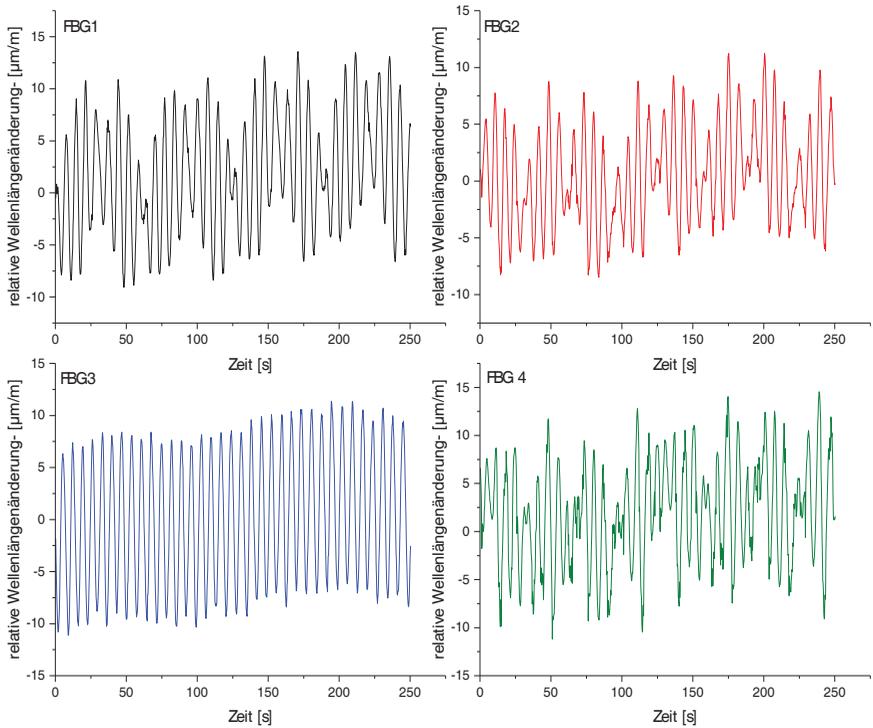
Um die Messgenauigkeit und Langzeitstabilität des aufgebauten Messsystems zu validieren, wurde eingangs eine Kurzzeitmessung ohne Depolarisator durchgeführt. Dieser Test wurde anschließend gleichsam mit der Depolarisationseinheit wiederholt. Abschließend erfolgten zwei Langzeitmessungen, wobei zunächst isotherme Bedingungen vorherrschten und im nächsten Schritt ein konstanter Temperaturanstieg beaufschlagt wurde.



**Abbildung 2.11: Faseroptisches Blockschaltbild des optischen Interrogators zur Zustandsüberwachung von Batteriezellen**

Da sich die Drift der gesamten Auswerteeinheit aus denen des Interrogators und der Bragg-Gittersensorenstellen überlagernd zusammensetzt, wurde an das optische System eine Glasfaser mit vier beziehungsweise fünf integrierten Faser-Bragg-Gittern der charakteristischen Reflexionswellenlängen von 795, 827, 843, 852 und 913 nm angeschlossen.

Nachfolgend sind in Abbildung 2.12 die Polarisationsabhängigkeiten der vier im ersten Versuch angeschlossenen Faser-Bragg-Gitter aufgezeigt. Während der Messung fanden keine stabilitätsgebenden Maßnahmen hinsichtlich der Temperatur und der Polarisation statt. Die Sensorstellen wurden in allen durchgeführten Einzelexperimenten mit sehr starken Signaleinflüssen (ohne jegliche Dehnungs- und Temperaturänderung) belastet, um eine möglichst hohe Doppelbrechung, wie sie in der Realität bei Biegungen, Vibrationen oder Thermik auftritt, zu simulieren. Der dargestellte Werteverlauf zeigt somit die maximal mögliche Abweichung von der tatsächlich zumessenden Zustandsgröße auf. Die Höhe der Abweichung vom tatsächlich auftretenden Messwert ist sehr stark von der Güte des jeweiligen Bragg-Sensors abhängig. Durch die verschiedenen Polarisationsstände konnten relative Wellenlängenverschiebungen von bis zu 25,7  $\mu\text{m}/\text{m}$  festgestellt werden.



**Abbildung 2.12:** Durch Doppelbrechung bedingte Signalvariation von Faser-Bragg-Gittern ohne stabilitätsgebende Maßnahmen

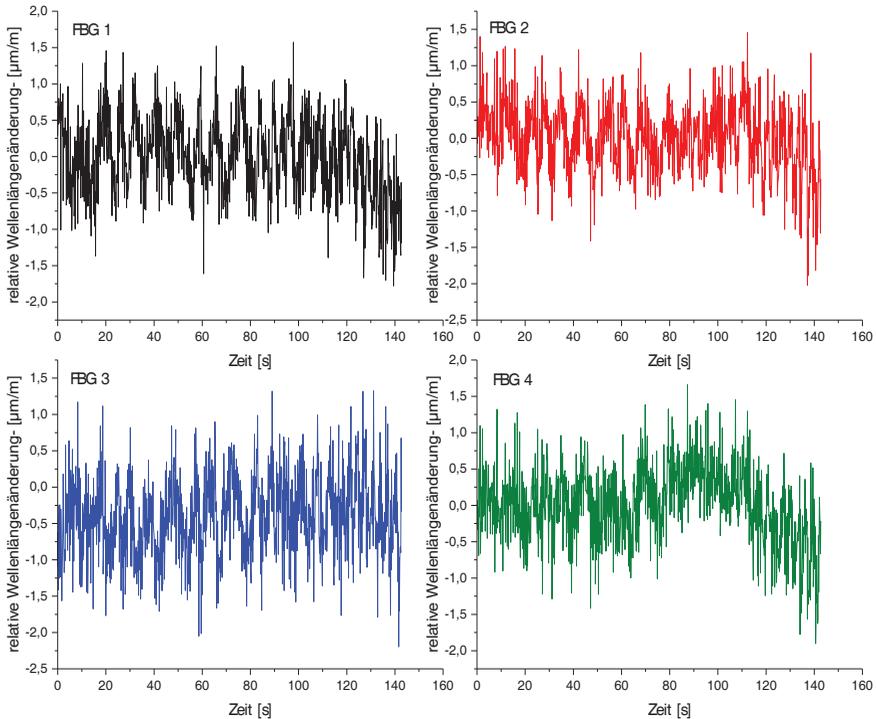
In der folgenden Tabelle 2 sind die Ergebnisse des ersten Versuchs gegenübergestellt. Es ist auffällig, dass die jeweilige Abweichung in besonderer Weise von der Eigenart jedes einzelnen Faser-Bragg-Gitters abhängt.

**Tabelle 2:** Relative Wellenlängenverschiebungen von Faser-Bragg-Gittern durch Doppelbrechung

	<b>Standardabweichung</b>	<b>Minimum</b>	<b>Maximum</b>	<b>Spannweite</b>
	<b>[µm/m]</b>	<b>[µm/m]</b>	<b>[µm/m]</b>	<b>[µm/m]</b>
<b>FBG 1</b>	5,4	-9,1	13,6	22,7
<b>FBG 2</b>	4,3	-8,5	11,3	19,8
<b>FBG 3</b>	6,3	-11,1	11,4	22,5
<b>FBG 4</b>	5,4	-11,2	14,5	25,7



Durch das Resultat wird die Notwendigkeit des Einsatzes sowohl einer Temperaturstabilisierung als auch eines Depolarisators, wie er vom Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut entwickelt wurde, verdeutlicht. Im nächsten Experimentschritt wurden deshalb beide stabilitätsgebenden Elemente hinzugeschaltet und die gleichen Versuchsparameter mit der identischen Sensorglasfaser angewendet. Das Ergebnis kann anhand der Abbildung 2.13 nachvollzogen werden.



**Abbildung 2.13: Durch Doppelbrechung bedingte Signalvariation von Faser-Bragg-Gittern mit stabilitätsgebenden Maßnahmen**

Zum Halten eines konstanten Temperaturwertes wurden die Peltier-Elemente aktiviert, für eine Mittelung aller möglichen Polarisationszustände erfolgte der Einsatz des Depolarisators. Aufgrund der Vorgehensweise konnte die relative Wellenlängenverschiebung auf einen Wert von lediglich maximal  $3,6 \mu\text{m/m}$  reduziert werden. Auch die Abweichung zwischen den einzelnen Sensorstellen wurde beinahe vollständig eliminiert.

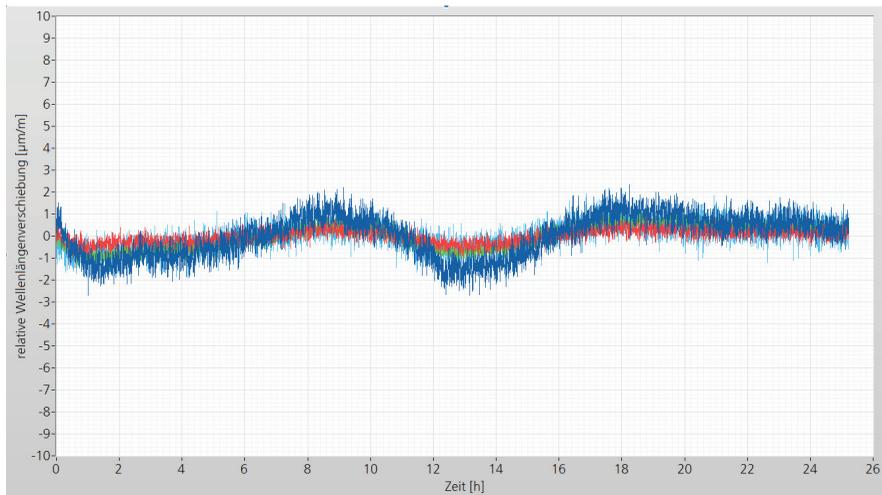
Besonders durch die Verwendung der Verzögerungsplatten  $\lambda/2$  und  $\lambda/4$  wurde die Polarisationsabhängigkeit der betreffenden Faser-Bragg-Gitter entscheidend verringert. Die Messwertübersicht zum zweiten Versuchsteil befindet sich in Tabelle 3.



**Tabelle 3: Relative Wellenlängenverschiebungen von weitestgehend polarisationsunabhängigen Faser-Bragg-Gittern durch Doppelbrechung**

	Standardabweichung [ $\mu\text{m}/\text{m}$ ]	Minimum [ $\mu\text{m}/\text{m}$ ]	Maximum [ $\mu\text{m}/\text{m}$ ]	Spannweite [ $\mu\text{m}/\text{m}$ ]
<b>FBG 1</b>	0,5	-1,8	1,6	3,4
<b>FBG 2</b>	0,5	-2,0	1,5	3,5
<b>FBG 3</b>	0,6	-2,2	1,3	3,5
<b>FBG 4</b>	0,5	-1,9	1,7	3,6

Um die entwickelte Auswertestrategie für die Erfordernisse bei Batterieanwendungen zu validieren, mussten Langzeitmessungen mit dem System durchgeführt werden.



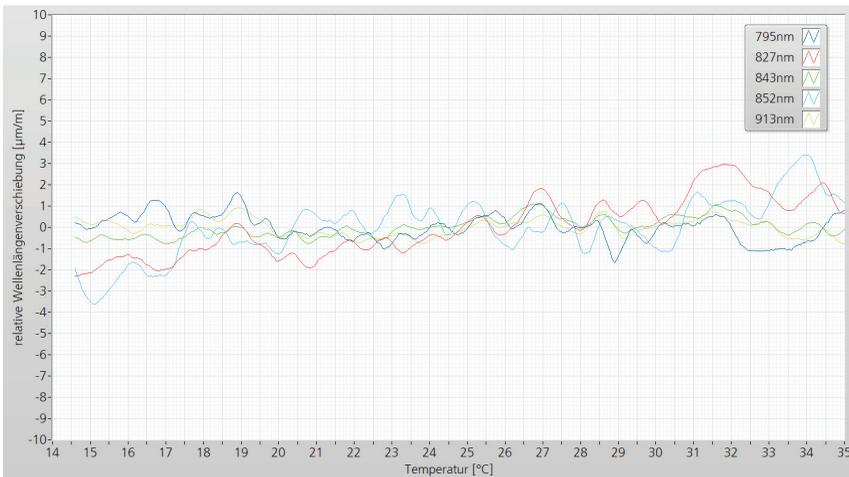
**Abbildung 2.14: Signalverläufe der während der Langzeitmessung bei konstanten Temperaturbedingungen von 20 °C untersuchten Faser-Bragg-Gitter**

Dafür wurde das Messsignal über einen Zeitraum von 24 Stunden aufgezeichnet, wobei sowohl die Faseroptik als auch die Analyseeinheit in einem stationären, isothermen Zustand (mögliche Abweichung weniger als  $\pm 0,5$  K) gehalten wurden. In Abbildung 2.14 sind die Verläufe der fünf untersuchten Faser-Bragg-Gitter während der Aufnahmezeit aufgezeigt. Der Depolarisator war im Fortgang des Experimentes aktiv. Trotz des langen Betrachtungszeitraumes hat sich der ermittelte Abweichungswert nicht deutlich verschlechtert. Über den gesamten Zeitraum konnte eine maximale relative Wellenlängenabweichung von  $4,96 \mu\text{m}/\text{m}$  festgestellt werden. Weiterhin erkennbare Driften könnten



beispielsweise durch geringfügige Luftfeuchtigkeitsänderungen am Ort der Sensoren oder gewisse Regelungenauigkeiten der Peltier-Elementetreiber hervorgerufen werden. In Tabelle 4 sind die zu diesem Versuchsteil gehörigen Messwerte der fünf Bragg-Sensoren aufgelistet.

Da in der Praxis nicht von temperaturkonstanten Bedingungen ausgegangen werden kann, erfolgte im abschließenden Experiment die Untersuchung des Systemverhaltens bei einem Temperaturwechsel. Dafür wurde die optische Messeinheit (außer die unmittelbaren Sensorstellen, die weiterhin isotherm gehalten wurden) mit einem thermischen Gradienten von 1 K/min von 15 °C konstant steigend auf 35 °C erwärmt. In Abbildung 2.15 ist das Verlaufsdigramm zu den fünf Faser-Bragg-Sensoren dargestellt.



**Abbildung 2.15: Signalverlaufsdigramm von fünf Faser-Bragg-Gittersensoren während eines kontinuierlichen Temperaturanstieges von 15 auf 35 °C**

Besonders im mittleren Temperaturbereich ist kaum eine Wertabweichung feststellbar. Die größte ermittelte Gesamtwellenlängenverschiebung trat bei dem Sensor der Zentralreflexionswellenlänge 795 nm auf und beträgt relativ 4,64  $\mu\text{m}/\text{m}$ . Die aufgezeichneten Messwerte der einzelnen fünf Sensoren sind ebenfalls in Tabelle 4 gegenübergestellt. Im Vergleich zum Langzeittest, bei dem die Stabilität über einen Zeitraum von 24 Stunden untersucht worden war, wurden im Temperaturtest leicht höhere Werte festgestellt. In beiden Fällen konnte aber gegenüber einer nichtstabilisierten Lösung eine wesentliche Verbesserung hinsichtlich der Systemmesswertzuverlässigkeit erzielt werden. Die Sensorstelle mit der Zentralreflexionswellenlänge 795 nm weist stets die höchste Abweichung auf, wobei jedoch bei der Langzeitstabilität der Unterschied zu den anderen Messstellen ausgeprägt ist. Es muss vermutet werden, dass der Einfluss der Güte des Bragg-



Gitters nicht vollständig aufgehoben werden konnte. Gemessen an den jeweils schlechtesten Wertepaaren beträgt die bewirkte Stabilitätszunahme 80,7 % bei der Langzeitstabilität und 81,9 % bei der Temperaturstabilität.

**Tabelle 4: Übersicht der relativen Wellenlängenabweichungen des um den Depolarisator und Temperatureinheit erweiterten optischen Messsystems**

Wellenlänge [nm]	795	827	843	852	913	Mittelwert
Einheit	µm/m	µm/m	µm/m	µm/m	µm/m	µm/m
<b>Langzeitstabilität 24 Stunden</b>						
<b>Standardabweichung</b>	0,93	0,32	0,54	0,60	0,46	0,57
<b>maximale Spannweite</b>	4,96	2,19	2,77	3,89	2,09	3,20
<b>Temperaturstabilität 15 - 35 °C</b>						
<b>Standardabweichung</b>	1,14	1,12	0,32	0,57	1,19	0,86
<b>maximale Spannweite</b>	4,64	4,19	1,71	3,09	3,76	3,48

In den nächsten beiden Entwicklungsschritten wurde das für die Batteriezellenüberwachung optimierte optische Auswertesystem für eine gemeinsame Kommunikation mit dem konventionellen Batteriemanagementsystem der AKASOL AG funktionalisiert und darüber hinaus die Glasfasersensorik entsprechend des dazu erstellten Fertigungsplan in die Batteriemodule integriert. Da bisher die Temperaturüberwachung von Batteriezellen meist durch die Verwendung eines direkt an den Zelleleitern angebrachten Thermistors, dessen Messwert vom Batteriemanagementsystem als Spannungsänderung verarbeitet wird, erfolgt, sollten zunächst mithilfe eines Mikrocontrollers die von den Bragg-Gittern gesammelten Wellenlängeninformationen des Interrogators in einen korrelierenden Spannungswert umgewandelt werden, damit keine baulichen Veränderungen am Managementsystem vorgenommen werden mussten.

Die einzelnen Dehnungs- und Temperaturwerte wurden für die jeweilige Zelle in einer abgestimmten Reihenfolge und Zeitvorgabe auf diesem Kanal zur Verfügung gestellt, wobei der elektrische Sensor seine Funktion verliert. Beim Überschreiten einer festgelegten Spannungswertschwelle versteht das System, dass von der faseroptischen Überwachungseinheit ein kritischer Zustand festgestellt wurde und kann folglich sicherheitsgebende Maßnahmen ergreifen.

Parallel dazu wurde von der AKASOL AG eine zusätzliche Bus-Schnittstelle zur erweiterten Datenkommunikation geschaffen, damit das faseroptische und konventionelle Überwachungssystem je eine eigene Datenaustauschleitung erhalten. Über die Peripheriefunktion eines Mikrocontrollers wurden hierfür die optischen Informationen in eine busfähige Sprache, wie beispielsweise das Controller Area Network (CAN), umgewandelt und



permanent von der übergeordneten Kontrolleinheit abgefragt. Für eine faseroptische Zellüberwachung mit jeweils einem Temperatur- und Dehnungssensor ist in Abbildung 2.16 eine mögliche Blockabfolge einer solchen Kommunikation dargestellt. Bestimmte Zellgruppen sind dabei mit einer Anfrageadresse ausgestattet, sodass bei Aktivierung die betreffenden Zellzustandsinformationen nacheinander zur Verfügung gestellt werden. In dem hier dargestellten, vereinfachten Abfolgefall wird vom optischen System selbstständig eingeschätzt, ob die aufgenommenen Messwerte den eingestellten Vorgaben entsprechen. Während der Status 0 einem einwandfreien Betrieb entspricht, müssen bei Status 1 sicherheitsgebende Maßnahmen eingeleitet werden. Die abfragbaren Zustandsbeziehungsweise Signalgrößen sind die Temperatur  $T$ , die Dehnung  $D$  und die Signaltätigkeit  $S$ .



**Abbildung 2.16: Konzeptionelle Blockabfolge einer Zustandsabfrage des BMS bei der faseroptischen Überwachungseinheit**

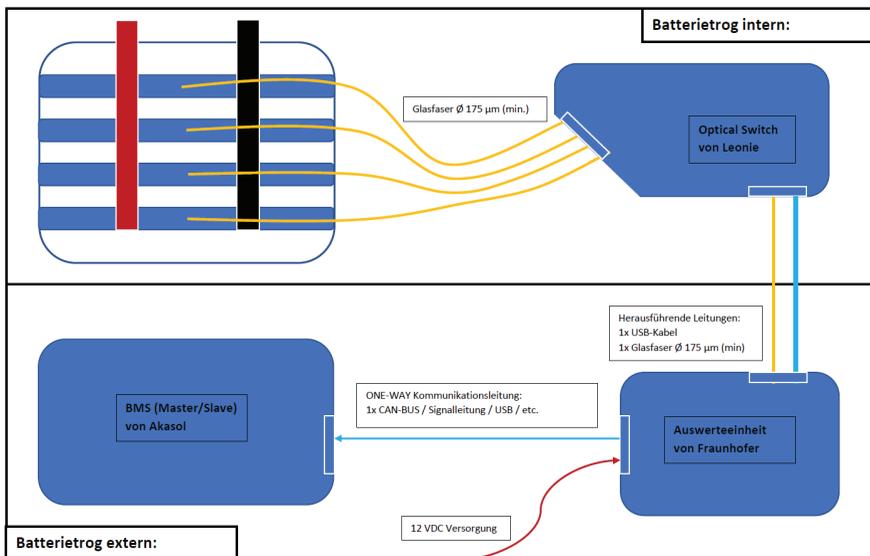
Um die Vorzüge der photonischen Messungen im Batteriespeicher, beispielsweise hinsichtlich der inerten Eigenschaften gegenüber elektromagnetischen Störgrößen, vollständig auszunutzen, sollte es das langfristige Ziel sein, dass konventionelle und faseroptische Batteriemanagementsystem räumlich sowie funktionell zu verschmelzen. Dafür müssten die Glasfasern vom Ort der Messung aus dem Speicherbereich direkt zum übergeordneten Auswertesystem geführt werden. Die industrielle Verarbeitung dieses Prozessschrittes war jedoch im Rahmen des Projektes konstruktiv nicht ohne intensive Vorarbeit umsetzbar.

Betreffs der Konzeptionierung der Sensorstellenpositionierung und Herausführung der Glasfasern aus den einzelnen Modulen wurden die Planungen abgeschlossen, sodass im nächsten Schritt die Sensorherstellung und der -einbau erfolgen konnten. Es wurden zunächst zwei Messstrategien verfolgt. Zum einen wurde jede Zelle der zu überwachenden Module mit zwei Faser-Bragg-Gittern für die Dehnungs- und Temperaturmessung bestückt. Die Zellen wurden paarweise vorgeliefert, weswegen abwechselnd eine Ober- und eine Unterseite sensortechnisch ausgestattet wurde. Da sich in einem Modul zwölf Zelleinheiten befinden, wurden insgesamt 24 Sensorstellen benötigt, die bei Verwendung extrem breitbandiger Superlumineszenzdioden alle in einen Glasfaserstrang integriert werden können, sodass lediglich eine Faserdurchführung realisiert werden musste. Somit können mit dem optischen Auswertesystem simultan 16 Stränge analysiert werden, was in diesem Fall 16 Modulen entspricht. Zum anderen sollte für eine vollständige Überwachung jede Zelle mit sechs Faser-Bragg-Gittern (je drei für Dehnung und Temperatur) ausgestattet werden. Hierbei werden für ein Modul vier Glasfaserstränge benötigt. Beide Möglichkeiten wurden im Einsatz auf Eignung überprüft und anschließend entsprechend



angewendet. Mit den in diesem Arbeitspaket erzielten Ergebnissen konnte nun die Miniaturisierung zur Erreichung einer kosteneffizienten Systemhardware begonnen werden (vgl. Abschnitt 2.2).

Im finalen Konzept (Abbildung 2.17) wurde das System so konfiguriert, dass eines der Module des Batteriesystems faseroptisch überwacht wird. Für die Integration des optischen Interrogators stand ausreichender Bauraum im externen Bereich des Batterietrogs zur Verfügung. Um die in Abschnitt 1.3 erarbeitete Vorgehensweise der Modulüberwachung, die 12 Faserstränge pro Modul vorsieht, zu realisieren wurde ein optischer Schalter verwendet. Dieser teilt das eingehende Lichtspektrum sukzessive auf bis zu 16 Ausgangslichtwellenleiter auf, an die je eine Zelle des überwachten Moduls angeschlossen ist. Dort wird an den Sensorstellen das Lichtsignal wellenlängenselektiv in Abhängigkeit des jeweiligen Zustands reflektiert und durchläuft den optischen Schalter in umgekehrter Richtung zur Auswerteeinheit. Der Vorteil des Konzepts liegt in der räumlichen Trennung von Auswerteeinheit und optischem Schalter, wodurch vor allem eine unnötig große Anzahl an Faserleitungen durch das Batteriesystem vermieden werden konnte.



**Abbildung 2.17: Finales Integrationskonzept zur Unterbringung der optischen Auswerteeinheit im Batteriesystem**

Aus der Abbildung geht hervor, dass die miniaturisierte Auswerteeinheit sich im externen Teil des Batterietrogs befindet und nur über eine optische und eine elektrische Verbindung mit dem modulnahen optischen Schalter verbunden ist. Es wird lediglich eine 12 V-DC Spannungsquelle benötigt. Die Kommunikation mit dem BMS erfolgt in Form einer



Kopplung mit der Interlock-Line des BMS. Im Fehlerfall öffnet das optische System den Interlock-Pfad und das BMS schaltet das Batteriesystem ab. Der optische Schalter und die Auswerteeinheit waren lediglich über zwei Leitungen miteinander verbunden. Diese bestehen aus einem konventionellen USB-Kabel zur Datenkommunikation und der optischen Glasfaserverbindung für die Sensorauswertung. Eine Kommunikation im Sinne eines bidirektionalen Datenaustausches mit dem BMS des Batterieherstellers ist als nicht zielführend erachtet worden, da dies zu großen Änderungen an der bestehenden BMS-Architektur hätte führen müssen. Um im Fehlerfall sicher reagieren zu können war es vorgesehen, dass die Auswerteeinheit der Faseroptik zunächst als optisches BMS parallel zum bestehenden System läuft und bei Feststellung eines kritischen Zustandes den vorhandenen Interlock/Fault-Line des elektrischen BMS auslöst. Über einen vom Interrogator elektronisch gesteuerten elektrischen Schalter kann die Fault-Line aktiviert oder deaktiviert werden. Damit ist die faseroptische Überwachung, wie beispielsweise bei manueller Betätigung eines Not-Aus-Knopfes, in der Lage das gesamte Batteriesystem zwecks Gefahrenabwehr zu deaktivieren.

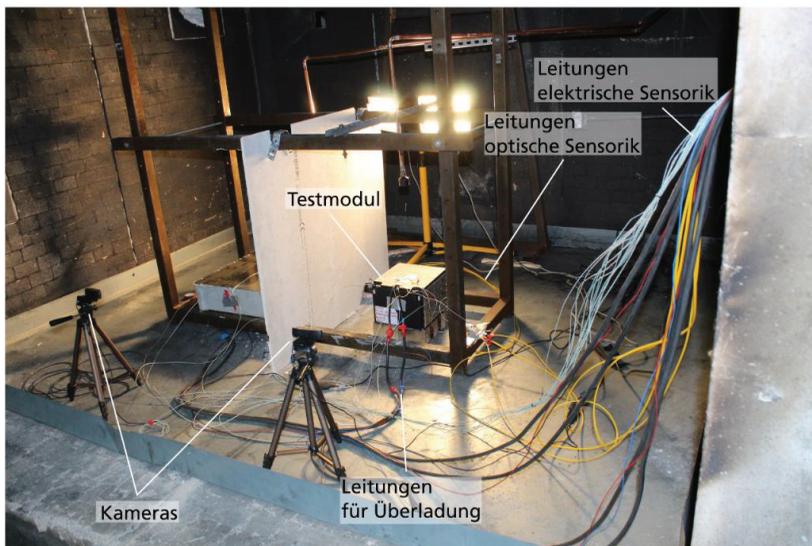


## 2.4 Test nach den Anforderungen im Anwendungskontext

*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut, Stöbich technology GmbH und Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Für eine Anwendung von Lithium-Batterien in der Personenbeförderung und, wie in diesem Forschungsprojekt umgesetzt, für elektrisch angetriebene Busse ist es von besonderer Bedeutung, dass im Falle eines Fehlerfalls eine Evakuierung von Passagieren zwischenfallfrei gewährleistet werden kann. Bei der Havarie eines Batteriesystems sind vor allem die entstehende Wärme und die Zusammensetzung des Rauchgases von entscheidender Bedeutung. Neben den absoluten Zahlen spielt hier auch der zeitliche Rahmen eine wichtige Rolle.

Die Havarieversuche (vgl. Abschnitt 3.5) wurden an zwei AKASOL-Batteriemodulen mit einer Kapazität von 2,5 kWh durchgeführt. Beide Module bestanden aus jeweils 12 seriell verschalteten 53 Ah Pouchzellen in NMC111-Chemie. Beide Module wurden vor dem Versuch mit faseroptischen Sensoren ausgestattet. Angebracht wurden jeweils zwei Dehnungs-, und zwei Temperatursensoren pro Zelle, 48 Sensoren insgesamt pro Modul. Ein Modul wurde zusätzlich mit Bahnen eines energieverzehrenden Materials des Projektpartners Stöbich technology GmbH (vgl. Abschnitte 1.5 und 3.5) zwischen den Batteriezellen versehen. Da genug Platz für das Material in einer Stärke von 2 mm vorhanden war, änderten sich die äußeren Abmessungen des Moduls durch diese Maßnahme nicht.

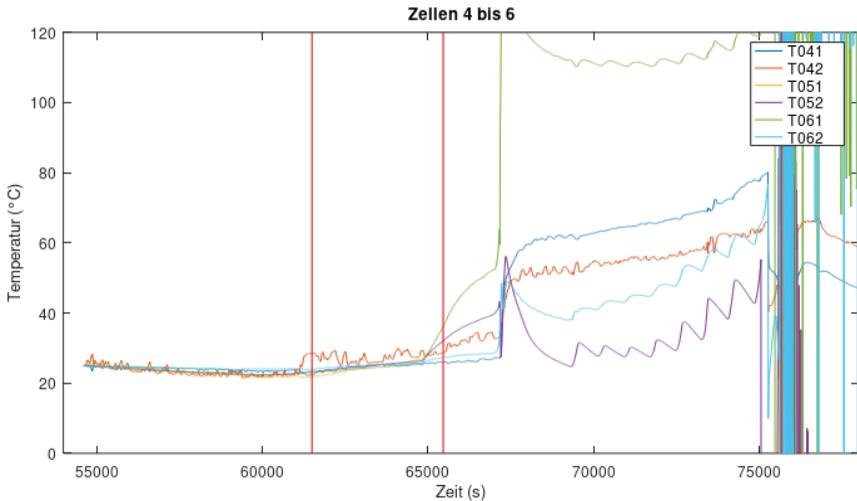


**Abbildung 2.18:** Aufbau für den Havarieversuch eines der beiden AKASOL-Module im Brandofen des Batterie- und Sensoriktestzentrums



Abbildung 2.18 zeigt den Aufbau eines Moduls im Brandofen des Batterie- und Sensoriktestzentrums (BSTZ). Gekennzeichnet sind die Leitungen für elektrische Temperatursensoren (hellgrün/weiß), die Leitungen für die optischen Temperatursensoren (gelb), die Zuleitungen für die Überladung, das Testmodul und Kameras zum Aufzeichnen der Versuche. Das Metallgestell trägt eine Trennwand zur Abtrennung eines zweiten Versuchs, der am gleichen Tag durchgeführt wurde, sowie ein Löschesystem zur Löschung von Bränden nach beendeter Havarie.

Zur Provokation des Thermal Runaways einer einzelnen Batteriezelle des Testmoduls wurde in beiden Versuchen (mit und ohne Zwischenlagen) jeweils Zelle 6 des Batteriemoduls zwecks einer Überladung elektrisch kontaktiert. Diese war mittig in der Baugruppe verortet und erfährt damit vor allem durch die geschlossene Einbausituation einen guten thermischen Kontakt zu benachbarten Zellen, womit ein Thermal Runaway dieser Zelle einen sehr ungünstigen Fall darstellte. Energieverzehrende Zwischenlagen sollten in der Lage sein, den Wärmeübergang von der Havariezelle zu benachbarten Zellen zu verlangsamen, bzw. die Menge der übertragenen Wärme zu verringern. Als vermutetes Versuchsergebnis wurde von den Projektpartnern zumindest eine im Vergleich zum Modul ohne Zwischenlagen verlangsamte Havariekaskade des modifizierten Moduls erwartet.



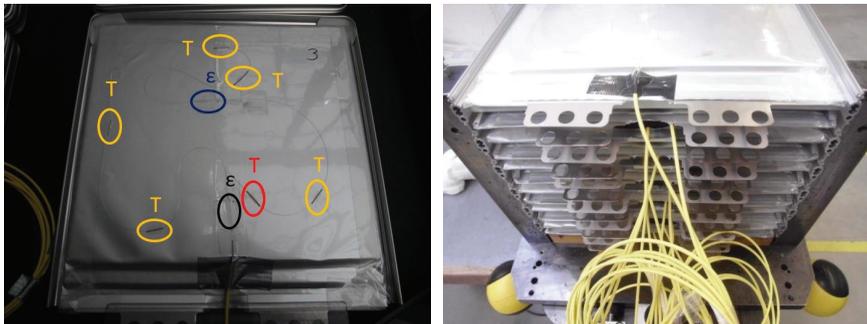
**Abbildung 2.19: Temperaturverlaufskurven aus den optischen Temperatursensoren an den Batteriezellen 4, 5 und 6 des Moduls mit Zwischenlagen**

Die Abbildung 2.19 zeigt exemplarisch die Temperaturverlaufskurven der Zellen 4, 5 und 6 des Moduls mit Zwischenlagen über den vollständigen Versuchszeitraum. Die senkrechten roten Linien kennzeichnen signifikante Vorgänge im Versuchsverlauf, wobei die



erste Linie das Schließen der Versuchsraumtür und Einschalten der Absauganlage und die zweite Linie den Beginn des Überladevorgangs kennzeichnen.

Für die Durchführung von Leistungstests des vom Projektpartner AKASOL AG zur Verfügung gestellten Batteriesystems sind insgesamt 12 Zellen mit faseroptischer Sensorik ausgestattet worden. Dazu wurden auf dem Hüllenmaterial der Pouchzellen des Herstellers KOKAM je eine Glasfaser aufgebracht. Als Kathodenmaterial wurde Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid mit Nanopartikeln zur höheren Stromtragfähigkeit verwendet. Jede Glasfaser besitzt jeweils 6 Temperatursensoren und 2 Dehnungssensoren. Die Anordnung der Dehnungssensoren ( $\epsilon$ ) und Temperatursensoren (T) ist Abbildung 2.20 zu entnehmen.



**Abbildung 2.20:** Mit faseroptischen Sensoren ausgestattete (links) und Modul aufgebaut aus 12 Pouchzellen die jeweils mit einer Glasfaser ausgestattet sind (rechts)

Zum Schutz der Faser wurde diese ummantelt von den einzelnen Zellen weggeführt (vgl. Abbildung 2.20). In einem Batterietrog waren jeweils 15 Module in der Konfiguration 15s1p verbaut, wobei eines der Module mit optischer Sensorik überwacht worden ist. Das Gesamtsystem besteht aus 2 parallel geschalteten Batterietrögen mit einer Nennspannung von 666 V. Die Aufzeichnung der Signale erfolgte mit einem selbst entwickelten und gefertigten Spektrometer (vgl. Abbildung 2.21 und Abschnitt 2.2).

Es wurde ein Versuch mit 3 Vollzyklen durchgeführt, bei dem das System zwischen der oberen Ladeschlussspannung von 725 V und der unteren Ladeschlussspannung von 620 V zyklisiert wurde. Die Systemspannung von 725 V entspricht dabei einer Einzelzellspannung von 4,03 V und die Entladespannung von 620 V einer Zellspannung von 3,44 V. Das Batteriesystem wurde mit einem Strom von 92 A geladen bzw. entladen, was einer Laderate von 1C entspricht. Vor den 3 Hauptzyklen wurde die Batterie von ihrer Ausgangsspannung von 685 V auf 725 V geladen (vgl. Abbildung 2.22).



Abbildung 2.21: Aufbau der durchgeführten Zyklierversuche mit Batterie (weiß), faseroptischer Sensorik (gelb) sowie dem Spektrometer (schwarz)

In Abbildung 2.23 sind die optisch gemessene Temperatur und Dehnung für Zelle 3 des faseroptisch bestückten Moduls aufgetragen.

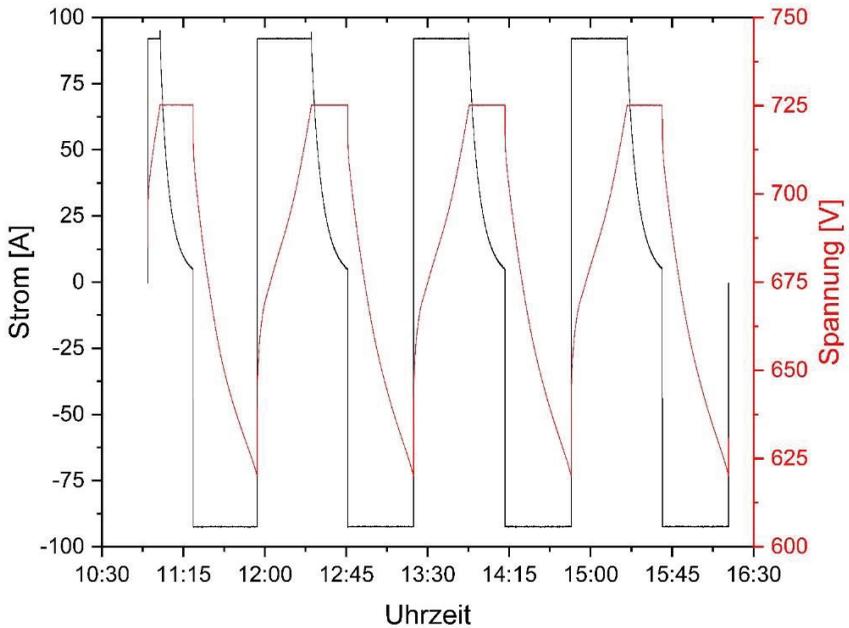


Abbildung 2.22: Strom und Spannung des Zyklientest mit einer Laderate von 1C



Zur besseren Orientierung ist die Systemspannung ebenfalls dargestellt. Die exakte Position des Temperatursensors (rot) und des Dehnungssensors (schwarz) kann Abbildung 2.20 entnommen werden. Die Dehnungswerte sind dabei temperaturkompensiert. Dies geschieht mit Hilfe des daneben angeordneten Temperatursensors. Die Messwerte stellen folglich ausschließlich die Dehnung auf Grund der elektrochemischen Prozesse innerhalb der Zelle und nicht die thermische Ausdehnung dar.

In Folge des Ladevorganges der Batterie dehnt sich die Zelle um etwa 55 bis 58  $\mu\text{m}/\text{m}$  aus. Beim Ladevorgang deinterkalieren die Lithium-Ionen aus der Kathode, wodurch deren Volumen abnimmt, und interkalieren in die Anode, was wiederum zu einer Volumenzunahme führt. Da die Expansion des Anodenvolumens die Verringerung des Volumens der Kathode überwiegt, kann die Zunahme der Zelledicke auf deren Außenhülle detektiert werden. Die größte Ausdehnung beträgt 57,7  $\mu\text{m}/\text{m}$  und wird während des dritten Zyklus erreicht. Durch die Entladung des Systems zieht sich die Zelle wieder um rund 40  $\mu\text{m}/\text{m}$  zusammen. Auffällig ist, dass die Ausdehnung mit steigender Zyklenzahl geringfügig größer wird. Die optisch gemessene Temperatur zeigt einen konsistenten Verlauf zum Dehnungsverhalten, wobei die Werte zwischen ungefähr 35,7  $^{\circ}\text{C}$  und 26,3  $^{\circ}\text{C}$  in Folge des Ladens bzw. Entladens erreichen.

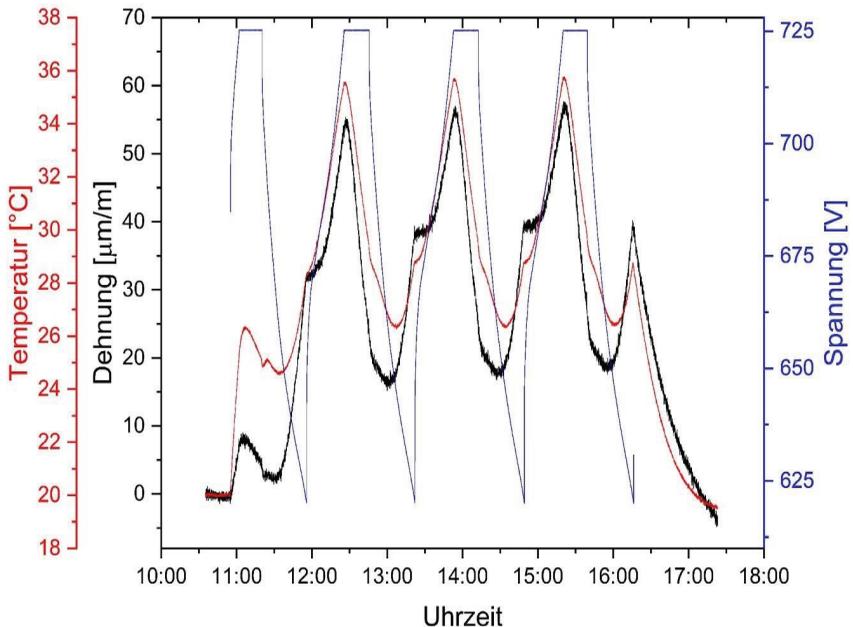
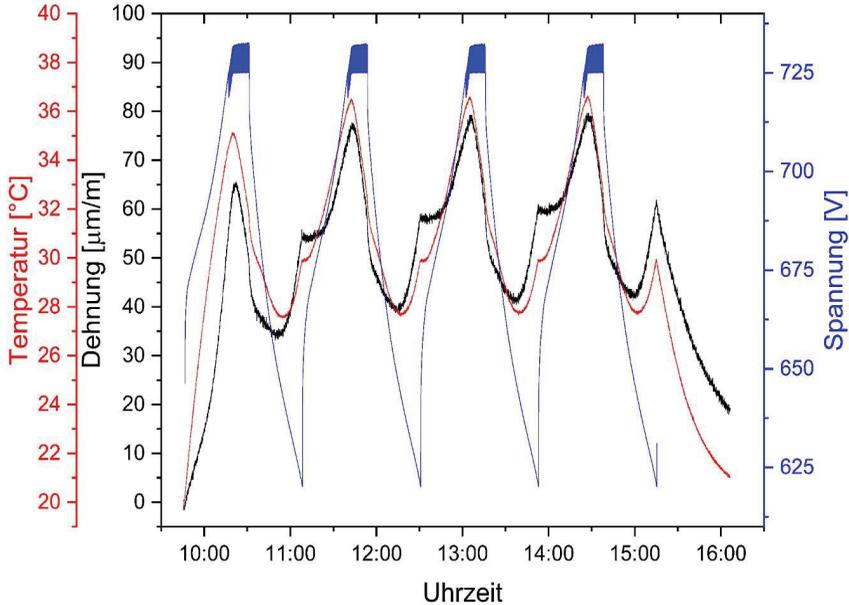


Abbildung 2.23: Optische Dehnungs- und Temperaturwerte sowie die Systemspannung des Zyklentests mit 1C



In einem weiteren Test wurde nach Erreichen der Ladeschlussspannung von 725 V ein Pulsverfahren, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, angewendet. Dabei wurde der Strom immer kurzzeitig aus und anschließend direkt wieder eingeschaltet. Der Verlauf von Dehnung und Temperatur ist identisch zu denen des Zyklentests ohne Strompuls (siehe Abbildung 2.23). Insgesamt dehnt sich die Zelle jedoch deutlich stärker aus. Die Ausdehnung beträgt maximal 79,6  $\mu\text{m}/\text{m}$  während des Ladevorgangs und sinkt anschließend auf etwa 42,3  $\mu\text{m}/\text{m}$  in Folge des Entladens (Abbildung 2.24).



**Abbildung 2.24:** Gemessene Temperatur und Dehnung für den durchgeführten Versuch mit Strompuls

Abbildung 2.25 zeigt die Dehnung und die Temperatur eines Tests, bei dem das System mit 0,2C, was einem Strom von 23 A entspricht, geladen und entladen wurde. Die niedrige Laderate von 0,2C bewirkt, dass es im Vergleich zu den vorherigen Versuchen mit einer Laderate von 1C zu einer minimalen Ausdehnung und einer geringfügigen Temperaturveränderung kommt.

Damit konnte für den Fall der Leistungstests ein konsistenter Verlauf der Messungen nachgewiesen werden. Die Ergebnisse entsprachen den Erwartungen und waren in Bezug auf die Dehnung der Zellen plausibel. Hingegen waren die Ergebnisse im Bereich der Abuse-Tests nicht eindeutig einzuordnen, da ab Zeitpunkt der Havarie keine brauchbaren Messwerte durch die Sensoren geliefert werden konnten (vgl. Abbildung 2.19).

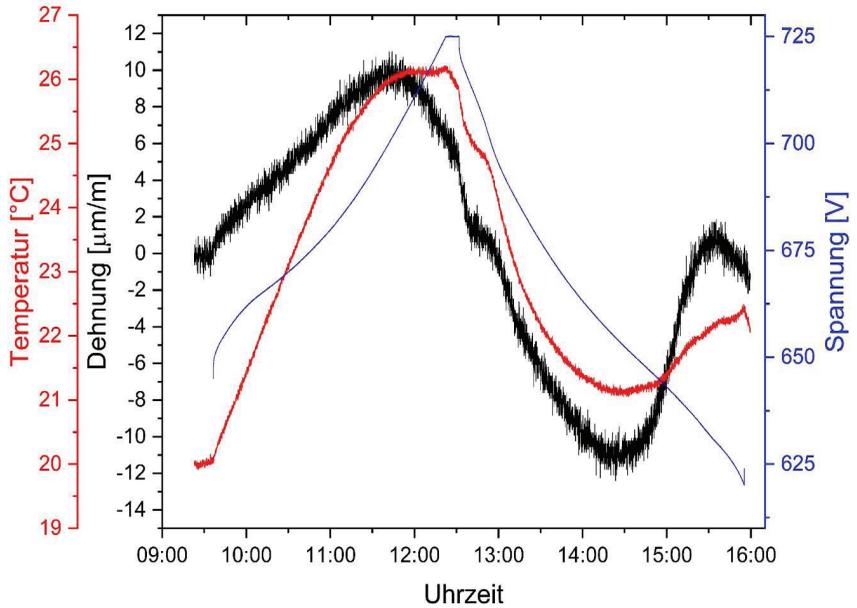


Abbildung 2.25: Temperatur, Dehnung und Spannung während des Zyklustest bei einer Laderate von 0,2C



## 2.5 Zusammenfassung Faseroptisches Batteriemanagementsystem

### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Um den stabilen und langfristigen Betrieb des faseroptischen Batteriemanagementsystems sicherstellen zu können, wurde innerhalb der Projektlaufzeit die Abstimmung der Datenauswertung auf die Sensortechnik verbessert. Ergebnis der Arbeiten ist ein geringeres Rauschniveau bei der Aufzeichnung der Signale. Weiterhin wurden eine Anpassung der Leistungsfähigkeit für die Datenaufzeichnung der wesentlichen Messwerte im Betrieb vorgenommen. Damit wurde ein photonisches Messsystem zur Verfügung gestellt, welches hinsichtlich der Messqualität zur elektrischen Technologie ebenbürtig ist. Durch den Einsatz kleinerer Bauteile und die Einsparung des optischen Schalters konnten entscheidende Verbesserungen in Bezug auf die Größe der Messeinheit erreicht werden. Dabei stand die Anpassung des Systems an die Anforderungen aus dem Betrieb im Vordergrund der Arbeiten.

Eine Validierung des faseroptischen Managementsystems fand in Leistungsversuchen statt. Dabei konnte gezeigt werden, dass das im Projekt entwickelte photonische Messsystem erfolgreich in das Batteriesystem integriert werden konnte und valide Messergebnisse zur Überwachung der Zustandsdaten liefert. Die Ergebnisse aus den Abuse-Versuchen wurden entsprechend eingeordnet. An dieser Stelle sind Weiterentwicklungen in nachfolgenden Projekten möglich. Der während der Projektlaufzeit erreichte Entwicklungsstand in Bezug auf das faseroptische Messsystem geht über die ursprünglich erwarteten Ergebnisse hinaus. Als Resultat der Projektarbeiten steht ein parallel zur konventionell verwendeten Technik laufendes System zur Überwachung von Temperatur und Dehnung zur Verfügung, welches mit dem konventionellen BMS gekoppelt ist und bei sicherheitskritischen Zuständen das gesamte System abschalten kann.



### 3 Leistungs- und Sicherheitstests

#### 3.1 Evaluation verschiedener Ladealgorithmen

##### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

In diesem Arbeitspaket wurden zunächst Einzelzellen analysiert und vermessen, welche für eine Schnellladung in Frage kommen. Auf Grund von Bauform, Temperaturverhalten, Verfügbarkeit und Stromtragfähigkeit fiel die Wahl auf prismatische Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide-Zellen (NMC-Zellen) des Herstellers LISHEN und nano NMC-Pouch-Zellen des Herstellers KOKAM. Für erste Tests wurden zunächst einige Exemplare vom Projektpartner AKASOL zur Verfügung gestellt, deren charakteristische Eigenschaften Tabelle 5 zu entnehmen sind.

**Tabelle 5: Nenndaten der verwendeten Zellen**

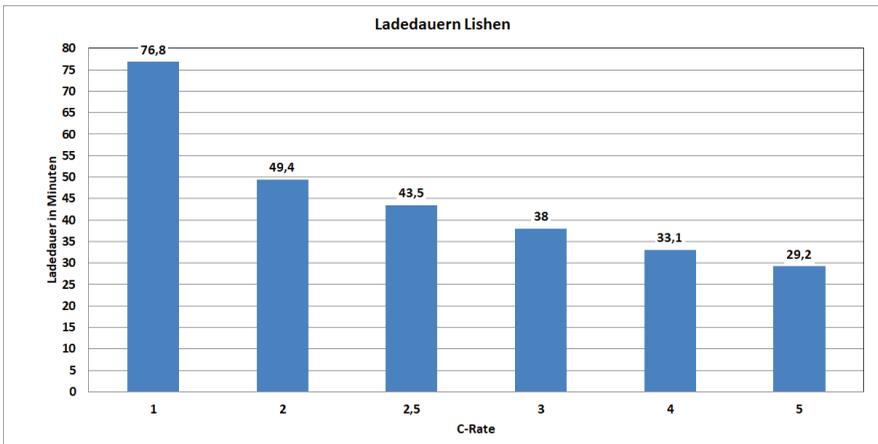
		<b>KOKAM- SLPB120216216HR2</b>	<b>LISHEN-PHEV2</b>
<b>Zellchemie</b>		NMC mit nano Eisenpartikeln	NMC
<b>Bauform</b>		Pouchzelle	Prismatische Zelle
<b>Kapazität</b>		> 46 Ah	37 Ah
<b>Impedanz</b>		0.8 mΩ @ AC 1 kHz	0.85 mΩ @ AC 1 kHz
<b>Spannung</b>	Mittelwert	3,7 V	3,7 V
	Unteres Limit	2,7 V	2,8 V
	Oberes Limit	4,2 V	4,15 V
<b>Ladestrom</b>	Dauer	138 A (3C)	222 A (6C)
	Puls	230 A (5C) (10 s; SOC<50 %)	296 A (8C) (<30 s; @ 50 %SOC)
<b>Zyklenzahl (CCCV 1C)</b>		> 4.000	> 2.000

Beide verwendeten Zelltypen weisen als Aktivmaterial Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide auf, wobei die Zellen des Herstellers KOKAM zusätzlich über Eisen-Nanopartikel und Lithium-Titanat-Anteile verfügen. Dies soll einerseits die Stromtragfähigkeit der Zellen erhöhen und zusätzlich zu einer gesteigerten Zyklenlebensdauer führen. Die Zellen des Herstellers KOKAM sind bis zu einem dreifachen Nennstrom freigegeben, so dass mit diesen Ladedauern von unter 30 Minuten zu erwarten waren. Zudem weisen diese Zellen eine sehr hohe Zyklenlebensdauer (im Standardladeverfahren CCCV) auf, was ebenfalls ein



Grund für die Verwendung von Zellen dieses Typs ist. Demgegenüber verfügen die LISHEN-Zellen lediglich über die Hälfte der Zyklenlebensdauer (im Standardladeverfahren), können jedoch gemäß Hersteller mit Ladeströmen von bis zu 6C dauerhaft belastet werden. Aus diesem Grund stellten die Zellen eine interessante zu überprüfende Variante zu den etablierten Zellen des Herstellers KOKAM dar und wurden deshalb ausgewählt.

Im Anschluss an die Eingangstests der Einzelzellen wurde deren Schnellladefähigkeit zunächst am CCCV-Standardladeverfahren überprüft. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Zellen und unterschiedlichen Ladeverfahren herzustellen, wurden die Tests bei 20 °C in einem Klimaschrank durchgeführt. Im Falle der LISHEN-Zellen konnte die Stromrate schrittweise auf 5C (fünffacher Nennstrom, 185 A) erhöht werden. Für die Zellen des Herstellers LISHEN konnten mit dem Standardladeverfahren die in Abbildung 3.1 dargestellten Ladedauern erreicht werden.



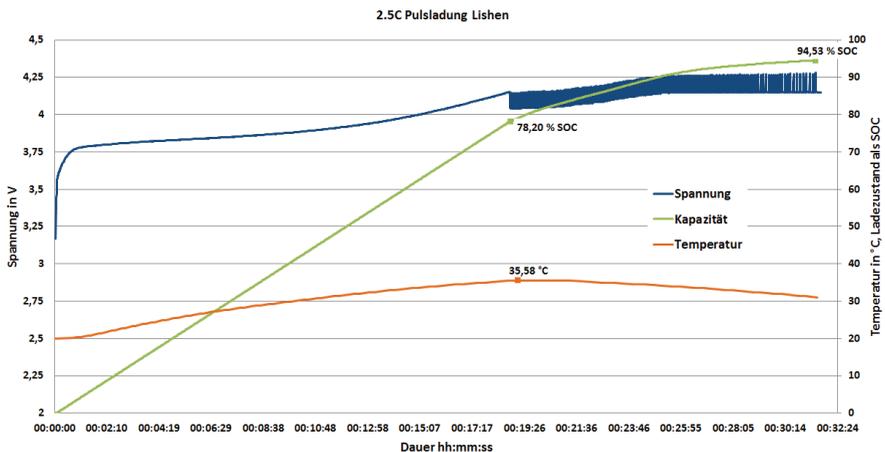
**Abbildung 3.1: Reduktion der Ladedauer in Minuten über verschiedene C-Raten für die LISHEN-Zellen (Standardladeverfahren)**

Zwar konnte bereits mit dem Standardladeverfahren eine Ladedauer von unter 30 Minuten erreicht werden, jedoch veranschaulicht Abbildung 3.1 sehr deutlich das grundlegende Problem von Schnellladungen nach dem Standardladeverfahren. Ein fünffacher Nennstrom führt nicht im gleichen Maße zu einer fünffachen Verringerung der Ladedauer. Da sich in der Konstantspannungsphase der Ladestrom exponentiell verringert, wird über einen langen Zeitraum mit einem, vergleichsweise kleinen Strom geladen. Durch die Höhe des Ladestromes kann somit nur die Dauer der Konstantstromphase (CC Phase) entscheidend beeinflusst werden, wobei die Länge der Konstantspannungsphase (CV Phase) keine signifikanten Änderungen aufweist. Die gesamte Dauer der Ladung bleibt dadurch ab einer bestimmten Höhe des Ladestromes nahezu unverändert.



In den durchgeführten Voruntersuchungen wurden verschiedenste Ladeverfahren (z. B. Stufenladung, Laden ohne Strombegrenzung, Pulsladung, IR-freies Laden) getestet, welche die Konstanzspannungsphase ersetzen oder verkürzen und somit zu einer weiteren Reduktion der Ladedauern führen können. Die Ergebnisse der Untersuchungen führten zur Präferenzierung von zwei Ladeverfahren, die im Hinblick auf Ladedauer, Temperaturniveau und Spannungslage die besten Ergebnisse aufwiesen.

Beim sogenannten Pulsladeverfahren erfolgt zunächst ebenfalls eine Konstantstromladung, die Konstanzspannungsphase wird jedoch durch ein Pulsmuster ersetzt. Dabei wird mit Strompulsen fester Amplitude und Breite geladen, lediglich die Pausen zwischen den Pulsen variieren spannungsabhängig. Mit diesem Verfahren konnte bereits mit einer Laderate von 2,5C (zweieinhalbfacher Nennstrom von 92,5 A) eine Ladedauer von 31 Minuten erreicht werden, wofür mit dem Standardladeverfahren der fünffache Nennstrom (im Vergleich die doppelte Leistung) benötigt wurde. Dies spiegelte sich ebenfalls im Temperaturverhalten wieder, so dass beim Pulsladeverfahren mit 2,5C eine um 10 K geringere Oberflächentemperatur im Vergleich zum Standardverfahren mit 5C erreicht werden konnte. Die Ladedauer war in beiden Fällen annähernd identisch. In Abbildung 3.2 ist das Pulsladeverfahren veranschaulicht.



**Abbildung 3.2:** Messung einer Pulsladung einer LISHEN NMC-Zelle mit Konstantstromphase und einer Puls-Pausen-Modulation (PPM) am Ende der Ladung (Stromrate von 2,5C)

Als weiteres innovatives Ladeverfahren wurde die sogenannte Dauerpulsladung untersucht. Bei diesem Verfahren wird während der gesamten Ladedauer mit Strompulsen gleicher Amplitude geladen. Einerseits soll dies zu verringerten Überspannungen durch Ladungsträgerdurchtritt und Doppelschicht führen und somit die Verlustleistung sowie die daraus resultierende Erwärmung der Zelle reduzieren. Andererseits ermöglichen die



kurzen Ladepausen zwischen den Strompulsen eine bessere Interkalation der Lithium-Ionen in das Aktivmaterial, was das sogenannte Lithium-Plating (metallisches Abscheiden von Lithium an der Elektrodenoberfläche) verringern könnte.

Dies ist vor allem bei hohen Ladeströmen von Bedeutung. Auf Grund der Pausen zwischen den Strompulsen, deren Länge von der Überspannung bestimmt wird, führt dieses Verfahren zu etwas höheren Ladedauern (Ladedauer bei 2,5C rund 34 Minuten) als beim Pulsladeverfahren. Es ist aber im Vergleich wesentlich schneller als das Standardverfahren. Zudem zeigte sich im Vergleich zum Pulsladeverfahren ein um 2 K geringerer Temperaturanstieg. Ein Messergebnis einer Dauerpulsladung ist in Abbildung 3.3 veranschaulicht.

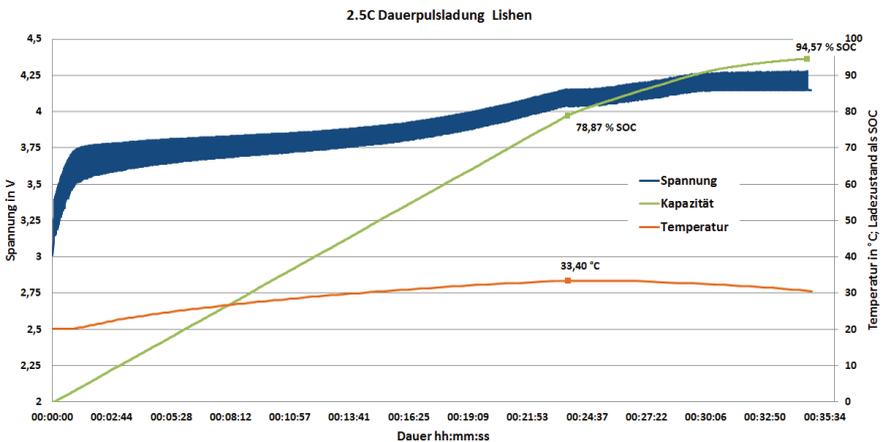


Abbildung 3.3: Dauerpulsladung einer LISHEN NMC-Zelle mit einer Stromrate von 2,5C

Für beide Zelltypen erwies sich das Pulsladeverfahren (Abbildung 3.2) als schnellste Ladevariante. Die Reduzierung der Ladedauer auf unter 30 Minuten konnte C-Raten abhängig deutlich unterschritten werden, was der Vergleich zwischen Standard- und Puls-ladeverfahren in Abbildung 3.4 veranschaulicht. Eine vergleichende Analyse bei den jeweiligen Zellchemien ergab, dass bei gleicher C-Rate die gleichen Ladedauern erreicht werden konnten. Da mit den in Abbildung 3.2 dargestellten Puls-ladungen die kürzesten Ladedauern bei moderaten Temperaturanstiegen erreicht werden konnten, wurde dieses Verfahren für die Langzeituntersuchungen zum Alterungsverhalten herangezogen. Ebenso wurde das Puls-ladeverfahren auf die Modul- und Systemebene übertragen.

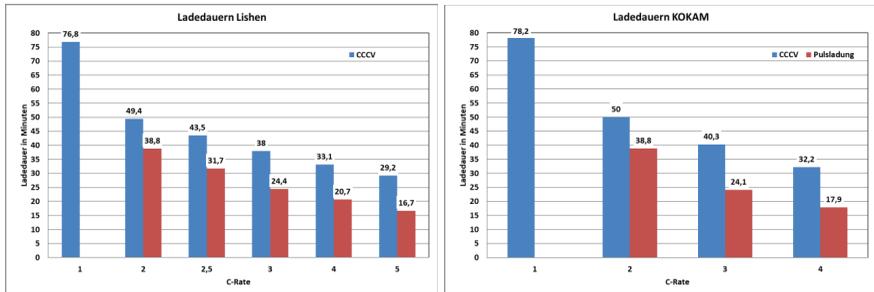


Abbildung 3.4: Vergleich der Ladedauern über C-Rate zwischen Standard- und Pulsladeverfahren für die LISHEN-Zelle (links) und die KOKAM-Zelle (rechts)



### 3.2 Laboruntersuchung von Einzelzellen hinsichtlich maximaler Ladeleistung und thermischem Verhalten

#### Forschungszentrum Energiespeichertechnologien

Erste Ergebnisse zum thermischen Verhalten der Zellen konnten bereits aus den Untersuchungen zur Evaluation der Ladeverfahren ermittelt werden. So zeigte sich, dass die Wahl geeigneter Ladeverfahren ebenso die Erwärmung der Zellen verringern kann. Weiterhin wiesen die Pouch-Zellen des Herstellers KOKAM im Vergleich zu den prismatischen Zellen des Herstellers LISHEN ein günstigeres Temperaturverhalten auf, da diese über eine größere Oberfläche pro Volumen verfügen. Beispielsweise erwärmte sich bei einer CCCV-Ladung mit 3C die prismatische LISHEN-Zelle bei gleichbleibender Luftverteilung und fester Umgebungstemperatur auf 36,7 °C, die KOKAM-Pouch-Zelle erreichte im Vergleich dazu lediglich 27,6 °C. Aus diesem Grund wurden die KOKAM-Zellen auch mit höheren Laderaten (4C-Rate) getestet, als diese vom Hersteller für Dauerbelastungen freigegeben sind, um die tatsächlichen Belastungsgrenzen festzustellen. Die Entwicklung von Strom und Spannung für eine entsprechende Pulsladung ist in Abbildung 3.5 in Abhängigkeit vom Ladestrom dargestellt.

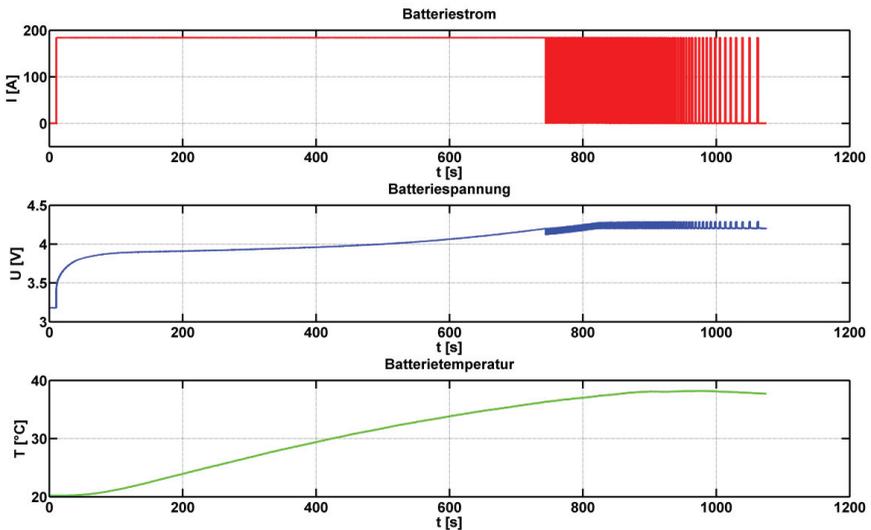


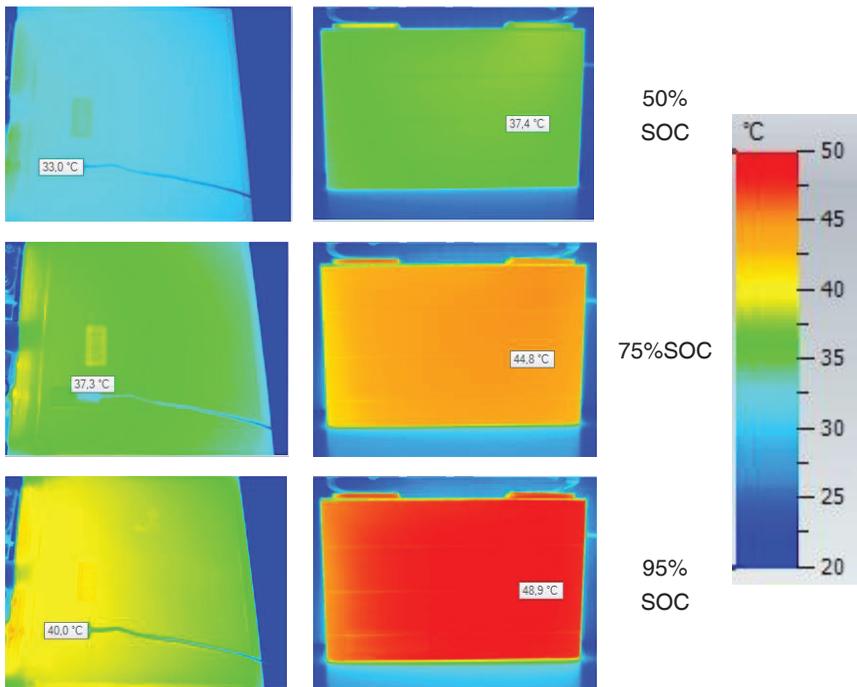
Abbildung 3.5: Messergebnis einer Pulsladung von einer KOKAM-Zelle mit 4C

Bezüglich der zweiten Testzelle bleibt festzuhalten, dass diese vom Hersteller für eine 6C-Dauerbelastung freigegeben sind. Trotzdem konnten die LISHEN-Zellen nur bis 5C



getestet werden, da die Oberflächentemperatur der Zelle dann bereits mehr als 45 °C betrug. Diese Temperatur wurde aus Gründen einer beschleunigten Alterung als Abbruchkriterium gewählt.

Abbildung 3.6 verdeutlicht noch einmal die Unterschiede im Temperaturverhalten beider Zelltypen, am Beispiel einer 4C Pulsladung. Beide Zelltypen wurden hierfür zunächst in einer Klimakammer auf 20 °C temperiert und während der Ladung mit einer Thermografie Kamera beobachtet. Die höchste Temperatur lag bei beiden Typen nahe des Vollladezustands, wobei die Temperatur der prismatischen Zelle (LISHEN) um fast 9 K über der der anderen Zelle lag. Das Temperaturverhalten beider Zelltypen sprach für die weitere Verwendung der KOKAM Pouch-Zellen zur Alterungsanalyse, sowie den Aufbau von Batteriemodulen aus diesem Zelltyp und die Verwendung im Batteriesystem. Ebenso wurde deutlich, dass für die Schnellladung auf Modul- und Systemebene eine entsprechende Flüssigkeitskühlung notwendig ist.

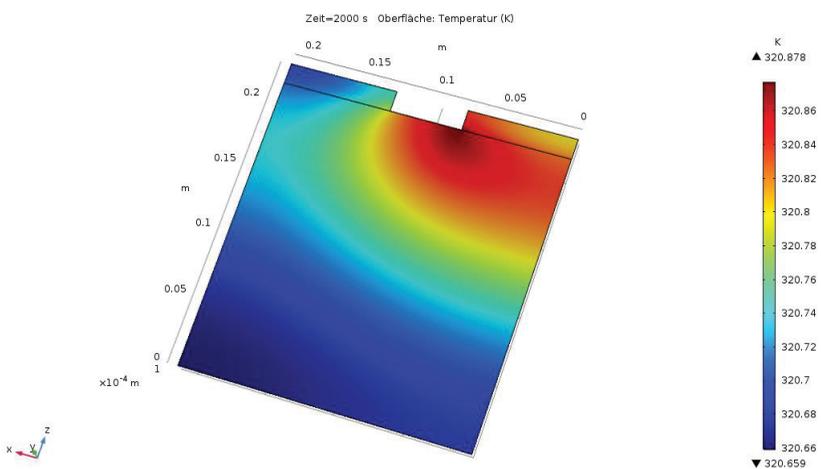


**Abbildung 3.6:** Temperaturverhalten KOKAM (links) und LISHEN (rechts) bei einer 4C Pulsladung und verschiedenen Ladezuständen

Zusätzlich zu den Messungen wurde mit dem Programm COMSOL Multiphysics ein Simulationsmodell einer runterskalierten Zelle entwickelt, mit dem die relevanten Größen



wie Strom-, Potential- und Temperaturverteilung orts aufgelöst berechnet werden können (vgl. Kapitel 5.3). Die Temperaturverteilung innerhalb der simulierten Zelle ist am Ende der Ladung mit einem Strom von 2 A (entspricht einer 3,5C-Rate für die simulierte Zelle) nach der CC-Phase in der Abbildung 3.7 dargestellt. Wie erwartet, entsteht am positiven Stromabnehmer ein Bereich, in dem die Temperatur höher ist als im Rest der Zelle. Dies liegt am Aluminium, welches als Stromkollektor im Falle der positiven Elektrode verwendet wird. Das Verhalten kann mit dem höheren spezifischen Widerstand und der besseren Wärmekapazität gegenüber Kupfer, welches als Ableiter an der negativen Elektrode verwendet wird, begründet werden. Die grundlegende Modellstruktur erwies sich somit als geeignet, da die Ergebnisse vergleichbar mit in der Literatur vorhandenen Darstellung von Temperaturentwicklungen für Standardladeverfahren aus Simulationen und Messungen sind. (Kim et al. 2011) Es konnte die gleiche Inhomogenität der Temperaturverteilung bestimmt werden, wie diese auch bei realen Messungen an der KOKAM-Zelle festzustellen war (vgl. Abbildung 3.6). Diese erhöhte Temperatur hat eine starke Auswirkung auf die Alterung der Zelle in diesem Bereich, was bei fortschreitender Lebensdauer zu größeren Inhomogenitäten führt.



**Abbildung 3.7:** Simulation der Temperaturverteilung am Ende der CC-Ladung der Simulationszelle



### 3.3 Skalierung der Ladealgorithmen und Test auf Batterieebene

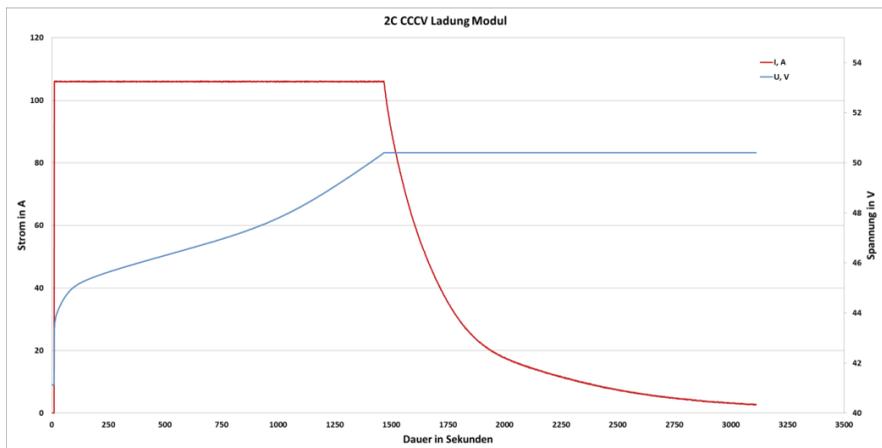
#### Forschungszentrum Energiespeichertechnologien

Die im Projekt verwendeten Batteriemodule der AKASOL AG (vgl. Abbildung 1.33) sind in einer sogenannten 12s1p Konfiguration aus den KOKAM-Zellen aufgebaut. Dies bedeutet, dass 12 Einzelzellen in Serie geschaltet sind und die einzelnen Zellspannungen sich zur Gesamtspannung addieren. Im ersten Schritt der Skalierung der Ladeverfahren wurden die Grenzwerte der Zelltests vollständig auf die Modulebene übertragen. Die sich daraus ergebenden Werte sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt.

**Tabelle 6: Vergleich der Nenndaten von Zellen und Modulen**

	Einzelzelle	Modul
<b>Entladeschlussspannung</b>	3,0 V	36 V
<b>Nennspannung</b>	3,7 V	44,4 V
<b>Ladeschlussspannung</b>	4,2 V	50,4 V
<b>Maximaler Ladestrom</b>	3C	3C

Da sich Batterien und Module stärker als einzelne Zellen erwärmen, bzw. ihre Wärme aufgrund der sie umgebenden Einhausung schlechter abgeben können, wurden die Modultests mit aktiver Flüssigkeitskühlung durchgeführt, wobei eine Fluidtemperatur von 25 °C gewählt wurde. Auch bei den Modultests wurde zunächst mit dem CCCV-Ladeverfahren begonnen. Der Verlauf von Strom und Spannung einer Ladung mit 2C ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

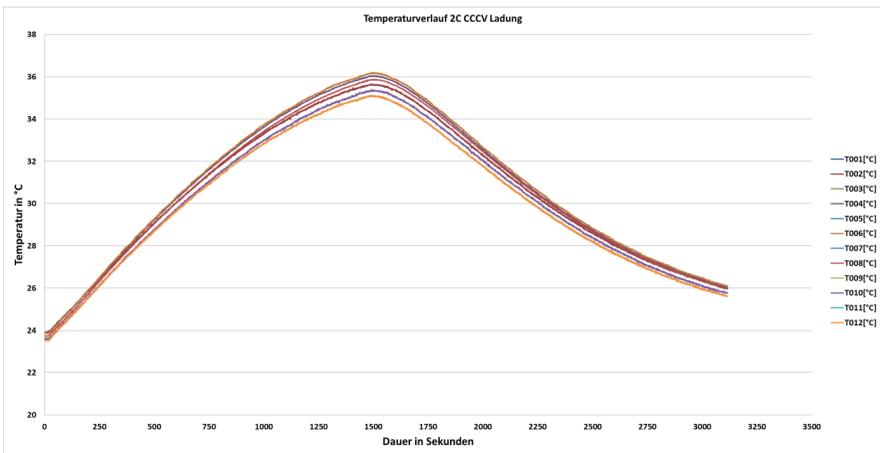


**Abbildung 3.8: Strom- und Spannungsverlauf einer CCCV-Ladung des 12s1p Moduls bestehend aus KOKAM-Zellen**



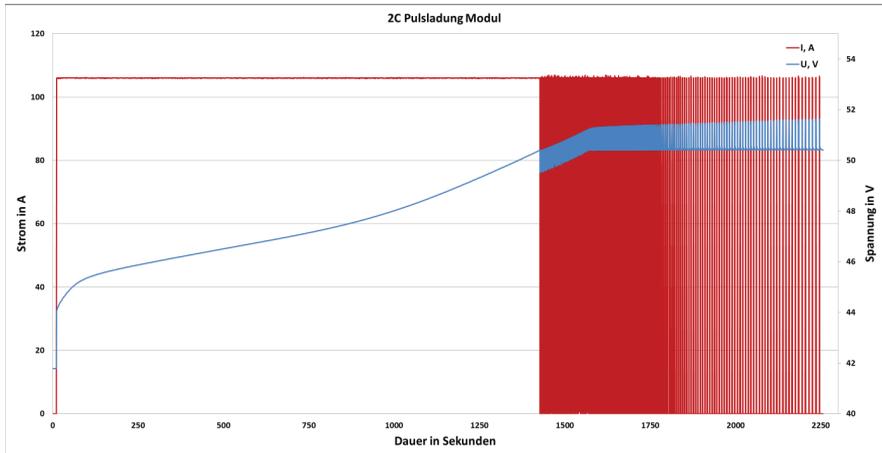
Die Dauer der Ladung betrug rund 51 Minuten und ist somit annähernd identisch zu den Zelltests mit einer Ladedauer von 50 Minuten. Abbildung 3.9 verdeutlicht den gemessenen Temperaturverlauf aller zwölf Einzelzellen während der Ladung. Bei den Einzelzelltests betrug der Temperaturanstieg während der CCCV-Ladung rund 6 K. Im Vergleich dazu lag der Temperaturanstieg im Modul, trotz Flüssigkeitskühlung, bei rund 12 K und war damit doppelt so hoch. Es wurde deutlich, dass für höhere Laderaten die Fluidtemperatur der Kühlung noch einmal abgesenkt werden musste, um eine Temperatur von 40 °C möglichst nicht zu überschreiten.

Positiv zu bewerten ist die homogene Temperaturverteilung im Modul, die sich aufgrund der Flüssigkeitskühlung einstellt. Da sich die Zelltemperaturen nur in einem Differenzbereich von etwa 1 K bewegen, was in etwa der Messgenauigkeit der Sensoren entspricht, kann von einer sehr gleichmäßigen Verteilung ausgegangen werden. Eine homogene Verteilung der Temperaturen zieht in der Regel auch eine gleichmäßige Alterung nach sich.



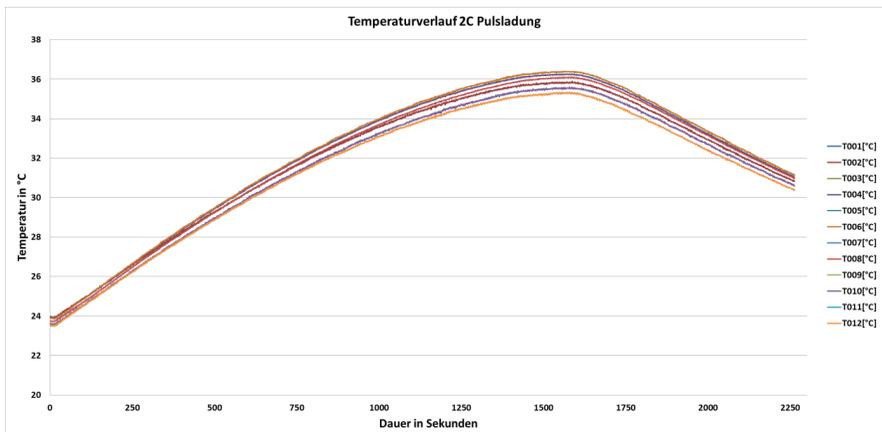
**Abbildung 3.9: Gemessener Temperaturverlauf aller zwölf Einzelzellen des Moduls bei Ladung nach dem CCCV-Verfahren**

Abbildung 3.10 zeigt den Strom- und Spannungsverlauf einer Pulsladung am Modul. Auch hier wurden die Ladeparameter von der Zell- auf die Modulebene hochskaliert, wobei das Pulsmuster unverändert blieb. Auf Modulebene konnte im Vergleich zur CCCV-Ladung eine um 13 Minuten kürzere Ladedauer von rund 38 Minuten erreicht werden.



**Abbildung 3.10:** Gemessener Verlauf von Strom und Spannung für eine 2C Pulsladung eines Moduls

Im Fall der Pulsladung konnte ebenso ein Temperaturanstieg von 12 K festgestellt werden. Die aktive Kühlung des Moduls sorgt hier für identische Werte bei den beiden getesteten Ladeverfahren. Der Temperaturverlauf während der Pulsladung ist Abbildung 3.11 zu entnehmen.

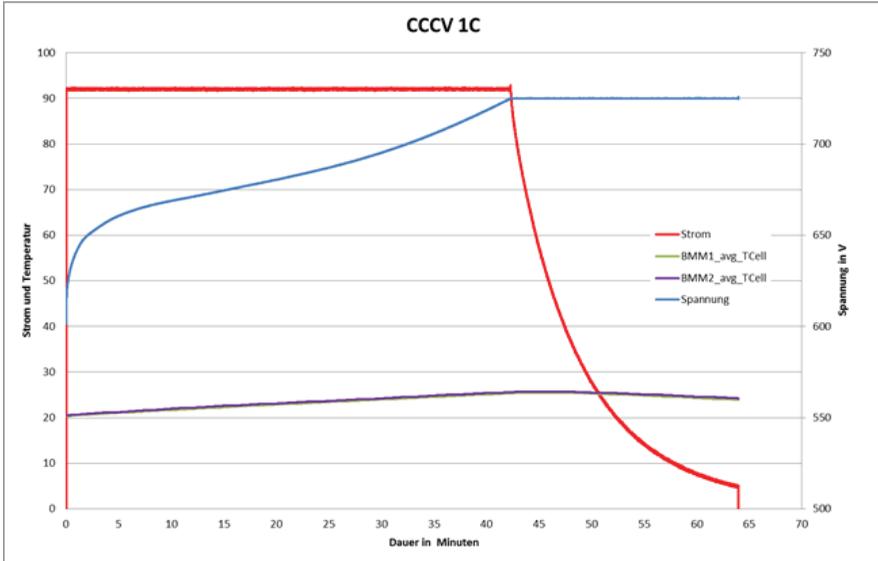


**Abbildung 3.11:** Gemessener Temperaturverlauf aller 12 Einzelzellen im Modul während einer Pulsladung mit einer Laderate von 2C

Im Anschluss an die Inbetriebnahme der Kühlung für den Gesamtaufbau und des Batteriesystems (bestehend aus 15 in Serie geschalteten Modulen) erfolgten die ersten



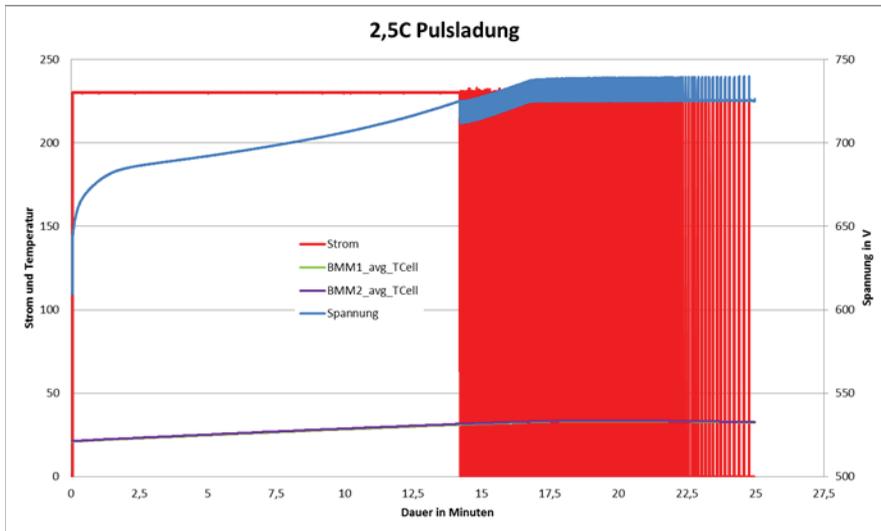
Leistungstests, zunächst mit dem üblichen CCCV-Ladeverfahren. Die folgende Abbildung verdeutlicht das Systemverhalten bei einer Laderate von 1C.



**Abbildung 3.12: Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer CCCV-Ladung des Batteriesystems mit einer Laderate von 1C**

Mit dem CCCV-Verfahren (Laderate 2,5C) konnte auf Systemebene bereits eine Ladedauer von etwa 36 Minuten für eine Vollladung realisiert werden. Ebenso wie auf Zell- und Modulebene zeigte sich beim System, dass die Ladedauer nicht proportional zur Stromhöhe sinkt, was der verhältnismäßig langen Konstanzspannungsphase geschuldet ist.

Durch die aktive Flüssigkeitskühlung konnte zusätzlich ein sehr homogenes Temperaturverhalten umgesetzt werden. Das gesamte Batteriesystem verfügt über 360 verschaltete Einzelzellen, wobei die Temperaturdifferenz zwischen Minimal- und Maximaltemperatur während einer vollständigen Ladung bei nicht mehr als 4 K lag. Somit kann auch am Gesamtsystem von einem gleichverteilten Alterungsverhalten der Zellen ausgegangen werden. Mit der Anwendung des Pulsladeverfahrens auf Systemebene konnte bereits bei einer Laderate von 1C eine Vollladung in weniger als einer Stunde realisiert werden. Bei der kontinuierlichen Steigerung der Laderate auf 2,5C konnte die Ladedauer für eine vollständige Ladung des Batteriesystems auf 25 Minuten gesenkt werden. Damit wurde das Projektziel einer reduzierten Ladedauer von unter 30 Minuten erfüllt. Abbildung 3.13 veranschaulicht die gemessenen Verläufe von Strom und Spannung für das Pulsladeverfahren am Batteriesystem.



**Abbildung 3.13: Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer Pulsladung des Batteriesystems mit einer Laderate von 2,5C**

Damit konnte gezeigt werden, dass durch die Anwendung des Pulsladeverfahrens auch auf Systemebene Reduktionen der Ladedauern von bis zu 30 % möglich sind. Zusätzlich konnten keine negativen Eigenschaften, wie ein ungünstigeres Temperaturverhalten oder ein Driften der Zellspannungen, festgestellt werden.

In Tabelle 7 ist zusammenfassend der Vergleich der Ladedauern beider Verfahren bei verschiedenen Laderaten dargestellt. Dabei fällt auf, dass sich das Verhältnis bei steigender Stromrate zwischen den beiden Ladeverfahren immer weiter Richtung Pulsladung verbessert. Dieses Verhalten ist für alle Systemebenen zu beobachten (vgl. Abbildung 3.4 für Zellebene).

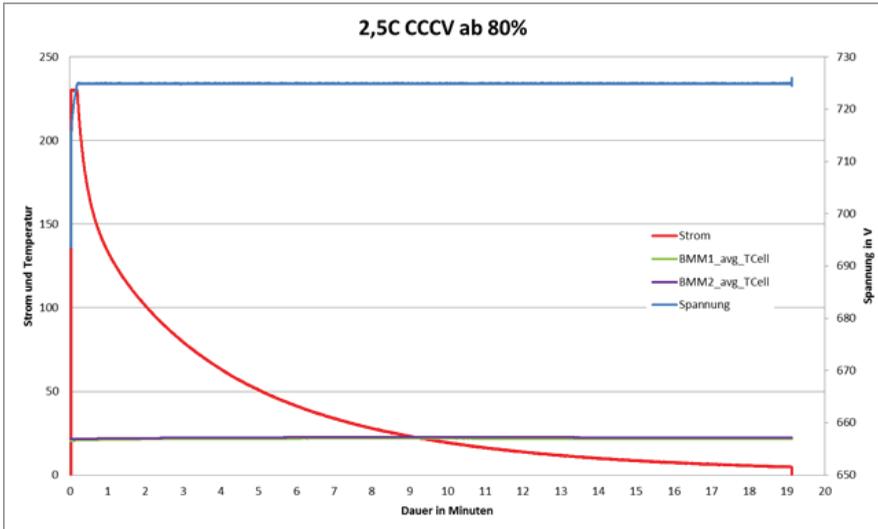
**Tabelle 7: Vergleich der Ladedauern am Gesamtsystem bei CCCV-Ladung und Pulsladung über den Ladezustandsbereich von 0 % auf 100 %**

Stromrate	Dauer CCCV-Ladung	Dauer Pulsladung	Verhältnis
1C-Rate	64 min	56,5 min	88,3 %
1,5C-Rate	49 min	40 min	81,6 %
2C-Rate	41,2 min	30,6 min	74,3 %
2,5C-Rate	36,4 min	25 min	68,7 %



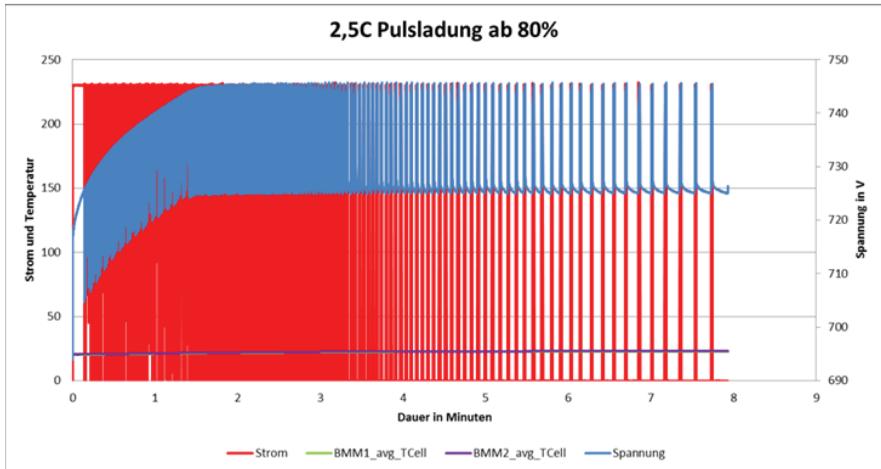
Im Projekt wurde zusätzlich die Betriebsstrategie des Zwischenladens (das sogenannte „Opportunity Charging“) betrachtet. Speziell im Fall von Elektrobussen findet dies Anwendung, da Busse an einzelnen Haltestellen mit hohen Leistungen (z. B. Stromrate > 2C) nachgeladen werden können. Dabei würde keine Ladung von 0 % SOC auf 100 % SOC stattfinden, typischerweise liegt der Ladezustand zu Beginn einer Zwischenladung eher im Bereich von 60 % bis 80 % SOC. Aus diesem Grund wurden beide Ladeverfahren ausgehend von einem Ladezustand von 80 % am System getestet.

Bei diesem Betriebsfall werden die Vorteile der Pulsladung gegenüber dem Standardladeverfahren noch deutlicher. Vergleicht man die CCCV-Ladung mit 1C und mit 2,5C, so wird deutlich, dass eine Erhöhung des Ladestroms zu keiner Reduktion der Ladedauer führt. Im Falle einer Ladung mit 2,5C (vgl. Abbildung 3.14) erreicht die Batterie nahezu unmittelbar die Ladeschlussspannung und der Strom verringert sich exponentiell. Es wird also nur über einen kurzen Zeitraum mit einem hohen Strom geladen.



**Abbildung 3.14:** Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer CCCV-Ladung von 80 % auf 100 % Ladezustand mit einer Stromrate von 2,5C

Ebenso wird bei Pulsladungen mit hoher Laderate sehr schnell die Ladeschlussspannung des Batteriesystems erreicht. Durch das dann folgende Pulsen mit gleicher Amplitude ist der Ladestrom im Mittel jedoch wesentlich höher als beim CCCV-Verfahren, was zu einer deutlichen Reduktion der Ladedauer um 60 % (Tabelle 8) führt.



**Abbildung 3.15:** Gemessene Verläufe von Strom, Spannung und der gemittelten Temperaturen bei einer Pulsladung von 80 % auf 100 % Ladezustand mit einer Stromrate mit 2,5C

Das Pulsladeverfahren bietet somit gerade im Bereich des „Opportunity Chargings“ ausgehend von mittleren bis hohen Ladezuständen große Vorteile gegenüber dem Standardladeverfahren. Tabelle 8 verdeutlicht die Ladedauern beider Verfahren ausgehend von einem Ladezustand des Batteriesystems von 80 %.

**Tabelle 8:** Vergleich der Ladedauern am Gesamtsystem bei CCCV-Ladung und Pulsladung über den Ladezustandsbereich von 80 % auf 100 % (Opportunity Charging)

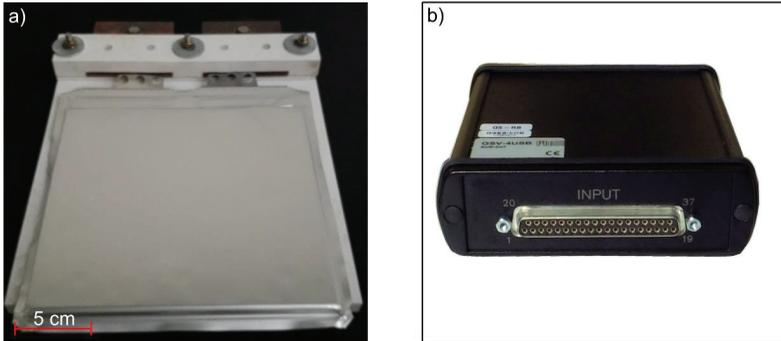
Stromrate	Dauer CCCV-Ladung	Dauer Pulsladung	Verhältnis
1C-Rate	21,8 min	14 min	64,2 %
1,5C-Rate	19 min	10,9 min	57,4 %
2C-Rate	19,2 min	8,9 min	46,4 %
2,5C-Rate	19,1 min	7,9 min	41,4 %



### 3.4 Vergleich konventionelle und faseroptischer Sensorik

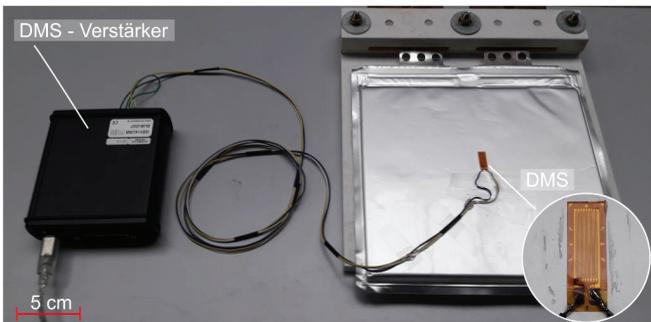
*Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut*

In diesem Arbeitspaket wurde ein qualitativer Vergleich zwischen konventionellen Temperatur- und Dehnungssensoren und ihrem optischen Konterpart durchgeführt. Für die Versuche wurden seitens des Forschungszentrums Energiespeichertechnologien mehrere KOKAM-Pouchbag-Zellen bereitgestellt, die auch in den vom Projektpartner AKASOL AG hergestellten Batteriemodulen verwendet wurden.



**Abbildung 3.16:** 46 Ah Pouchbag-Zelle des Herstellers KOKAM auf Laderahmen (links) 4-Kanal DMS-Verstärker, ME Meßsysteme GmbH (rechts)

Das beschaffte Messsystem besteht aus einem 4-Kanal DMS-Messverstärker vom Typ GSV-4USB SubD37 des Herstellers ME-Meßsysteme GmbH. Er ist für Viertel-, Halb- und Vollbrückenschaltungen geeignet und lässt bei einer Auflösung von 16 Bit eine maximale Abtastrate von 500 Hz zu. Eine Logging-Software (GSV-multi, ebenfalls ME-Meßsysteme GmbH) diente dazu, die gemessene Dehnung während des Durchfahrens von Lade- und Entladezyklen mitzuschreiben.

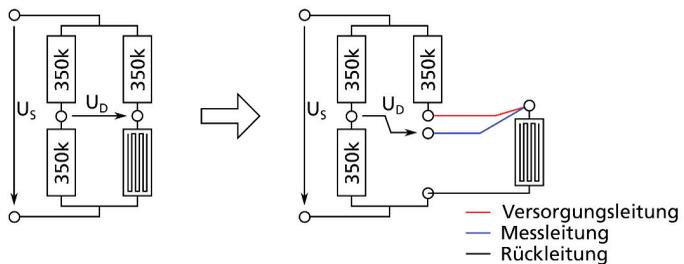


**Abbildung 3.17:** KOKAM Lithium-Batteriezelle mit aufgebrachtem Dehnungsmessstreifen (DMS)



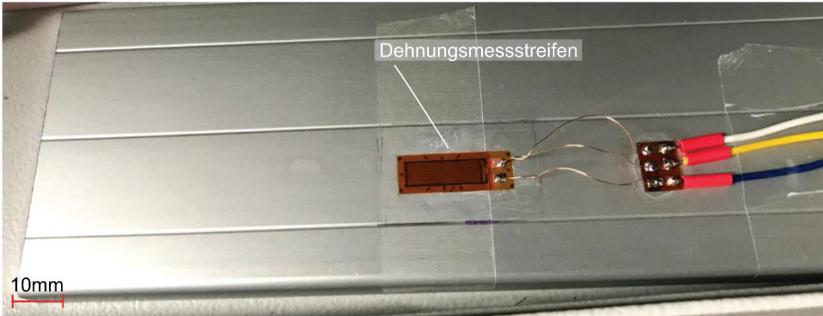
Als Dehnungsmessstreifen sind zunächst einachsige Varianten des Typs CEA-06-500UW-350 (Hersteller micro measurements, USA) beschafft worden, die auf einem Polyimid-Substrat basieren. Da die Befestigung polyimidbeschichteter Glasfasersensoren auf dem Folienmaterial der Batterie-Pouchbag in der Vergangenheit mit Cyanacrylat-Kleber erfolgreich durchgeführt worden ist, wurde auch hier ein für Dehnungsmessstreifen (DMS) optimierter Cyanacrylat-Kleber beschafft. Abbildung 3.17 zeigt eine die Aufnahme einer der für die Messungen mit einem DMS-Messstreifen bestückten KOKAM-Pouchzelle mit einer Kapazität von 193,2 Wh. Obwohl die Hautspannungsrichtung des Zellmaterials nicht bekannt ist, war dieser einachsige Aufnehmer für einen Vergleich mit den ebenfalls einachsigen Glasfasersensoren zunächst gut geeignet.

Bei Aufbringen des Dehnungsmessstreifens ergaben sich im direkten Vergleich zu Glasfasersensoren einige Unterschiede. Zunächst ist der DMS vergleichsweise relativ groß – 23,5 mm lang und 7,6 mm breit – was zum einen die Messfläche beträchtlich vergrößert, zum anderen auch das Aufbringen des Klebers für die Kraftübertragung von Batterie-Pouchbagfolie zum DMS erschwert. So ist z. B. nur schwer festzustellen, ob der Kleber unter dem DMS bereits auspolymerisiert ist, während dies bei dem Aufkleben von Glasfasersensoren durch optische Kontrolle an der schmalen Faser vorbei ohne größere Probleme feststellbar war. Für das Aufbringen beider Sensortypen wird Cyanacrylat-Kleber verwendet.



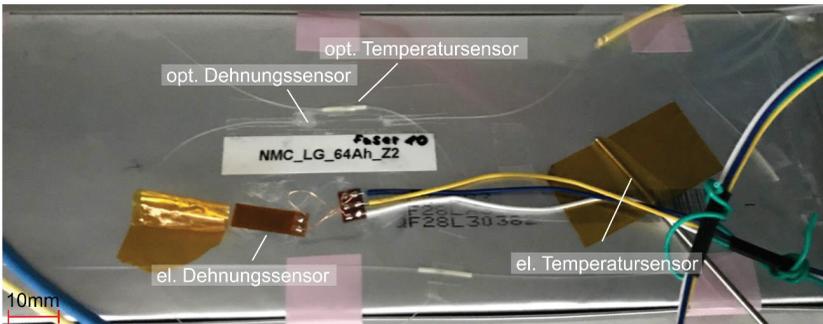
**Abbildung 3.18:** Wheatstone'sche Messbrücke im DMS-Verstärker (links) und daraus resultierender Dreileiter-Anschluss des DMS.

Darüber hinaus wurden weitere Sensoren auf Batteriezellen des Herstellers LG, Typ JP3 verklebt und elektrisch kontaktiert. Die Verschaltung entspricht einer Viertelbrückenschaltung, wie in Abbildung 3.18 gezeigt. Alle Dehnungssensoren besitzen einen Nominalwiderstand von  $350\ \Omega$  und sind als Teil eines Widerstandsnetzwerks ausgeführt, dessen übrige Widerstände sich innerhalb des DMS-Verstärkers befinden. Die Kontaktierung des DMS aus dem Gerät hinaus ist über drei Leitungen ausgeführt, wobei eine die Stromspeisung (rot), eine die Spannungsmessung (blau) und eine die Rückleitung (schwarz) übernimmt.



**Abbildung 3.19: Dehnungsmessstreifen auf Aluminium-Referenzblock**

Um die Interpretation der Messdaten zu erleichtern wurde darüber hinaus ein weiterer DMS auf einem Aluminiumbauteil (hier eine Gehäuseseitenwand) angebracht. Dieser Referenzsensor befindet sich im gleichen Umfeld wie die durch DMS überwachten Batterien, sodass Temperatur- und sonstige Umgebungseinflüsse auf die DMS vergleichbar sind. Der angebrachte Sensor ist in Abbildung 3.19 dargestellt.



**Abbildung 3.20: Optische und elektrische Dehnungssensoren auf LG JP3 Zelle**

Die Abbildung 3.20 zeigt die auf der Zelle aufgebrachten Sensoren. Mit diesem Aufbau wurde der Vergleich zwischen den herkömmlichen und den faseroptischen Sensoren vorgenommen.

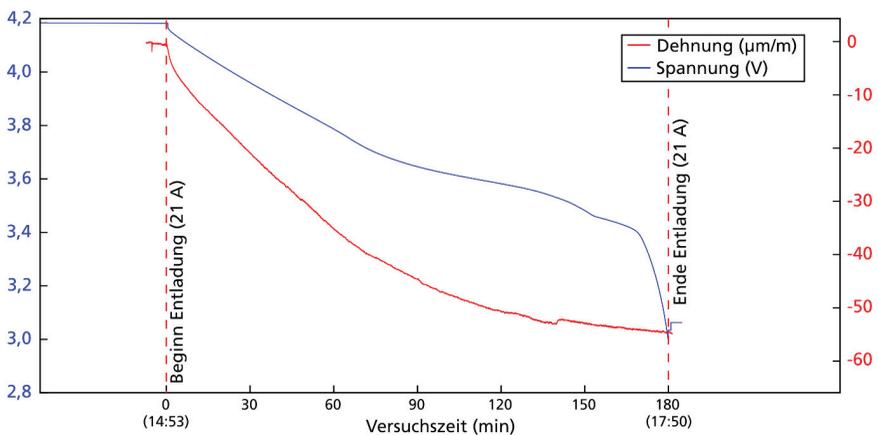
Im Rahmen der Arbeiten für die Vergleichsmessung ergaben sich mehrere Herausforderungen, die in der Anwendung optischer Sensoren nicht auftreten:

- Beim Aufbringen der Sensoren können Luftblasen zwischen Sensor- und Batteriefolie zu einer schnellen zeitlichen Drift der Sensorwerte führen, die eine Messung der Batteriedehnung im Zyklisierungsbetrieb unmöglich machen.



- Das Kontaktieren der Dehnungsmesstreifen durch Anlöten von Leitungen wird normalerweise nach dem Aufbringen auf das Messobjekt durchgeführt. Dies ist aufgrund der wärmeempfindlichen Polymerfolie von Pouchbag-Zellen nicht möglich. Ein Anlöten von Leitungen vor dem Verkleben der DMS ist möglich, erschwert deren Verarbeitung aber beträchtlich.
- Durch das Tauschen der Arbeitsschritte „Aufbringen“ und „Kontaktieren“ kann es zu Verbindungsproblemen kommen, die in einer kurzzeitigen Drift der Sensorwerte um einige zehn  $\mu\text{m}/\text{m}$  resultieren. Dies liegt im Bereich der Batteriedehnung und führte bei der Durchführung der ersten Messungen zu Fehlinterpretationen der gesichteten Messdaten.

Nach Eliminierung der aufgetretenen Probleme wurden Messungen auf den in Abbildung 3.20 gezeigten Batteriezellen durchgeführt. Abbildung 3.21 zeigt den rund 3-stündigen Entladevorgang einer LG JP3 Zelle, bei einem Strom von 21 A. Es ist ein Dehnungsunterschied von ungefähr  $60 \mu\text{m}/\text{m}$  vom geladenen zum entladenen Zustand sichtbar.



**Abbildung 3.21: Entwicklung der Dehnung (rot, in  $\mu\text{m}/\text{m}$ ) über die Zellspannung (blau) bei Entladung einer LG JP3 64 Ah Zelle mit 21 A**

Als Fazit des Vergleichs von konventioneller Sensorik und faseroptischer Sensorik bleibt festzuhalten das, zumindest im Spezialfall der Dehnungsmessung auf Batterien, faseroptische Sensoren in ihrer Anwendung bedeutend weniger fehleranfällig als elektrische Dehnungsmessstreifen sind. Ein Anlöten der Leitungen elektrischer Sensoren auf der Zelle ist nicht möglich, wodurch sich eine sehr ungünstige und fehleranfällige Schrittreihenfolge bei der Aufbringung der Sensoren ergibt. Gleichmaßen ist die Installation von Sensoren auf den leitenden Bauteilen, wie den Ableitern der Batterie, zwar möglich, aber mit großen Risiken verbunden. Es muss bei der Handhabung der elektrischen



---

Anschlussleitungen mit der Auslösung elektrischer Kurzschlüsse gerechnet werden. Mit den faseroptischen Sensoren kann dieses Szenario hingegen ausgeschlossen werden.



### 3.5 Überprüfung der Modulsicherheit im Fehlerfall

*Stöbich technology GmbH*

#### **Abuse-Tests Filter und Filtermaterial**

Bezugnehmend auf die Konzeption aus Abschnitt 1.5 wurden verschiedenste Versuche zur Prüfung der Überlegungen geplant und durchgeführt. Diese dienten dazu, die Wirkung des Brandschutzkonzepts zu prüfen. Darüber hinaus sollte auch die Neuauslegung des Filters verifiziert werden. Bei den durchgeführten Gasmessungen handelte es sich vorwiegend um Vorversuche, welche die Eignung der Materialien prüfen sollten. Um genaue Ergebnisse zur Schadgaskonzentration zu erhalten, wurden im Anschluss weitere Versuche durchgeführt.

Bevor die neuen Filtermaterialien durch aufwendige Gasmessungen verifiziert wurden, fanden verschiedene Vorversuche bezüglich der Prüfung der Durchströmbarkeit der Materialien statt. Die Herausforderung bestand darin, dass die neuen Materialien stärker verdichtet werden, wodurch sich der Strömungswiderstand im Filter erhöhen könnte. Das wiederum hätte zur Folge, dass der Druck in den Modulen durch das Ausgasen der Zellen steigt und es zum unerwünschten Bersten des Modulgehäuses kommt. Die Abbildung 3.22 zeigt einen Versuch, in dem der Strömungswiderstand der Materialien überprüft wurde. Dazu wurden die verschiedenen Filtermaterialien in ein Kunststoffrohr gefüllt und anschließend verdichtet. Mit Hilfe eines Kompressors wurden die verschiedenen Kammern des Versuchsaufbaus mit Luft durchströmt. Durch eine sehr kleine Austrittsöffnung wurde gleichzeitig ein definierter Druck im Rohr aufgebaut.



**Abbildung 3.22: Aufbau Strömungswiderstandsmessung**

In den verschiedenen Kammern wurde anschließend der Druck gemessen und miteinander verglichen, um eine Aussage über den Druckabfall im Filter und somit auch über den Strömungswiderstand treffen zu können. Es zeigte sich, dass auch mit den neuen Filtermaterialien kein erwähnenswerter Strömungswiderstand auftrat, der zu einem erhöhten Druck im Modulgehäuse oder im Batterietrog führen könnte. Die Versuche wurden in einem Havariebehälter durchgeführt, der zur sauberen Gasentnahme beschafft und entsprechend ausgebaut wurde. Der Behälter wurde so erweitert, dass das Filtermaterial



einfach eingefüllt und entnommen werden kann und sich der Behälter leicht reinigen lässt. Damit war eine mehrfache Verwendung gewährleistet. Des Weiteren wurde darauf geachtet, dass die Gase durch den Filter strömen und nach dem Filter abgesaugt werden können.



**Abbildung 3.23: Behälter für Havarieversuche mit Möglichkeit zur Gasentnahme**

Die Tabelle 9 zeigt die gemessene Konzentration verschiedener Gase, bevor und nachdem sie durch den Filter geleitet wurden. Die Gasentnahme erfolgte direkt im Havariebehälter. Besonders der Messwert des Fluorwasserstoffs ist verglichen mit dem IDLH-Wert sehr hoch und führt in dieser Konzentration zu erheblichen und wahrscheinlich bleibenden Schäden.

Neben den Messungen der Kohlenwasserstoffe und Halogenverbindungen wurde auch ein Vorversuch zur CO-Messung durchgeführt. Für den Kleinversuch wurden Pouchzellen mit einer Kapazität von ungefähr 40 Ah verwendet. Die Zellen wurden überladen, um sie gezielt in die Havarie zu treiben. Als Versuchsumgebung diente ein kleinerer Behälter, aus dem jedoch auch gezielt Schadgase entnommen werden konnten. Als Messinstrument diente ein preisgünstiges CO-Messgerät mit einem Messbereich von 0 ppm bis 1.000 ppm und einer Genauigkeit von +/-10 ppm.

Bei der Messung vor dem Filter zeigte das Messgerät, wie in Abbildung 3.24 zu sehen, den Fehler „LO“ an. Das zeigt, dass der Maximalwert von 1.000 ppm überschritten wurde. Die zweite Messung nach dem Filtermaterial zeigt eine Konzentration von 370 ppm. Mit diesem Vorversuch wurde gezeigt, dass die erstmals eingesetzten Chemikalien eine Wirkung in Bezug auf die CO-Konzentration haben.



Tabelle 9: Ergebnisse der Gasmessungen mit und ohne Filter

Stoffe		Konzentration		
		Anteil, bezogen auf das aus der Batterie ausströmende Gas		
Halogenverbindungen		vor Filter	nach Filter	IDLH-Wert
Fluorwasserstoff	HF	796 ppm	12 ppm	20 ppm
Chlorwasserstoff	HCl	24 ppm	2,9 ppm	50 ppm
Kohlenwasserstoffe (Auszug)				
Dimethylcarbonat	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> O <sub>3</sub>	37,00 %	10,30 %	
Hydroxybutan- säure	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> O <sub>3</sub>	34,21 %	5,52 %	
Benzol	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	7,71 %	2,10 %	

In einem weiteren, umfangreicheren Versuch wurde im Anschluss ganz genau bestimmt, wie hoch die jeweilige CO-Konzentration vor und nach dem Filter ist, um damit eine stichhaltige Aussage über die Wirkung der Filtermaterialien bezogen auf das Kohlenmonoxid treffen zu können.



Abbildung 3.24: Ergebnisse aus Vorversuchen zur Messung von Kohlenmonoxid vor dem Filter (links) und nach dem Filter (rechts)

Nach Durchführung der Vorversuche wurde in einem großen Versuch die Wirkung des neu ausgelegten Filters ausgiebig getestet. Die kleinen Vorversuche zeigten bereits, dass der neu ausgelegte Filter erfolgversprechend ist. Dies musste jedoch durch genauere und professionellere Messmethoden belegt werden.



Dafür wurde der Behälter, welcher in Abbildung 3.23 dargestellt ist und in dem Lithium-Ionen-Batterien gezielt in Brand gesetzt werden können, verwendet. Der Behälter ist so konstruiert, dass entstehende Schadgase nur über einen definierten Gasweg entweichen können. In diesem Weg wurde dementsprechend der Filter installiert. So war sichergestellt, dass die Gase den Filter passieren und an definierten Stellen Gase für die Messung abgesaugt werden konnten. Wichtig war eine Abdichtung des Versuchsbehälters, damit die entstehenden Gase durch die Bohrungen entweichen, an denen die Schadgase für die Messung abgesaugt wurden.

Der Schüttgutfilter befand sich in einer Zwischenwand im Versuchsbehälter. Die Schadgase traten durch den Spalt im oberen Bereich des Behälters ein, durchliefen den Behälter und traten im unteren Bereich wieder aus dem Filter aus. Damit wurde eine gleichmäßige und großflächige Durchströmung des Filters sichergestellt.

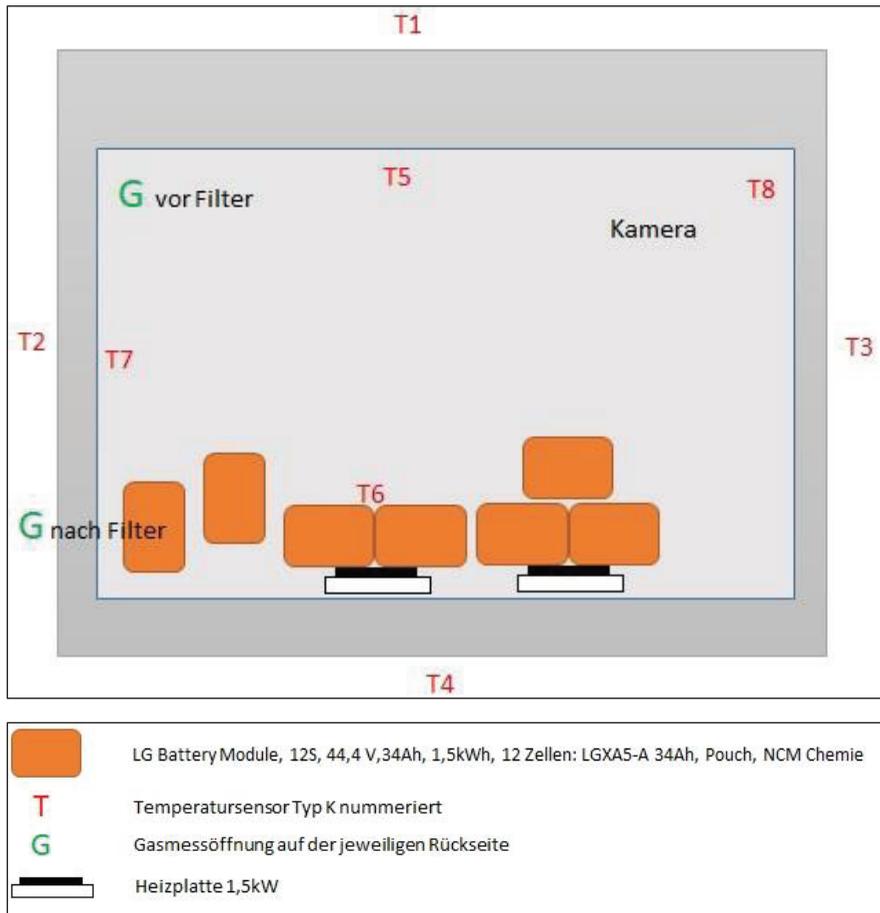


**Abbildung 3.25: Entnahmestelle des Schadgases**

Insgesamt wurden Batterien mit einem Energieinhalt von etwa 10,5 kWh im Versuchsbehälter platziert. Die daraus resultierende Gasmenge entspricht etwa 14.280 bis 28.560 Litern. Entsprechend der Gasmenge wurde die Größe des Filters ausgelegt. Für den Versuch wurden etwa 150 kg Filtermaterial verwendet. Es wurde untersucht, ob die neue



Filterzusammensetzung die Konzentration der schädlichen Gase reduziert und wann eine Sättigung des Filters einsetzt, sodass die Wirkung entsprechend nachlässt.



**Abbildung 3.26: Schematischer Versuchsaufbau samt Positionierung der Temperatursensoren und Legende zur schematischen Darstellung**

Um die Havarie der Batterie optisch sowie akustisch nachvollziehen zu können, wurde eine Kamera samt Beleuchtung im Versuchsbehälter platziert. Eine im Inneren des Versuchsbehälters angebrachte Kamera sollte Informationen über die ersten Minuten der Havarie sammeln. Weitere Kameras dokumentierten das Verhalten des Behälters von außen.



**Abbildung 3.27: Bestückter Versuchsbehälter kurz vor Beginn des Tests**

Der Brandversuch wurde am 21.03.2019 am Batterie- und Sensoriktestzentrum, welches von der TU Clausthal betrieben wird, durchgeführt. Die Messung der Schadgase wurde durch Mitarbeiter der TU Braunschweig durchgeführt. Abbildung 3.28 zeigt das Ausgasen der ersten Zellen etwa 15 Minuten nach dem Einschalten der Heizplatten, die als thermischer Trigger dienen. Dies sind auch die letzten Aufnahmen der Kamera, da die Temperaturen durch die Entzündung der Schadgase kurz nach dem Ausgasen so stark ansteigen, dass die Funktion der Kamera nicht mehr gegeben war.

Zur Messung der entstehenden Schadgase waren zwei Probeentnahmeöffnungen, eine vor dem Schadgasfilter und eine nach dem Schadgasfilter, vorgesehen und mit Schläuchen an einer schaltbaren Ventileinheit angeschlossen. Die Ventileinheit hat die Funktion, den jeweils für die Messung relevanten Gasstrom zum Fourier-Transformations-Infrarotspektrometer (FTIR) zu leiten. Am Versuchstag stand nur ein FTIR zur Verfügung, trotzdem sollten die Schadgase vor und nach dem Filter gemessen werden. Durch das Umschalten der Ventile können die gefilterten und ungefilterten Schadgase zwar nicht parallel gemessen werden, es war jedoch möglich, an beiden Messstellen am gleichen Versuchstag zu messen.

Während der Messung wurde durch das FTIR Gas angesaugt, welches nach Vorgabe des Messplans bzw. des zu messenden Events durch die elektromagnetisch betätigte Ventileinheit der FTIR zugeleitet wurde. Die Umschaltzeiten wurden dokumentiert.



**Abbildung 3.28: Ausgasende Zellen im Versuchsbehälter**

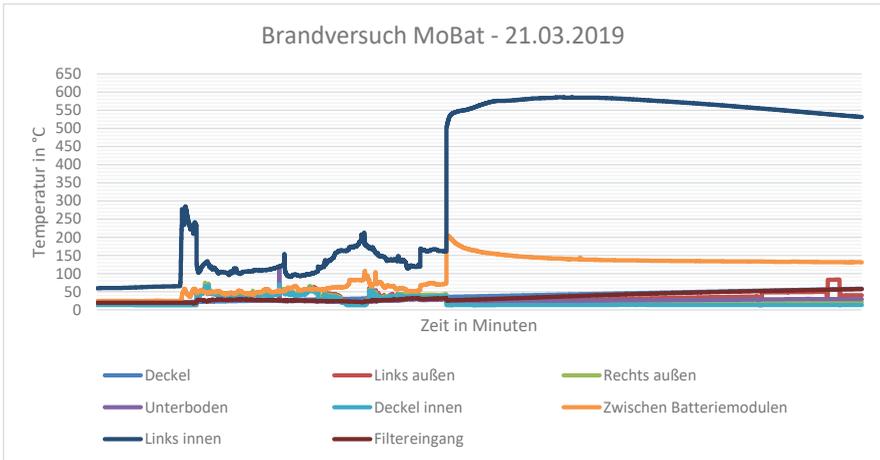
Primäres Ziel der Messung war es, die Rückhaltung toxischer und korrosiver Bestandteile durch den Filter zu quantifizieren. Die gemessenen Gase können aus der Tabelle 10 entnommen werden. Schwerpunkt der Messung waren verschiedenen Kohlenwasserstoffe, speziell Aromaten, sowie Flusssäure. Desweiteren wurde die Emission von Kohlenstoffmonoxid sowie Kohlenstoffdioxid beobachtet.

**Tabelle 10: Gasanteile, welche während des Versuchs gemessen wurden**

Name/ Bezeichnung	Summenformel	Abkürzung
Kohlenstoffmonoxid	CO	CO
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Flusssäure	HF	HF
Methan	CH <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub>
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Kohlensäureethylmethylester, Ethylmethylcarbonat	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> O <sub>3</sub>	EMC
Ethylencarbonat	C <sub>3</sub> H <sub>4</sub> O <sub>3</sub>	EC
Kohlensäuredimethylester, Dimethylcarbonat	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> O <sub>3</sub>	DMC
Kohlensäurediethylester, Diethylcarbonat	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub>	DEC



Die folgende Abbildung zeigt die Temperaturverläufe während des Versuchs. Daraus lässt sich rückschließen, dass der Großteil der Module thermisch durchgegangen ist.



**Abbildung 3.29: Entwicklung des Temperaturverlaufs zwischen der 17. und 60. Minute**

Auch die im Anschluss an den Brandversuch durchgeführte Begutachtung der Module zeigt, dass der Großteil der Batteriemodule abgebrannt ist. (vgl. Abbildung 3.30) Somit kann davon ausgegangen werden, dass eine ausreichend große Menge an Schadgasen freigesetzt wurde und auch ausreichend Gas für eine aussagekräftige Messung vorhanden war. Die Schadgasmessung ergab vor dem Filter einen Anstieg von allen gemessenen Gasen. Im Vergleich dazu waren die Nachfilterwerte wesentlich geringer.

**Tabelle 11: Messergebnisse der Gasmessung vor und nach dem Filter**

Gemessenes Gas	Messwert vor Filter [mg/m <sup>3</sup> ]	Messwert mit Filter [mg/m <sup>3</sup> ]
CO	60.000	8.000
CO <sub>2</sub>	70.000	11.000
HF	3	0
CH <sub>4</sub>	7.469	263
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	16.047	0
EMC	2.264	22
EC	38	19
DMC	26.005	250
DEC	277	0



Teilweise waren die Messwerte so gering das mit keinem nennenswerten Austritt von schädlichen Gasen zu rechnen ist. Das zentrale Ziel, den Filter neu auszulegen und diesen dadurch kostengünstiger zu gestalten, ohne die Funktion zu beeinträchtigen wurde damit erreicht.



**Abbildung 3.30: Ausgebrannte Batteriemodule nach dem Test im Havariebehälter**

*Forschungszentrum Energiespeichertechnologien und Stöbich technology GmbH*

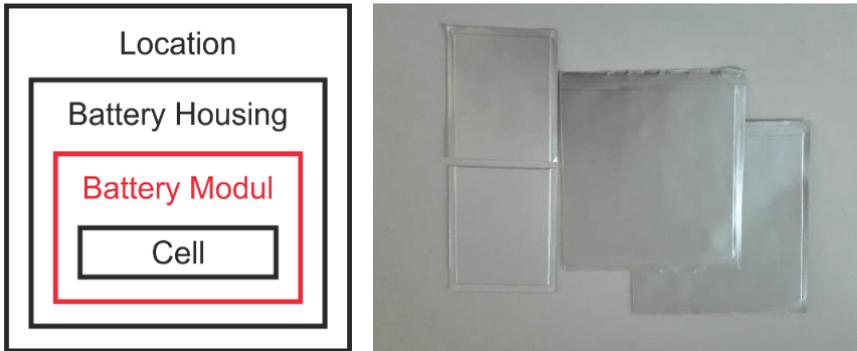
### **Abuse-Tests Modul**

Ziel der im Forschungszentrum Energiespeichertechnologien durchgeführten Versuche war die Begrenzung eines möglichen Schadens im Havariefall durch die Verwendung von Zwischenlagen (ENEX C-Lagen) der Firma K.TEX GmbH auf Ebene der Module. Aufgebaut ist die Brandschutzlage aus Metallhydraten, sogenanntem Kristallwasser. Hierbei handelt es sich um Wasserstoff im Metallgitter von Übergangsmetallen. Umschlossen ist diese Lage von einer Isolationsschicht, die aus Glasfaser und/oder weiteren intumeszenten Materialien (Volumenvergrößerung und Dichteabnahme bei Hitzeeinwirkung) besteht. Eingeschlossen in eine Aluminiumhülle ist dieses Material nur wenige Millimeter stark und lässt sich sehr gut verarbeiten. Die mögliche Aufnahme von Wärme durch das Brandschutzmaterial berechnet sich durch nachfolgende Formel:

$$Q = c \cdot m \cdot \Delta T$$



wobei  $Q$  in diesem Fall die Wärmeenergie, welche durch das Material mit seiner spezifischen Wärmekapazität  $c$ , der Masse  $m$  bei einem Temperaturunterschied von  $\Delta T$  aufgenommen werden kann, darstellt.



**Abbildung 3.31: Einteilung Systemebenen Brandversuch (links) und ENEX C-Lagen (rechts)**

Bei einer Erwärmung dieses Materials über die Grenztemperatur von  $95\text{ °C}$  beginnt das Material eine große Menge an Energie aufzunehmen. (vgl. Abbildung 3.32) Das Kristallwasser wird bei einer Aktivierungstemperatur von etwa  $95\text{ °C}$  aus der festen Form gelöst und geht bei  $100\text{ °C}$  in die Dampfphase über. Dadurch entsteht eine große Menge Wasserdampf und es wird eine sehr gute Kühlwirkung erzielt. Solange wie Kühlmaterial vorhanden ist, stellt sich im Idealfall eine Temperatur von max.  $100\text{ °C}$  ein. Diese geringe Temperatur reicht aus, um alle anderen Zellen in einem Zustand zu halten, in dem der Separator im inneren der Zelle unversehrt bleibt. Dadurch soll ein Brand der umliegenden Zellen im Modul verhindert werden. Die Havarie begrenzt sich entsprechend nur auf die Zelle, die durch einen Fehlzustand in der praktischen Anwendung in Brand gerät. Dadurch wird der Prozess der thermischen Propagation verlangsamt oder vollständig unterbrochen. Für das verwendete Material gibt der Hersteller eine Kühltemperaturbereich von  $95$  bis  $150\text{ °C}$  und eine Energieaufnahme von  $1600\text{ kJ/kg}$  an.

Meist werden Brände und Explosionen von Batteriesystemen im Betrieb von lokalen Phänomenen hervorgerufen. Diese Havarien haben größtenteils eine örtlich stark eingegrenzte Ursache wie Hitzeentwicklung aufgrund von Inhomogenitäten oder lokalen Defekten durch beispielsweise mechanische Schädigungen. Zur Planung der Versuche wurden deshalb verschiedene Szenarien ausgearbeitet, in denen es im Fall der speziell betrachteten Anwendung zur Entzündung der Batterie kommen könnte. Dieses Vorgehen sollte dazu dienen, eine geeignete Art der Havarieauslösung für die Brandversuche auf Ebene der Module zu finden.

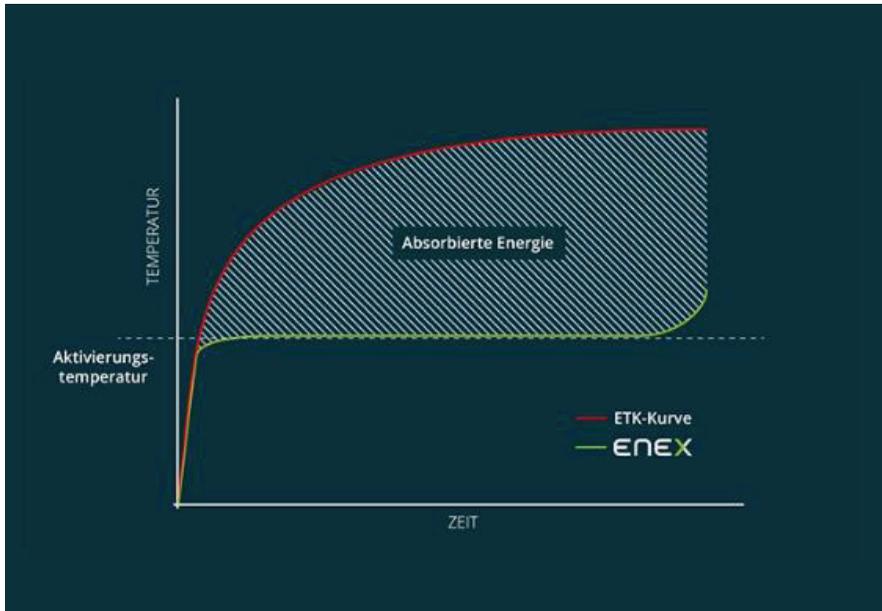


Abbildung 3.32: Funktionsprinzip ENEX-Lagen (Robert Knein-Linz)

Nachfolgend werden Umstände aufgezählt die während des Betriebs eines Linienbusses beispielsweise eine Havarie auslösen können.

Mechanische Einwirkungen:

- Unfall des Fahrzeugs mit anderen Verkehrsteilnehmern
- Sturmschäden durch Äste oder Bäume
- Beschädigung der Batterie durch die Missachtung von Durchfahrtschöhen

Thermische Einwirkungen:

- Sonneneinstrahlung
- Brandstiftung
- Funkenflug durch Schleif- oder Schneidarbeiten in der Nähe der Batterie
- Brand von in der Nähe befindlichen Fahrzeugen oder Gebäuden
- Kabelbrand durch die Leistungselektronik/Elektrik der Batterie

Elektrische Einwirkungen:

- fehlerhafte Batterie-Management-Systeme
- Hochspannung bei Blitzschlag
- äußerer Kurzschluss durch Metallteile, welche auf die Batterie gelangen.



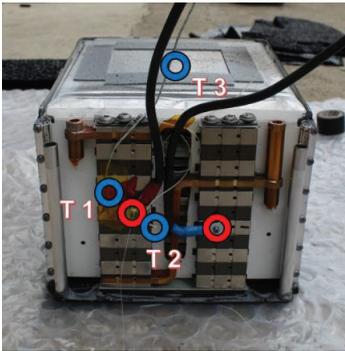
Die Abuse-Versuche, welche innerhalb der Projektarbeiten auf Ebene des gesamten Batteriesystems durchgeführt wurden, simulierten einen mechanischen (Nagelpenetration) oder thermischen (Übertemperatur) Auslösemechanismus. Damit waren diese Bereiche durch die Tests auf Systemebene abgedeckt. Da vor allem die Schnellladung von Traktionsbatterien im Vordergrund aller Untersuchungen in diesem Verbundprojekt standen und um ein weiteres möglichst reales Szenario abzubilden, wurde die Entscheidung getroffen, ein Fehlverhalten des BMS während einer Ladung nachzubilden. Somit wurde als Trigger-Methode für die Abuse-Versuche bei den Modulen eine Zelle aus dem mittleren Bi-Pack eines aus 53 Ah-Zellen bestehenden Moduls gezielt überladen. In diesem Zusammenhang wurden ebenfalls die faseroptischen Sensoren des Fraunhofer Heinrich-Hertz-Institut getestet. (vgl. Abschnitt 2.4)

Bereits zu Beginn des Projekts wurden die Module mit den Sensoren des Fraunhofer Heinrich-Hertz-Instituts versehen (vgl. Abschnitte 1.1 und 2), um die Dehnung und die Temperatur der Zellen überwachen zu können. Für die Versuche wurden Module verwendet, die aus 12 in Reihe geschalteten Pouch-Zellen und einem entsprechenden Gehäuse bestehen. Die Zellen haben eine Kapazität von jeweils 53 Ah. Bei einer Nennspannung von 48 V entspricht dies einem Gesamtenergieinhalt von 2,544 kWh. Die Zellen sind in Bi-Packs angeordnet. Es wurde ein Modul ohne Brandschutzlagen sowie eines mit Brandschutzlagen zwischen den Bi-Packs für den Versuch vorbereitet. Drei zusätzliche Temperatursensoren vom Typ K sollten Referenzwerte zur faseroptischen Messung liefern. Die Messpunkte dieser können der nachfolgenden Abbildung 3.33 entnommen werden. Weiterhin wird durch das Überladen der größtmögliche Schaden, der von einer Zelle ausgehen kann, simuliert. Bei der Zerstörung durch Überladen stellt sich ein höherer Ladezustand ein, als es im praktischen Einsatz der Batterie der Fall ist. Während die Batterie üblicherweise einen Ladezustand von nicht mehr als 100 % hat, wird der SOC beim Überladen je nach Zelltyp auf 130 bis 160 % angehoben, bis es zu einem Brandereignis kommt. Durch die übermäßig hohe Energie, die in der Zelle gespeichert ist, fällt die Reaktion wesentlich stärker aus, als es im alltäglichen Betrieb der Fall wäre. Das Schutzsystem wurde demnach mit einem anspruchsvolleren Szenario getestet, als es im Serieneinsatz wahrscheinlich der Fall wäre.

Mit der Methode des Überladens sollte nicht nur die Havarie ausgelöst werden, es sollte ebenso untersucht werden, wie sich die Zelle verhält, wenn der Zersetzungsprozess der Chemie im Inneren der Zelle beginnt. Dementsprechend wurde untersucht, ab wann die Zelle eigenständig in die Havarie läuft und wann der Punkt einer nicht mehr zu verhindernden Selbstzersetzung erreicht ist. Dafür wurde die Zelle zunächst auf einen Ladezustand von 120 % SOC geladen. Danach wurde die Zelle für mehrere Minuten nicht belastet, um ein Abkühlen zu ermöglichen und die Reaktion der Zelle zu beobachten. Dann wurde die Zelle mit 1C für 3 Minuten geladen, was einem Zuwachs der Ladung von zirka 5 % SOC entspricht. Im Anschluss wurde die Ladung wieder für 10 Minuten



unterbrochen. Dieser Vorgang wurde wiederholt bis die Zelle thermisch durchgehen sollte. Vor Durchführung der Versuche wurden alle Zellen der beiden Module auf einen Ladezustand von 50 % gebracht.



Sensor	Platzierung
T 1	+ Pol der 6. Zelle
T 2	Freier Raum im Modul Mitte
T 3	Deckel Mitte

Abbildung 3.33: Platzierung der Temperatursensoren (blau) und Stromanschluss (rot)

In dem Verlaufsprotokoll (vgl. Tabelle 12) sind die Ladeschritte für das Modul, welches ohne Brandschutzlagen aufgebaut wurde, dargestellt. Die Zelle wurde bis zu einem Ladezustand von 175 % SOC geladen und ist dann während des letzten Ladeschrittes in die Havarie übergegangen. In der nachfolgenden Abbildung sind Temperaturverläufe der drei thermischen Sensoren für den Ladevorgang beschrieben.

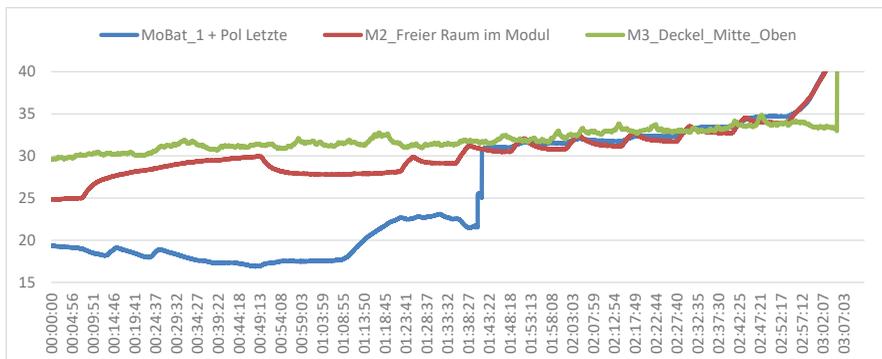


Abbildung 3.34: Entwicklung des Temperaturverlaufs während des Ladevorgangs für Versuch ohne Bransschutzlagen

An der roten Linie im Diagramm ist deutlich zu erkennen, dass sich die Zelle beim Laden erwärmt und wieder abkühlt, wenn nicht geladen wird.


**Tabelle 12: Testverlaufsprotokoll für den Versuch ohne Brandschutzlagen**

Ladezyklus	Ladestatus	Uhrzeit	SOC
1	An	16:08 Uhr	50 %
	Aus	17:00 Uhr	120 %
2	An	17:23 Uhr	120 %
	Aus	17:26 Uhr	125 %
3	An	17:36 Uhr	125 %
	Aus	17:39 Uhr	130 %
4	An	17:49 Uhr	130 %
	Aus	17:52 Uhr	135 %
5	An	18:02 Uhr	135 %
	Aus	18:05 Uhr	140 %
6	An	18:15 Uhr	140 %
	Aus	18:18 Uhr	145 %
7	An	18:28 Uhr	145 %
	Aus	18:31 Uhr	150 %
8	An	18:41 Uhr	150 %
	Aus	18:44 Uhr	155 %
9	An	18:54 Uhr	155 %
	Aus	18:57 Uhr	160 %
10	An	19:00 Uhr	165 %
	Aus	19:03 Uhr	170 %
11	An	<b>19:06 Uhr</b>	<b>175 %</b>

Abbildung 3.35 zeigt das Modul ohne Brandschutz nach dem Versuch im Brandofen. Das gesamte Modul ist verschmort und verrußt. Die Zellen sind teilweise stark überdehnt. Die inneren Lagen der Zellen sind zu sehen. Alle Kunststoffteile am Modul sind verbrannt oder zumindest geschmolzen. Die Isolierungen aller am Modul befestigten Kabel sind ebenfalls nicht mehr vorhanden. Rückstände von Kleband oder anderen Befestigungen sind nicht vorhanden. Alle Zellen im Modul haben eine Spannung von 0,0 V. Die Versuchsumgebung um das Modul ist sehr stark verschmutzt. Im gesamten Brandofen sind große Mengen an Feststoffen und Rußpartikeln verteilt, die aus der Batterie ausgetreten sind.



Abbildung 3.35: Modul ohne Brandschutzlagen nach dem Versuch im Brandofen

Der Start der Havarie wird durch das Ausgasen der ersten Zelle und durch den Temperaturpeak bei knapp 1000 °C des Sensors T2 in Abbildung 3.36 angezeigt. Dabei kam es unmittelbar nach Austritt der Gase zur Entzündung des Gasgemisches.

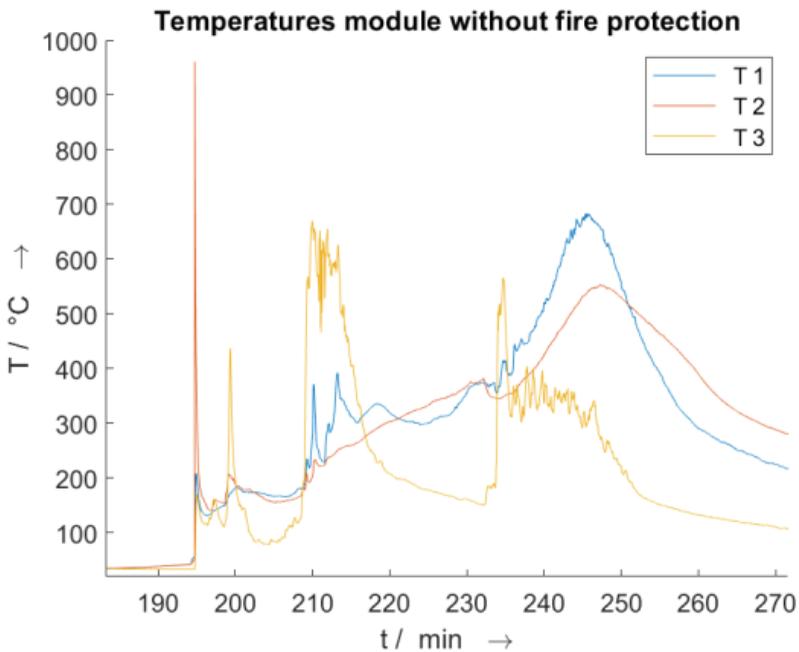


Abbildung 3.36: Gemessene Temperaturverläufe für die Dauer der Havarie für das Modul ohne Brandschutzlagen



Die gesamte Havarie dauert mehr als 60 Minuten. In dieser Zeit kommt es zu einer kontinuierlichen Erwärmung des Moduls. Dabei sind immer wieder Temperatursprüngen auf bis zu 700 °C zu beobachten. Dies ist auf die nacheinander folgenden Explosionen der einzelnen Zellen zurückzuführen. Nach dem Ausgasen der letzten Zelle dauert es knapp zwei Stunden, bis sich die Ausgangstemperatur wiedereingestellt hat.

Im Anschluss wurde ein identischer Versuch mit dem Modul, in welches Brandschutzlagen eingebracht wurden, durchgeführt. Der Verlauf dieses Versuches ist im nachfolgenden Verlaufsprotokoll abgebildet. Die Zelle ging kurz nach dem Abschalten des 11. Ladevorgangs bei einem Ladezustand von 180 % in die Havarie.

**Tabelle 13: Testverlaufsprotokoll für den Versuch mit Brandschutzlagen**

Ladezyklus	Ladestatus	Uhrzeit	SOC
1	An	18:00 Uhr	50 %
	Aus	18:42 Uhr	120 %
2	An	19:15 Uhr	120 %
	Aus	19:18 Uhr	125 %
3	An	19:28 Uhr	125 %
	Aus	19:31 Uhr	130 %
4	An	19:41 Uhr	130 %
	Aus	19:44 Uhr	135 %
5	An	19:54 Uhr	135 %
	Aus	19:57 Uhr	140 %
6	An	20:07 Uhr	140 %
	Aus	20:10 Uhr	145 %
7	An	20:20 Uhr	145 %
	Aus	20:23 Uhr	150 %
8	An	20:33 Uhr	150 %
	Aus	20:36 Uhr	155 %
9	An	20:46 Uhr	155 %
	Aus	20:49 Uhr	160 %
10	An	20:52 Uhr	165 %
	Aus	20:55 Uhr	170 %
11	An	20:58 Uhr	175 %
	Aus	<b>21:01 Uhr</b>	<b>180 %</b>



Die Abbildung 3.37 zeigt das Modul mit Brandschutz nach dem Versuch. Es ist gut zu erkennen, dass die Zelle, welche überladen wurde, in die Havarie gegangen ist. Die Zelle ist aufgerissen und die inneren Teile der Zelle sind ausgetreten. An der Vorderseite des Moduls sind Rückstände von der Verbrennung in Form von Ruß zu erkennen.



**Abbildung 3.37: Modul mit Brandschutzlagen nach dem Versuch im Brandofen**

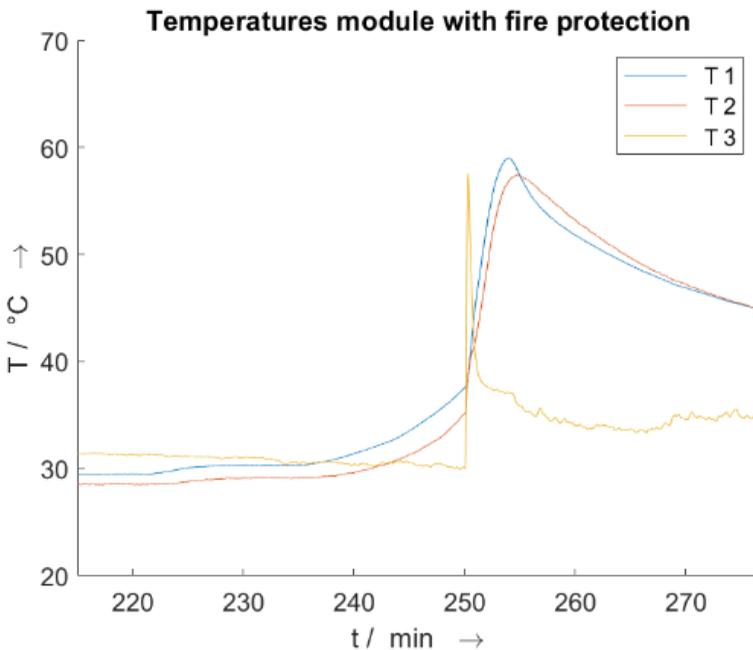
Unter dem Deckel finden sich wenige feste Rückstände. Der Deckel selbst, sowie Unter- und Rückseite des Moduls sind unbeschädigt und frei von Verschmutzungen. Die Kabel der Temperatursensoren und auch die Kabel zur Überladung sind unversehrt. Das Klebeband zur Fixierung der Messkabel auf der Rückseite ist immer noch voll funktionsfähig. Auf der Vorderseite ist das Klebeband angeschmort aber teilweise noch vorhanden. Gleiches gilt für die Befestigung des Temperatursensors an der Seite des Moduls. Die Versuchsumgebung ist nur in Richtung der ersten Flamme verschmutzt. Es befinden sich einige Feststoffe und Rußpartikel in der Nähe des Moduls. Die restlichen Zellen des Moduls waren nach dem Versuch äußerlich voll intakt und wiesen Spannungen in einem Bereich von 3,5 bis 3,7 V auf.

In der Abbildung 3.38 sind die Temperaturverläufe, die mit den Sensoren während des Versuchs mit Brandschutz gemessen wurden, dargestellt. Die Zelle reißt auf der gegenüberliegenden Seite der Sensoren T1 und T2 auf. Der Sensor T3 befindet sich auf dem Deckel des Moduls. Hier steigt die Temperatur durch die Strahlungswärme der Flammen, die nach vorne aus dem Modul entweichen, schlagartig an. Im weiteren Verlauf der



Verbrennung wird das Modul erwärmt. Das Erklärt den verzögerten Temperaturanstieg der Sensoren T1 und T2. An den Sensoren T1 und T2 ist sehr gut zu erkennen, dass die Temperatur im Modul bereits ansteigt, bevor die Zelle aufreißt und es zur Entzündung der Gase kommt. Die Zündung des Gasgemisches erfolgte deutlich später als im Vergleichsfall.

Im Gegensatz zum Vergleichsszenario erreichten die gemessenen Maximalwerte für die Temperaturen rund 60 °C. Lediglich die überladene Zelle zündet und explodiert. Es findet keine übermäßige thermische Ausbreitung innerhalb des Moduls statt und die Havarie ist nach dem Abbrennen der Trigger-Zelle gestoppt. Nach der einmaligen Entzündung der Gase sinken die Temperaturen gleichmäßig.



**Abbildung 3.38: Gemessene Temperaturverläufe für die Dauer der Havarie für das Modul mit Brandschutzlagen, Abuse-Test mit Initialisierung durch das gezielte Überladen einer Zelle**

In der vergleichenden Gegenüberstellung in Abbildung 3.39 ist sehr gut zu erkennen, dass das Modul ohne Brandschutz starke Verschmutzungen durch Ruß und andere aus der Havarie stammende Rückstände aufweist. Die Zellverbinder sind verschmort, die Ummantelungen der Kabel, die zur Überladung genutzt wurden, sind geschmolzen. Auch der Deckel des Moduls ist stark beschädigt. Das Modul ohne Brandschutz hingegen zeigt, außer an der Zelle, die absichtlich in die Havarie getrieben wurde, keine Beschädigungen.



Der Deckel des Moduls lässt sich unbeschadet vom Modul abnehmen. Die Zellverbinder sind sauber und unbeschädigt. Das gilt auch für die Kabel auf der Rückseite des Moduls. (vgl. Abbildung 3.37)



**Abbildung 3.39: Modul ohne Brandschutzlagen (links) nach Abuse-Test mit Initialisierung durch das gezielte Überladen einer Zelle im mittleren Bi-Pack mit Brandschutzlagen (rechts)**

Die Ergebnisse der Brandversuche zeigen ganz klar, dass der Brandschutz in Form von Zwischenlagen funktioniert. Eine Verbreitung der Havarie auf andere Zellen wird, trotz der heftigen Reaktion der Zelle, die mit einer explosionsartigen Verbrennung einhergeht, verhindert. Im Gegensatz dazu gehen im Modul ohne Brandschutz alle Zellen nacheinander in die Havarie und das Modul brennt komplett aus. Überraschend ist die Länge der Havarie, die sich über mehr als eine Stunde erstreckte. Personen in der Umgebung wären durch die immer wieder auftretenden toxischen Gase über den gesamten Zeitraum in Gefahr. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass sich die Flammen auf andere Module oder Bauteile in der Umgebung ausbreiten würden.

AKASOL AG

### **Batterie Systemebene**

Auf Grundlage der Ergebnisse aus den Versuchen mit der Beflammung der Brandschutzlagen bei sehr hohen Temperaturen (vgl. Kapitel 1.5) wurde entschieden, diese ebenfalls auf Ebene des Batteriesystems zu verwenden. Dazu wurde ein Konzept entwickelt und umgesetzt (vgl. Abbildung 3.40). Die Brandschutzlagen wurden zwischen den Modulen platziert, um ein Übergreifen eines Feuers von Modul auf Modul zu unterbinden. Somit fungieren die Brandschutzlagen als Brandschotten. Ein so ausgestattetes System wurde einem Brandversuch unterzogen.

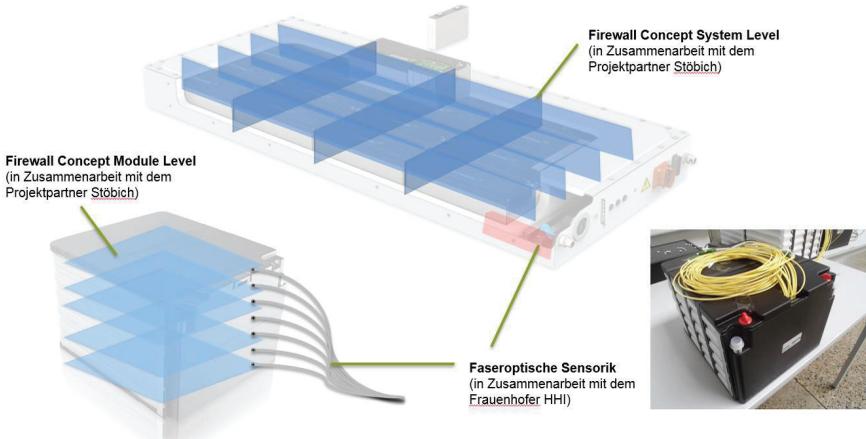


Abbildung 3.40: AKAMODULE mit Brandschutzlagen und AKA SYS OEM mit Brandschutzlagen

In der nachfolgenden Abbildung sind die Messstellen sowie der Ort der gezielten Einbringung eines Nagels, eine Trigger-Methode zur Herstellung eines Abuse-Szenarios, dargestellt. Durch die Nagelpenetration wird eine mechanische Beschädigung des Batteriesystems simuliert. In diesem Projekt stellte diese Methode neben der gezielten Überladung einzelner Zellen im System, elektrisches Auslösen des Abuse-Szenarios auf Modulebene, und der thermischen Auslösung durch eine zu hohe Umgebungstemperatur, eine dritte Variante zur Auslösung des Abuse-Falles dar.

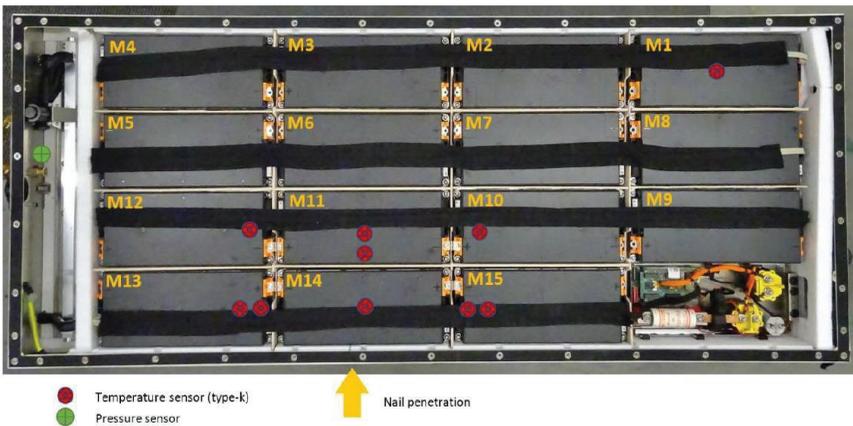


Abbildung 3.41: System (AKA SYS OEM) mit Messstellen und Ort der gezielten Initialisierung



Hierbei wurde eine Zelle gezielt geschädigt, wodurch diese ausgast und gegebenenfalls zündet. Ein Referenzsystem ohne Brandschutzlagen wurde bei einem identischen Versuchsaufbau und identischer Versuchsdurchführung ebenfalls einem Brandversuch unterzogen.



**Abbildung 3.42: Versuche mit Brandschutzlagen im System**

In Abbildung 3.42 ist zu erkennen, dass das mit Brandschutzlagen ausgestattete System nicht vollständig in die Havarie läuft und lediglich ein lokaler Brand entsteht. Damit haben die durchgeführten Versuche gezeigt, dass die Brandschutzlagen zwischen den Modulen ein Übergreifen eines Brandes zumindest signifikant hinauszögern und bei anhaltender Kühlung komplett verhindern können. Weitere Daten ließen sich aus den Temperaturmessungen gewinnen. Üblicherweise werden deutlich höhere Temperaturen (bis zu 900 °C) an der Stelle des Brandherds bei Lithium-Ionen-Batterien gemessen. Dieser Unterschied bei den gemessenen Temperaturen ließ sich auf Ebene von Modulen und Systemen zwischen den jeweilig verglichenen Systemen feststellen. Im Fall des gesamten Batteriesystems mit Brandschutzlagen wurde lediglich eine Maximaltemperatur von etwa 500 °C während der Havarie gemessen (vgl. Abbildung 3.43).

Die Kenntnisse über das Verhalten im Falle des thermischen Durchgehens einer Zelle wurden systematisch weiter vertieft. Dies wurde durch eine Testreihe mit mehreren Versuchen erreicht. Dabei wurden verschiedenste Ansätze verfolgt und unterschiedliche Materialien erprobt bis die verwendeten Brandabschottungen aus Schutzlagen einen reproduzierbaren Versuchsverlauf ohne Ausbreitung auf die umliegenden Module ermöglichen.

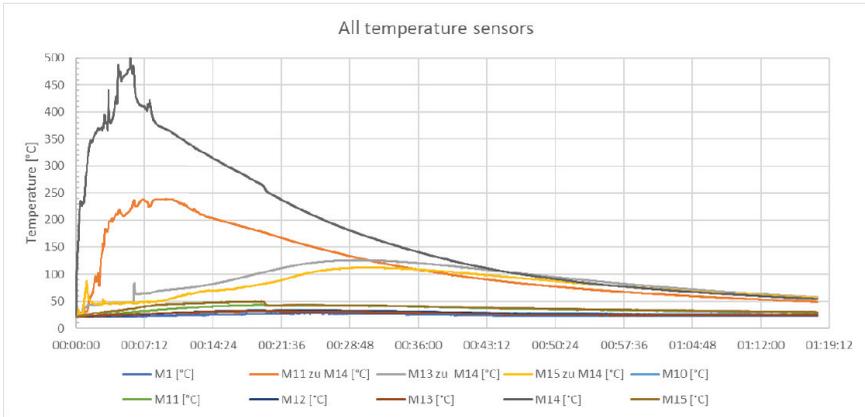


Abbildung 3.43: Gemessene Temperaturverläufe während des Systemtests

Diese Ergebnisse fanden Anwendung in weiterführenden Untersuchungen. Dazu wurden mehrere Versuche nach der strengen Norm für Marineanwendungen durchgeführt, die von der Det Norske Veritas-Germanischer Lloyd (DNV-GL), einer Klassifikationsgesellschaft, aufgestellt wurden. Hierbei wird die Umgebungstemperatur auf den maximal zulässigen Wert angehoben, die Module auf 100 % SOC geladen und eine Zelle in der Mitte des Batteriepacks gezielt in den Thermal Runaway (thermisches Durchgehen) getrieben. Den resultierenden Testaufbau zeigt schematisch Abbildung 3.44.

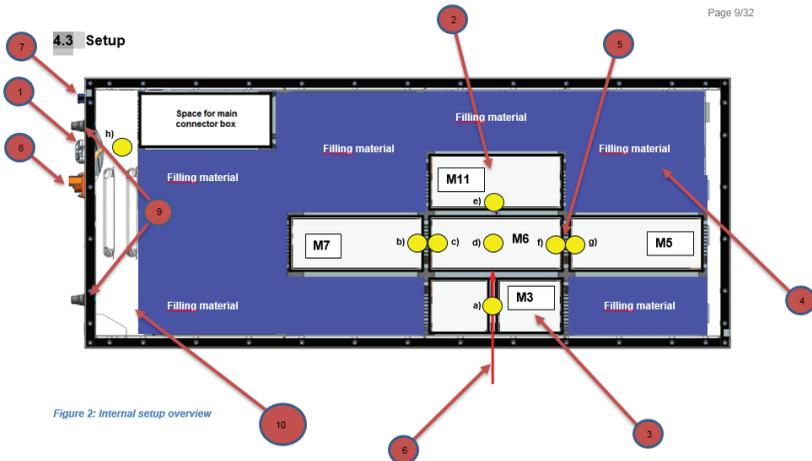


Abbildung 3.44: Testaufbau für den Versuch nach der DNV-GL Prüfvorgabe



In Abbildung 3.45 ist ein Prüfling in der Testkammer zu sehen. Es konnte reproduzierbar nachgewiesen werden, dass es zu keiner unkontrollierten Ausbreitung des initialen, mutwillig herbeigeführten, Ereignisses auf das gesamte Batteriesystem kommt. Somit bleiben die Konsequenzen für die Nutzer beherrschbarer als ohne die verwendeten Brandschutzlagen.



**Abbildung 3.45: System zur Prüfung in der Abuse-Kammer (links) und nach dem Versuch (rechts)**

In Tabelle 14 sind die gemessenen Spannungen der Module vor und nach dem Test aufgeführt. Die Positionierungen der Module sind in Abbildung 3.44 dargestellt. Alle Spannungen vor dem Test wurden durch das intakte Batteriemanagementsystem gemessen, wohingegen die nach dem Test, aufgrund des zerstörten BMS, nur mit Hilfe eines Multimeters ermittelt werden konnten. Es zeigt sich, dass alle Module, die nicht in den Thermal Runaway getrieben wurden, die Spannung trotz der Havarie gehalten haben. Dieses Verhalten begründet sich durch abschottende Wirkung der Schutzlagen und war ebenso auf Ebene der Modultests zu beobachten.

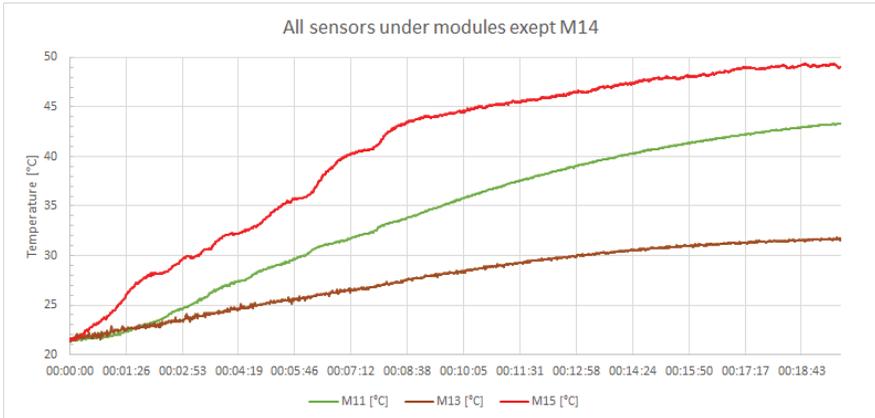
**Tabelle 14: Gemessene Spannungen der einzelnen Module im System vor und nach dem Abuse-Test**

Bezeichnung	Spannung vorher [V]	Spannung nachher [V]
Modul 5	49,83	49,8
Modul 6	49,82	0
Modul 7	49,90	49,9
Modul 11	49,89	49,9

Darüber hinaus wurden während der Projektlaufzeit Maßnahmen zur Früherkennung (z. B. Spannungseinbruch auf Ebene der Einzelzellen) weiter verbessert und andere Gegenmaßnahmen, wie die aktive Kühlung bei Propagation erprobt. Die Abbildung 3.46 zeigt beispielweise als Ergebnis eines solchen Versuches mit einer aktiven Kühlung der umliegenden Module, einen Temperaturverlauf der Temperatursensoren auf den direkt



angrenzenden Batteriemodulen. Es fällt auf, dass die Temperaturen aufgrund der aktiven Kühlung auf einem relativ niedrigen Niveau gehalten werden konnten. Die Positionierung der Sensoren ist in Abbildung 3.41 dargestellt.



**Abbildung 3.46: Temperaturverteilung während und unmittelbar nach Durchgehen des 14. Moduls während eines Abuse-Versuches**

Durch diese Versuche konnte die positive Wirkung der verwendeten Schutzvorrichtungen nachgewiesen werden. Dies ermöglicht eine Begrenzung der Havarie auf der jeweiligen Ebene (z. B. Zelle, Modul oder System) bei mechanischen und elektrischen Schädigungen des Systems. Besonders vorteilhaft war die Verwendung der Brandschutzlagen in Verbindung mit einer aktiven Kühlung des gesamten Systems, da in diesem Fall nur unkritische Temperaturen während der Havarie beobachtet werden konnten.



### 3.6 Bewertung und Optimierung des Sicherheitsverhalten

#### *Stöbich technology GmbH und AKASOL AG*

Die Brandversuche haben ganz klar gezeigt, dass der Brandschutz in Form von Zwischenlagen den gewünschten Erfolg gebracht hat. Trotz der explosionsartigen Verbrennung mit einer großen Freisetzung von thermischer Energie, wurde der Übergang der Havarie von einer Zelle auf die umliegenden verhindert.

Die Brandschutzlagen zeigen daher mehrere Vorteile:

1. Brandausbreitung auf andere Zellen oder brennbare Materialien, die sich in der Nähe der Batterie befinden, wird unterdrückt
2. Verschmutzung und Kontamination werden auf ein Minimum reduziert
3. Menge an toxischen und korrosiven Gasen, Stäuben, Partikeln usw. wird drastisch reduziert

Trotz dieser Erfolge ist die Gasmenge, welche aus einer Zelle austritt nicht zu vernachlässigen und muss entsprechend behandelt werden, um in der Nähe befindliche Personen ausreichend zu schützen. Dafür wurde bereits in der Mitte des Projektes der Schadgasfilter weiterentwickelt und ausgiebig getestet. (vgl. Kapitel 3.5) Die Ergebnisse der Versuche zeigen, dass nach dem Filter Grenzwerte eingehalten werden, die eine Flucht aus betroffenen Bereichen zulässt, ohne dass umstehende Personen schwerwiegende oder bleibende Schäden davontragen.

Die auf Ebene des Gesamtsystems durchgeführten Versuche zeigten, dass mithilfe der Abschottung der einzelnen Module durch das vom Projektpartner Stöbich technology GmbH vorgeschlagene Brandschutzmaterial, eine Ausbreitung einer Havarie verzögert und sogar vermieden werden kann. Dies schafft für den Fall der Verzögerung zumindest ein größeres Zeitfenster, um Personen aus dem unmittelbaren Gefahrenbereich evakuieren können. Der Ausstrom von schädlichen Gasen kann mittels Filtersystemen drastisch reduziert werden. In Verbindung mit den auf Ebene der Module erzielten Ergebnissen ist ein Konzept für das Gesamtsystem entstanden, durch welches die Schadenszenarien in deren Ausprägung erheblich entschärft werden konnten.

Insgesamt steht durch die Ausarbeitungen und die Durchführung von Versuchen im Projektzeitraum ein erfolgreiches Sicherheitskonzept zur Verfügung, dass die Brandausbreitung im Fehlerfall verhindert und entstehende Schadstoffe minimiert, sodass Sachgüter und Personen effektiv geschützt werden.



### 3.7 Zusammenfassung Leistungs- und Sicherheitstests

#### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Innerhalb dieses Arbeitspaketes wurden konzeptionelle Ansätze in die Praxis übertragen. Dabei wurde im Rahmen von Versuchen auf verschiedenen Ebenen des Batteriesystems Vermutungen aufgestellt und überprüft sowie in einem zweiten Schritt auf die anderen Ebenen des Systems skaliert. Diese Skalierung wurde in praktischen Versuchen verifiziert oder nach Auswertung von Messergebnissen an die jeweilige Ebene so angepasst, dass nutzbringende Ergebnisse erzielt werden konnten.

Die Evaluation der Ladealgorithmen fand in einer ersten Stufe an zwei unterschiedlichen Zellformaten statt, die beide für die Verwendung im Projekt in Frage kamen. So konnten Risiken, die bei Anwendung von innovativen Ladeverfahren entstehen können, durch die Größe der getesteten Einheiten reduziert werden. Darüber hinaus waren so lokale Phänomene überprüfbar. Aus dem Vergleich der beiden Ladeverfahren, klassische CCCV-Ladung und Pulsladung, ging das Pulsverfahren unter dem Aspekt der Schnellladung zur Reduktion der Ladedauer als am besten geeignet hervor. Mit entsprechend hoher Stromrate (5C) konnte die Ladezeit für eine vollständige Ladung der Zelle auf unter 17 Minuten reduziert werden. Dabei stellte sich bei den Laboruntersuchungen der Einzelzellen hinsichtlich maximaler Ladeleistung und thermischem Verhalten die KOKAM-Zellen als vorteilhafter gegenüber den LISHEN-Zellen heraus. Die Ausführung als Pouch-Zelle erlaubt durch die größere Oberfläche eine bessere Wärmeabfuhr als im Fall der prismatischen Vergleichszelle. Damit waren die KOKAM-Zellen als Lösung für die Alterungsuntersuchungen sowie den Aufbau von Batteriemodulen aus diesem Zelltyp und deren Verwendung im Batteriesystem eine logische Konsequenz. Ebenso wurde deutlich, dass für die Schnellladung auf Modul- und Systemebene eine entsprechende Flüssigkeitskühlung notwendig ist. Das ausgewählte Verfahren wurde im Anschluss auf die Modul- und Batterieebene skaliert. In den sich anschließenden Testreihen wurde die Homogenität des Verhaltens der Einzelzellen im Modul und auf Batterieebene betrachtet. Die Ergebnisse belegen eine homogene Verteilung der Temperaturen in der Batterie. Dabei kommt es während der Versuche mit höchster Ladeleistung zu Abweichungen von maximal 4 K zwischen den Zellen, wenn eine Flüssigkeitskühlung verwendet wird. Durch die schrittweise Erhöhung der Laderate auf 2,5C für das gesamte Batteriesystem konnte die Ladedauer um mehr als 30 % auf 25 Minuten gesenkt werden. Somit wurde das Projektziel einer Ladedauer für eine vollständige Ladung von unter 30 Minuten deutlich unterschritten. Darüber hinaus wurde für den Fall des Zwischenladens (opportunity charging) eine Reduktion der Ladedauer von 60 % für das Ladezustandsfenster von 80 bis 100 % erreicht.

Als Ergebnis für den Vergleich von konventioneller Sensorik und faseroptischer Sensorik bleibt festzuhalten das, gerade im Fall der Dehnungsmessung auf Batterien, faseroptische



optische Sensoren in ihrer Anwendung bedeutend weniger fehleranfällig als elektrische Dehnungsmessstreifen sind.

Ein wichtiger Aspekt innerhalb dieses Arbeitspaketes war die Überprüfung der Modulsicherheit im Fehlerfall. Innerhalb des Arbeitspaketes wurden im Forschungszentrum Energiespeichertechnologien verschiedene Arbeiten zur Planung der Versuche vorgenommen. Dabei wurden Art und Weise der Herbeiführung der Havarie im Verbund der beteiligten Projektpartner festgelegt. Darüber hinaus hatte das EST in diesem Arbeitspaket eine koordinierende sowie unterstützende Funktion inne. Notwendig wurde diese Beteiligung, da der Partner AKASOL AG über den Projektplan hinaus Tests auf Ebene der gesamten Batterie vorgenommen hat. Die Möglichkeit Tests auf dieser Ebene durchzuführen wurde durch das Projektkonsortium gemeinschaftlich getragen und unterstützt.

Durch das von der Firma Stöbich technology GmbH verwendete Filtermaterial konnte die Schadstofflast in der Umgebung von havarierten Modulen deutlich reduziert werden, so dass die IDLH-Werte eingehalten werden konnten. Dies wurde auf Ebene von Zellen und Modulen in verschiedenen Versuchen nachgewiesen. Das Ziel, den Filter neu auszulegen und diesen dadurch kostengünstiger zu gestalten, ohne die Funktion zu beeinträchtigen wurde damit erreicht. Die durchgeführten Abuse-Versuche im BSTZ waren auf die Modulebene beschränkt und hatten zur Aufgabe, die Wirksamkeit von Zwischenlagen aus einem bestimmten Brandschutzmaterial in Bezug auf die thermische Propagation im Modul nachzuweisen. Ähnliche Versuche, die das gleiche Ziel auf Ebene der Systeme (Tröge) verfolgten, wurden parallel von der AKASOL AG durchgeführt. In beiden Fällen konnte die thermische Ausbreitung zumindest verzögert werden. Im Fall des Moduls wurde die Propagation komplett gestoppt. Demnach kann durch das Brandschutzmaterial bei Einbringung einer ausreichenden Menge die thermische Ausbreitung und somit das Havarieverhalten von Batteriesystemen gezielt beeinflusst werden. Anschließend wurden die Ergebnisse mit den beteiligten Partnern diskutiert und veröffentlicht. (Oberland et al. 2020) Nach Bewertung aller Versuche ist ein kombiniertes Konzept aus Brandschutzlagen, Brandschotten und Schadgasfiltern zur konzentrierten Absicherung der Batterien geeignet. Verbesserungen an einzelnen Bestandteilen des Konzeptes, wie beispielsweise am Schadgasfilter konnten durch entsprechende Versuche mit eigens entwickelter Testumgebung nachgewiesen werden.



## 4 Sichere Schnellladetechnik

### 4.1 Konzeptionierung der Ladetechnik für die geforderte Leistung

*Schunk Transit Systems GmbH*

Innerhalb des Förderprojekts galt es ein leitfähiges Kontaktsystem (Dach montierter und/oder invertierter Stromabnehmer) gemäß der Gesamtvorhabenbeschreibung bereitzustellen. Dieses Kontaktsystem soll eine hohe Leistungsübertragung in den neu entwickelten Energiespeicher ermöglichen, um Schnellladungen für industrielle Anwendungen und von industriellen Fahrzeugen (z. B. LKW) zu gewährleisten.

Bereits vorhandene Systeme von Schunk (z. B. Dachladestromabnehmer) mussten daher hinsichtlich der Hochstromübertragung optimiert werden. Ein entscheidendes Kriterium dafür war die Vergrößerung der Kabelquerschnitte zur Stromübertragung. Vor Projektbeginn wurden die konventionellen Stromabnehmer mit Kabelquerschnitten von  $2 \times 50 \text{ mm}^2$  pro Pol ausgestattet. Aber auch die Kontaktelemente als entscheidendes Bauteil der Stromübertragung und Kontaktherstellung mussten hinsichtlich dieser hohen Leistungsübertragungen (kurzzeitig bis hin zu  $>1 \text{ MW}$ ) optimiert werden. Bis Projektbeginn wurden zwei Varianten von Ladestromabnehmer durch die Schunk Transit Systems GmbH angeboten. Beide Systeme waren für die geforderte Stromtragfähigkeit nicht geeignet und waren daher hinsichtlich Hochstromübertragung zu optimieren.



**Abbildung 4.1:** Dachladestromabnehmer SLS 102 (links) und Invertierter Ladestromabnehmer SLS 201 (rechts)

#### *Abfrage der Anforderungen und Spezifikationen*

Um den Ansprüchen innerhalb des Förderprojekts gerecht zu werden, wurde zu Beginn des Projektes eine Anforderungsliste des Pantographen für Hochstromübertragung



erstellt. Zur Konzeptionierung der Kontaktschnittstelle wurde eine Analyse des damals verwendeten Kontaktsystems in der Ausgangssituation vorgenommen.

Ergebnis dieser Anforderungsliste war, dass in Bezug auf eine sichere und hochstromfähige Ladetechnik vor allem folgende Aspekte an den Ladestromabnehmern zu optimieren waren.

- Optimierung der Stromtragfähigkeit
  - o Vergrößerung der Kabelquerschnitte der Hochvoltleitung (HV-Leitung) und der Schutzleiter
  - o Kontakte hinsichtlich Wärmeeintrag (Stromtragfähigkeit)
- Optimierung der Verfügbarkeit
  - o Isolationswerte
  - o Kommunikation in Bezug auf Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und Pilotkontakt (CP-„Bouncing“)
  - o Umgebungseinflüsse (Staub, Eis, Feuchtigkeit)

### ***Machbarkeitsanalyse***

Dazu wurde im ersten Schritt eine Machbarkeitsanalyse und der technische Vergleich der beiden aktuellen Ladestromabnehmer durchgeführt. Das Ergebnis dieser Analyse ist nachfolgend dargestellt.

#### ***Invertierter Ladestromabnehmer (SLS 201)***

- Beurteilung der Betriebsart
  - o Invertierter Ladestromabnehmer hat grundsätzlich höhere Stromtragfähigkeit als Dachladestromabnehmer
  - o Stromtragfähigkeit wird jedoch durch Ladezyklus (Wärmeeintrag während der Ladung und Abkühlung bei Weiterfahrt) maßgeblich beeinflusst
  - o Betriebsart ist charakterisiert als Dauerbetrieb, das bedeutet keine bzw. kurze Abkühlphasen
- Beurteilung der derzeitigen Konstruktion
  - o Größere Kabelquerschnitte erhöhen das vom Pantographen zubewegende Gewicht
  - o Erhöhtes Gewicht reduziert bei gegebenem Antriebskonzept die Anpresskraft der Kontaktschnittstelle und verschlechtert somit die Kontaktierung des Systems in extremen Parkpositionen
  - o für Hochstromtauglichkeit ist eine umfangreiche Anpassungskonstruktion des Antriebskonzepts erforderlich

#### ***Dachladestromabnehmer (SLS102)***

- Beurteilung der Betriebsart
  - o Betriebsart ist charakterisiert als Zyklusbetrieb, das bedeutet auf die Phase eines Wärmeeintrages während der Ladephase folgt eine Abkühlphase, wenn das Fahrzeug die Weiterfahrt wieder aufnimmt



- Beurteilung der derzeitigen Konstruktion
  - o Größere Kabelquerschnitte erhöhen das vom Pantographen zu bewegende Gewicht
  - o Erhöhtes Gewicht kann durch aktuelles Antriebskonzept theoretisch/ rechnerisch kompensiert werden
  - o Machbarkeit ist durch Vergrößerung der Kabelquerschnitte und Neukonstruktion der Kontaktelemente gegeben.

Die Analyse zeigt, dass im Vergleich der beiden Ladestromabnehmer im Fall des Dachladestromabnehmers durch das vorhandene Antriebskonzept und die Betriebsart die Vorteilhaftigkeit hinsichtlich Hochstromübertragung gegeben ist.

Im Hinblick auf Erkenntnisse aus der Machbarkeitsprüfung konnte die Schlussfolgerung gezogen werden, dass sich das System Dachladestromabnehmer für die Weiterentwicklung hinsichtlich Hochstromübertragung besser eignet. Aus diesem Grund wurde die Weiterentwicklung des Dachladestromabnehmers und des dazugehörigen Kontaktsystems favorisiert.

### ***Konzepterstellung Dachladestromabnehmer***

Im Zuge der Konzeptionierung der Ladetechnik des Dachladestromabnehmers wurden die folgenden Konzepte in iterativen Konstruktionsschritten erarbeitet und durch entsprechende Tests begleitet.

#### **Pantograph und Gegenschnittstelle**

- Anpassung des Pantographen an die Nutzung von 95 mm<sup>2</sup> Leistungskabeln zur Hochstromübertragung
  - o Abgeänderte Kabelführung im Kontaktkopf und am Pantographen
  - o Abgeänderte Anschlussbox für Anschluss der 95 mm<sup>2</sup>-Kabel

Zu den jeweiligen Entwicklungsschritten wurden entsprechende Funktionsmuster/Prototypen angefertigt und diese erprobt.

Kontaktelemente

Ausgangssituation	1. Entwicklungsschritt	2. Entwicklungsschritt	3. Entwicklungsschritt	4. Entwicklungsschritt
 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kontakt direkt an Kabel anbinden (ohne Lamelle)</li> <li>• Gehäuse nicht kapseln und Kontaktheizung vorsehen</li> <li>• Fett durch Buchse ersetzen</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Offene Kontaktstelle (Wärmekonvektion)</li> <li>• Kabelanbindung</li> <li>• Heizung in Aktionsbereich (Drehpunkt)</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kabel von Kontakthebel entkoppeln</li> <li>• DC-Kontakthebel in Richtung Positionsausgleich</li> <li>• Offene Kontaktstelle behalten</li> <li>• Regulierte Heizpatrone</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Design for Manufacturing/ Design for Assembly</li> <li>• Optimierung Heizkonzept/ Heizleistung für Kontakte</li> <li>• Unnötige Kontaktstellen</li> <li>• CP- und PE-Kontaktoberfläche veredeln</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Finale Bemessung der Stromtragfähigkeit durch Erprobung am Forschungszentrum Energietechnologien</li> <li>• Optimierungen aus Erprobung am Forschungszentrum Energietechnologien</li> </ul>
Maßnahmen	Maßnahme	Maßnahme	Maßnahmen	Maßnahmen

Abbildung 4.2: Ausgangssituation und Entwicklungsschritte für die im Projekt verwendeten Kontakte am Dachladestromabnehmer (Abbildungen vertraulich)



## Kontaktkopf

Ausgangssituation	1. Entwicklungsschritt	2. Entwicklungsschritt	3. Entwicklungsschritt	4. Entwicklungsschritt
<ul style="list-style-type: none"> <li>Leichtbaukonzept (Plattendesign)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kabelanbindung und Stromtragfähigkeit optimieren durch hybrides Kontaktsystem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kabelanbindung optimieren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kabelanbindung PE optimieren</li> <li>Design for Manufacturing/ Design for Assembly</li> <li>IP-Dichtkonzept zu gering</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Finale Bemessung der Stromtragfähigkeit durch Erprobung am Forschungszentrum Energiespeichertechnologien</li> <li>Optimierungen aus Erprobung am Forschungszentrum Energiespeichertechnologien</li> </ul>

Abbildung 4.3: Ausgangssituation und Entwicklungsschritte für den im Projekt verwendeten Kontaktkopf des Dachladestromabnehmers (Abbildungen vertraulich)



### **Konzepterstellung invertierter Ladestromabnehmer**

Im Zuge der Konzeptionierung der Ladetechnik des Dachladestromabnehmers wurden die folgenden Konzepte (vgl. Abbildung 4.4) in iterativen Konstruktionsschritten erarbeitet und durch entsprechende Tests begleitet. Die Konzepterstellung für den invertierten Ladestromabnehmer und die Gegenschchnittstelle ist im Rahmen des Projektes mit dem zweiten Entwicklungsschritt abgeschlossen, da in der weiteren Entwicklung der Fokus auf dem favorisierten Dachladestromabnehmer lag.

#### Pantograph

Ausgangssituation	1. Entwicklungsschritt	2. Entwicklungsschritt
		
<b>Maßnahmen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Machbarkeitsprüfung High Power Charging-Rails-Konzept</li> </ul>	<b>Maßnahme</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Testdurchführung zur Stromtragfähigkeit des Leiterkonzepts</li> </ul>	<b>Maßnahme</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromtragfähigkeit der 4 Pol Wippe ist zu erproben</li> </ul>

#### Gegenschchnittstelle

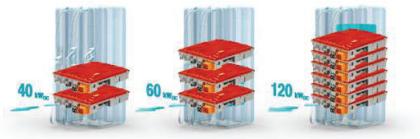
Ausgangssituation	1. Entwicklungsschritt
	
<b>Maßnahmen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auf SCHUNK Interface zugeschnittene Eigenentwicklung</li> </ul>	<b>Maßnahme</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durchführung der mechanischen Belastungstests</li> <li>• Erfahrungssammlung im Kundenbetrieb (erste Prototypen)</li> </ul>

**Abbildung 4.4:** Ausgangssituation und Entwicklungsschritte für den im Projekt angepassten Pantographen (oben) und dessen Gegenschchnittstelle (unten)



## AKASOL AG

Aus Abstimmungsgespräche mit verschiedenen Anbietern von leistungselektronischen Grundeinheiten ergaben sich verschiedene Ansätze. Ein Konzept, welches verfolgt wurde, ist die Parallelschaltung von Automotive-Charger Einheiten. Ähnlich wie beim Batteriesystem könnte auf diesem Gebiet je nach Anzahl der Einheiten die Ladeleistung je nach Anforderung skaliert werden. Diese Flexibilität erlaubt außerdem einen stationären sowie mobilen Einsatz im Fahrzeug selbst. In der folgenden Abbildung ist ein solches System dargestellt.



Skalierbare Leistung auf  
Basis parallel geschalteter  
Automotive-Charger Einheiten

- => low unit cost
- => on board or off board
- => high redundancy
- => flexible power
- => liquid cooled



Brusa NLG Charger

**Abbildung 4.5: Brusa NLG Charger**



## 4.2 Abstimmung der Schnittstelle Batterie/Ladegerät

### Schunk Transit Systems GmbH

Bei der Weiterentwicklung des Konzeptes für den Dachladestromabnehmer waren mehrere Aspekte für die Sicherstellung des Betriebes durch konkrete Maßnahmen zu bearbeiten. Zum einen war dies die Stromtragfähigkeit und die damit in direkter Verbindung stehende Temperaturentwicklung am Kontaktkopf. Andererseits stand die Verfügbarkeit der zu entwickelnden Lösung im Zentrum des Interesses.

Als Ausgangspunkt für die Betrachtungen wurde der damals eingesetzte Stromabnehmer SLS 102 verwendet. Die Stromtragfähigkeit des gesamten Systems war allein schon durch die Leistungskabel mit einem Querschnitt von 50 mm<sup>2</sup> laut Datenblatt zu gering für eine kontinuierliche Stromübertragung mit mehr als 500 A. Deshalb wurde der Querschnitt den Anforderungen angepasst. (vgl. Abbildung 4.6)

	Bestell.-Nr.	technische Daten								
		Querschnitt mm <sup>2</sup>	Abmessungen in mm			Strombelastung bei Temperatur am Leiter in °Celsius				
			Leiteraufbau	Außen-Ø, ca.	Isolationswandstärke, ca.	45°	80°	90°	100°	130°
1,5/1,5	15014	4,0	1036 x 0,07	4,8	1,1	30 A	50 A	<b>55 A</b>	60 A	70 A
	15016	6,0	1568 x 0,07	5,6	1,1	40 A	65 A	<b>70 A</b>	78 A	90 A
1,8/3 kV einfach isoliert	15020	10,0	2562 x 0,07	8,5	2,0	50 A	90 A	<b>98 A</b>	107 A	120 A
	15022	16,0	4116 x 0,07	10,0	2,0	70 A	125 A	<b>132 A</b>	143 A	160 A
	15024	25,0	3234 x 0,10	12,0	2,3	95 A	160 A	<b>176 A</b>	187 A	215 A
	15026	35,0	4508 x 0,10	13,8	2,5	115 A	200 A	<b>218 A</b>	230 A	260 A
	15028	50,0	6468 x 0,10	15,5	2,5	145 A	245 A	<b>276 A</b>	287 A	325 A
	15030	70,0	8967 x 0,10	18,0	2,5	175 A	305 A	<b>347 A</b>	352 A	400 A
	15032	95,0	12201 x 0,10	20,0	2,5	215 A	370 A	<b>416 A</b>	425 A	485 A
	15034	120,0	15435 x 0,10	21,5	2,5	245 A	425 A	<b>488 A</b>	495 A	560 A
	15036	150,0	19404 x 0,10	23,5	2,5	285 A	490 A	<b>566 A</b>	575 A	640 A

Abbildung 4.6: Auszug aus Übersichtstabelle Stromtragfähigkeit

Nach Anpassung der Leistungskabel gestaltete sich die Temperaturentwicklung an den Kontakten als problematisch, da in Versuchen mit einem Strom von 800 A bei einer Dauer von 30 Minuten eine Temperatur von mehr als 140 °C gemessen wurde. Diese entsprachen aber nicht den Anforderungen, die an das System gestellt wurden. Verantwortlich für die hohe Temperatur waren die Kontaktlamellen die somit als limitierendes Element angepasst werden mussten. Weiterhin konnte eine ungleiche Stromverteilung auf den DC-Kontakten beobachtet werden, die ebenfalls als problematisch und verbesserungswürdig betrachtet wurde.

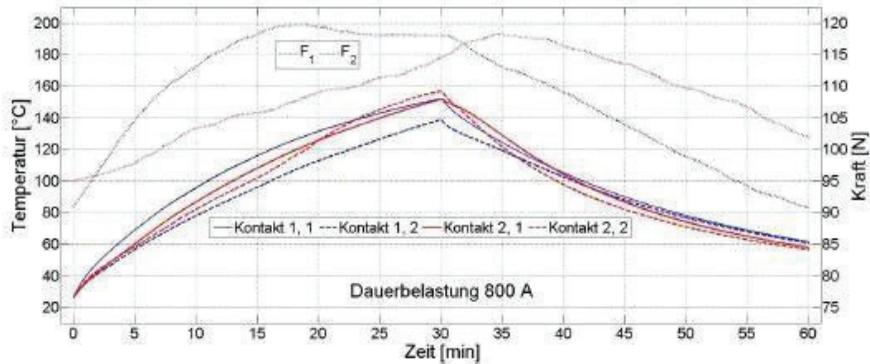
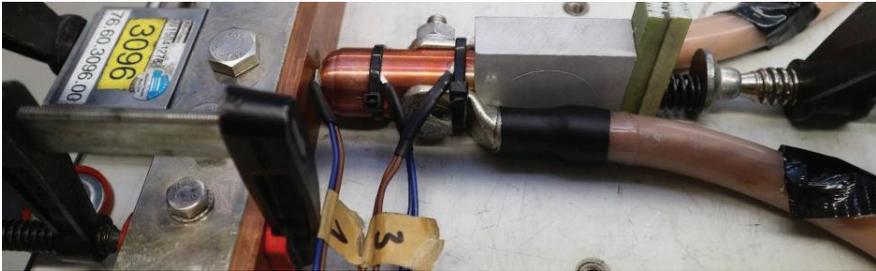


Abbildung 4.7: Ausgangssituation Kontakt (oben) und Temperaturentwicklung bei 800 A Dauerbelastung (unten)

Die Verfügbarkeit des Systems ist abhängig vom Eintrag von kleinen Staubpartikeln und von der Feuchtigkeit in der Betriebsumgebung. Beispielsweise können durch Staub verdreckte Kontakte zu höheren Temperaturen führen und die Leistungsfähigkeit des Systems stark einschränken. Ebenso hätte eine hohe Feuchtigkeit in der Umgebung der Kontakte schwere negative Auswirkungen (z. B. Vereisung der Kontakte). Darüber hinaus war die Viskosität des Kontaktfetts ein zu beachtender Aspekt, da diese durch warm-kalt-Wechsel und Umgebungseinflüsse teilweise stark variieren konnte.

Im ersten Entwicklungsschritt wurden zur Anpassung der Stromtragfähigkeit des Dachladestromabnehmers nach Vergrößerung des Zuleitungsquerschnitts auf 95 mm<sup>2</sup> auch die Kontakte optimiert. Dabei wurden die Kontakte direkt an die Kabel angebunden und somit auf einen Einsatz von Kontaktlamellen verzichtet. Weiterhin wurde ebenso auf eine Kapselfelung des Gehäuses verzichtet und eine Kontakttheizung im Sinne einer besseren Verfügbarkeit vorgesehen. Das Kontaktfett wurde zugunsten einer Lösung mit einer Buchse ersetzt. Zur Bestimmung der Stromtragfähigkeit bei angepasster Anbindung des Leistungskabels (95 mm<sup>2</sup>) wurde ein Stromtest am optimierten Kontaktelement (erste Entwicklungsstufe) vorgenommen. Die Temperaturentwicklung bei 800 A Dauerbelastung



am optimierten Kontaktelement (erste Entwicklungsstufe) mit neuem Leistungskabel 1x95 mm<sup>2</sup> war trotz der Verbesserungen nicht zufriedenstellend. (vgl. Abbildung 4.9)

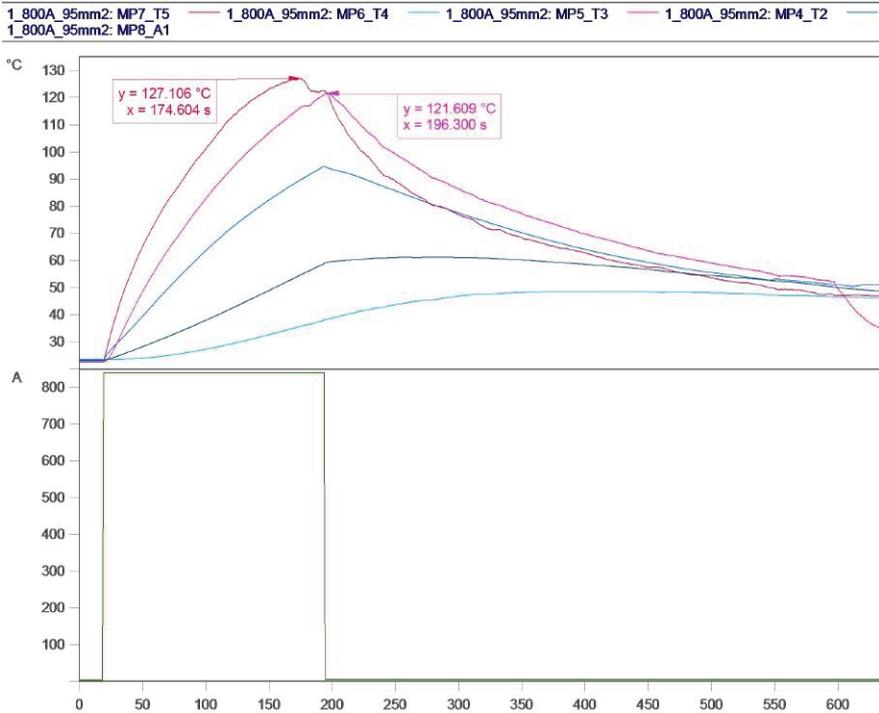


**Abbildung 4.8: Anschluss Kontakt erste Entwicklungsstufe**

Bereits nach 3 min befand sich die gemessene Temperatur im Grenzbereich (größer 140 °C). Kritisch war die Temperaturentwicklung insbesondere an der Kabelvercrimpung. Weitere Optimierungen zur Steigerung der Stromtragfähigkeit der Kontaktelemente waren demnach anzustreben.

Um die Verbesserungen im Bereich der Verfügbarkeit betrachten zu können, wurden Klimatests durchgeführt. Dabei wurde gezeigt, dass die Integration einer Heizanwendung für extreme Winterbedingungen (-30 °C) notwendig war. Ein Zyklustest in Staubumgebung verdeutlichte den Vorteil von schmierstofffreien Kontaktelementen. Hierbei erweis sich eine offene, nicht abgedichtete Einhausung als besonders vorteilhaft. Weitere Maßnahmen zur Steigerung der Verfügbarkeit (bei widrigen Umgebungseinflüssen) waren Ziel der nächsten Entwicklungsstufe.

Bei der Betrachtung der Kontaktierung unter Verwendung größerer Kabelquerschnitte und dem damit verbundenen höheren Gewicht, welches die Antriebsfeder des Pantographen zu bewältigen hatte, wurde ersichtlich, dass diese Kontaktierung insbesondere bei Extrempositionen nicht zuverlässig gegeben war. Um dies zu gewährleisten wurden innerhalb der Neukonstruktion des Kontaktkopfes die Hälfte des Gewichts des Kontaktkopfes eingespart. Diese Maßnahme trug zur Steigerung der Verfügbarkeit unter besonderer Berücksichtigung der Kontaktierung in Extrempositionen bei.



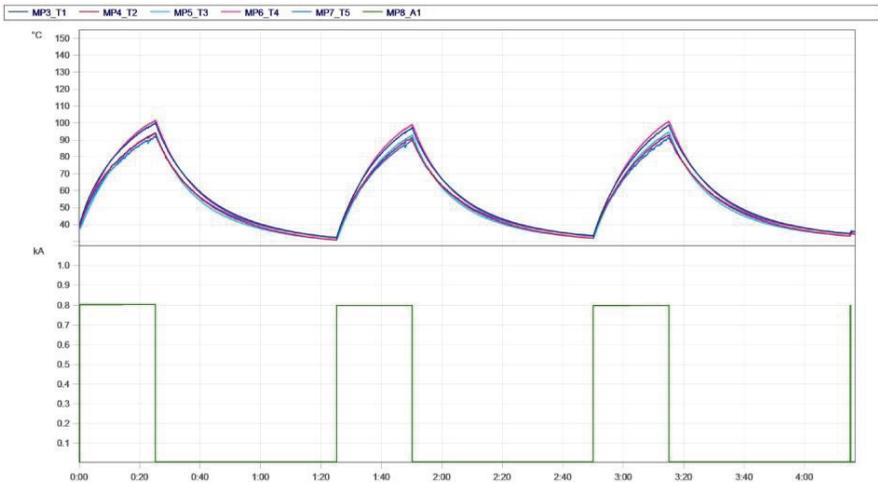
**Abbildung 4.9:** Gemessene Temperaturentwicklung für die erste Entwicklungsstufe bei einer Belastung mit 800 A

Im nächsten Entwicklungsschritt wurde mit Hilfe einer offenen Kontaktstelle die Reduktion der Erwärmung an den kritischen Stellen erreicht. Die Temperaturentwicklung bei 800 A blieb nach einer 25-minütigen Belastung am optimierten Kontaktelement (zweite Entwicklungsstufe) im akzeptierten Temperaturbereich von kleiner als 140 °C. Zur Verbesserung der Stromtragfähigkeit wurde ein Drehfederkontakt erprobt und das Grundkonzept als potentieller Lösungsansatz akzeptiert.

Weiterhin wurde eine Heizung am Drehpunkt integriert. Da bei dieser Lösung eine unregelmäßige Heizpatrone verwendet wurde, bestand die Gefahr der Überhitzung an den Kontakten. Dementsprechend war an dieser Stelle eine Weiterentwicklung im dritten Schritt notwendig, auch wenn dem System durch die im zweiten Entwicklungsschritt integrierte Lösung eine höhere Verfügbarkeit unterstellt werden konnte. Ebenso trägt die Kabelanbindung (mit Kabelschuh direkt an Kontakt) zur besseren Verfügbarkeit bei, da diese Lösung im Sinne von Flexibilität und Gewicht eine Verbesserung bedeutete.



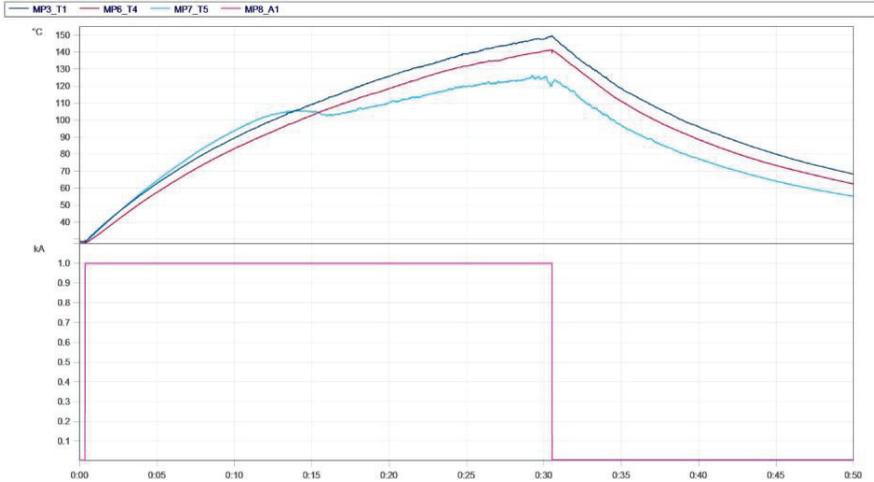
Für den nächsten Entwicklungsschritt wurde eine Temperatur von 120 °C als neue Grenztemperatur für die Kontakte festgelegt. Die Notwendigkeit dafür ergab sich aus den laufenden Prozessen im zuständigen Normgremium, wo zu dieser Zeit diese Grenzwerte diskutiert wurden. In der dritten Entwicklungsstufe wurde eine Temperaturentwicklung bei drei Zyklen mit einer Belastung von jeweils 800 A und einer Ladedauer von 25 min sowie anschließender Abkühlphase von 60 min am optimierten Kontaktelement von weniger als 120 °C erreicht.



**Abbildung 4.10: Gemessene Temperaturentwicklung bei drei Zyklen mit 800 A; 25 min Laden und 60 min Abkühlen am optimierten Kontaktelement**

Neben diesen drei Zyklen bei 800 A wurde der Dachladestromabnehmer einer Belastung mit 1000 A über 30 Minuten ausgesetzt. Dabei wurden Maximaltemperaturen von ungefähr 150 °C erreicht (vgl. Abbildung 4.11).

Die DC-Kabelanbindung wurde zur Erhöhung der Verfügbarkeit durch ein Flachbandkabel vom Kontakt entkoppelt. Eine verwendete selbstregulierende Heizpatrone wies eine zu geringe Heizleistung im vorhandenen Bauraum auf, deshalb war eine Optimierung der Heizleistung im nächsten Entwicklungsschritt notwendig. Darüber hinaus stellten sich die Fertigung sowie Montage der Komponenten als sehr aufwändig und kostenintensiv dar. Deshalb wurde für die nächste Entwicklungsstufe auch in diesem Punkt eine Optimierung hinsichtlich des Fertigungsaufwandes und eines montagefreundlichen Designs notwendig.



**Abbildung 4.11: Temperaturentwicklung bei Dauerbelastung mit 1000 A für 30 min**

Für den vierten Entwicklungsschritt wurde eine Reduktion der Kontaktfläche vorgenommen. Durch den daraus resultierenden kleineren Übergangswiderstand konnte die Stromtragfähigkeit erwartungsgemäß gesteigert werden.

Durch die entkoppelte Anbindung des PE-Kabels konnte der Einfluss der Kabelsteifigkeit in Bezug auf die Kontakte verringert werden. Zur Verbesserung der Kommunikation wurden die Oberflächen am CP- und PE-Kontakt versilbert. Außerdem konnte die Heizleistung verbessert werden. Durch ein fertigungs- und montagegerechtes Design wurde eine Kostenreduktion bei Herstellung und Montage erreicht.

Kontakt Elemente als auch Gesamtsystem wurden umfangreich mechanisch erprobt. Die Prüfung der Stromtragfähigkeit erfolgte im Rahmen der Testreihen, welche von den Bearbeitern des Forschungszentrums Energiespeichertechnologien im Batterie- und Sensoriktestzentrum der TU Clausthal durchgeführt wurden. Finalen mechanische als auch elektrische Optimierungen wurden im Rahmen von Arbeitspaket 4.6 (vgl. Abschnitt 4.6) identifiziert und im Zuge der Arbeiten im Arbeitspaket 4.7 (vgl. Abschnitt 4.7) umgesetzt.

Parallel zur Entwicklung des SLS 102 wurde ein Konzept mit dem invertierter Ladestromabnehmer SLS 201 entwickelt und geprüft. (vgl. Abbildung 4.12) Auch bei diesem Ansatz war die Idee die Ausgangssituation durch eine Weiterentwicklung einzelner Komponenten auf die Anwendung anzupassen. Zuerst wurde die Möglichkeit der Verwendung mit einem Belastungstest geprüft. Problematisch war hierbei allerdings, dass die vorhandenen Kabel mit einem Querschnitt von 50 mm<sup>2</sup> verwendet werden mussten. Bei größeren Querschnitten wäre eine völlige Neuentwicklung notwendig gewesen, da Steifigkeit und



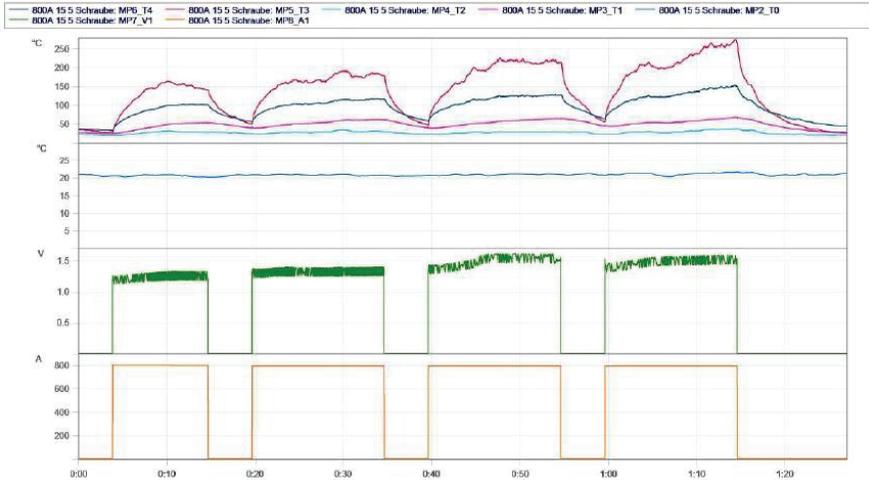
Gewicht dickerer Zuführungen den Einsatz dieses invertierten Ladestromabnehmers unmöglich gemacht hätten.



**Abbildung 4.12: Invertierter Ladestromabnehmer SLS 201 im Testfeld**

Die Stromtragfähigkeit für die verwendeten Leistungskabel mit einem Querschnitt von  $50 \text{ mm}^2$  ist laut Datenblatt (vgl. Abbildung 4.6) zu gering für eine Dauerbelastung mit mehr als 500 A. Deshalb wurde bei den durchgeführten Versuchen eine Belastung des Systems mit 800 A für jeweils 15 Minuten gewählt, um die Temperaturentwicklung überprüfen zu können.

Schon während der ersten Belastungsphase wurde die festgelegte Maximaltemperatur von  $140 \text{ }^\circ\text{C}$  deutlich überschritten. Im vierten Belastungszyklus wurde die äußerst kritische Temperatur von  $250 \text{ }^\circ\text{C}$  erreicht. (vgl. Abbildung 4.13) Damit lässt sich für die Stromtragfähigkeit festhalten, dass die Stromtragfähigkeit für diese Lösung aufgrund der unzureichend dimensionierten Leistungskabel nicht erreicht werden konnte. Größere Querschnitte konnten aufgrund des Gesamtkonzeptes nicht verwendet werden. Somit musste im zweiten Entwicklungsschritt ein Alternativkonzept entwickelt werden, welches zu keiner Neukonstruktion aber zu einer technisch vertretbaren Lösung führte. Eine komplette Neuentwicklung wäre aufgrund der Tatsache, dass es ein zweites Konzept gibt, nicht sinnvoll und durch den vorgegebenen Projektumfang nicht möglich gewesen.



**Abbildung 4.13: Temperaturentwicklung für invertierten Ladestromabnehmer bei 15-minütiger Belastung mit 800 A**

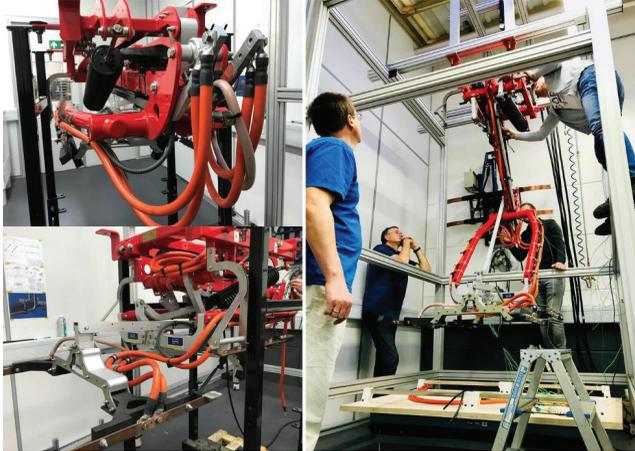
Für ein Alternativkonzept wurde eine Lösung, bei der eine starre Aluminium-Stromschiene zum Einsatz kam, entwickelt. Somit konnte die Gewichtsgrenze für das Antriebskonzept des Ladestromabnehmers rechnerisch eingehalten werden. Zur Erprobung dieses angepassten Systems wurden weitere Tests durchgeführt. Diese hatten zum Ziel, dass der Einfluss der neuen HV-Leiter auf das Antriebskonzept und die Temperaturentwicklung abgeschätzt werden konnte. Die Ergebnisse wurden als durchaus vielversprechend bewertet. Die Temperaturentwicklung ließ eine Belastung mit 1000 A für 10 min zu. Es wurden keine kritischen Temperaturen während dieser Tests erreicht. Jedoch konnte an der Kontaktstelle (Übergang Kupfer/ Aluminium) ein Hotspot identifiziert werden. Zur weiteren Verbesserung wurde dieser tiefgehend untersucht. Eine Folge war die Betrachtung der Stromtragfähigkeit bei einer angepassten Kontaktschnittstelle. Dabei wurde eine 4-Pol Ausführung konzipiert und umgesetzt.



**Abbildung 4.14: Konzept Gegenschchnittstelle invertierter Ladestromabnehmer in 2-poliger und 4-poliger Ausführung**



Die neue fahrzeugseitige Gegenschchnittstelle für den invertierten Ladestromabnehmer – auch High Power Charging-Rails (HPC-Rails) genannt – ist so ausgelegt, dass anstelle einer HV-Leitung pro Leistungsschiene zwei 95 mm<sup>2</sup> angeschlossen werden können. Diese können an nahezu jeder beliebigen Stelle der Schiene befestigt werden. Ist die Hochstromübertragung nicht erwünscht, kann flexibel auch lediglich ein HV-Kabel angeschlossen werden. (vgl. Abbildung 4.15)



**Abbildung 4.15:** Testaufbau für invertierten Ladestromabnehmer in der zweiten Entwicklungsstufe

Die HPC-Rails waren im Vergleich zu den vorherigen Kontaktschienen in der Höhe reduziert und wurden mit einem verbesserten Heizsystem ausgestattet, welches die Wahrscheinlichkeit einer Vereisung reduzierte. Diese kontaktierende Oberfläche der Schiene ist durchgängig geschlossen und beinhaltet keine Verbindungselemente, die im ungünstigsten Fall zu relativ kleinen Lichtbögen führen könnten. Das war bei der ersten Variante durchaus möglich, wenn die Kontaktschiene des invertierten Stromabnehmers direkt auf den Schraubenkopf auftraf, der sich in der Mitte der Schiene befindet. Mithilfe dieser Schraube wurde bei der vorherigen Lösung das HV-Leistungskabel an der Unterseite der Schiene befestigt. Im ungünstigsten Fall konnte die Kontaktierung direkt auf der Schraube erfolgen. Dadurch konnten Lichtbögen verursacht werden, die das System beschädigen könnten. Bei dem neuen Design der Schiene wurde dieser Sachverhalt berücksichtigt und abgestellt. Dadurch wurden eine optimierte Stromübertragung und eine sichere Hochstromübertragung ermöglicht.

Die Hochstromübertragungstests haben ergeben, dass das Übertragen von bis zu 1000 A in Verbindung mit dem invertierten Ladestromabnehmer zu keinen Problemen führt. Auch die Temperaturentwicklung ist im Vergleich zu den vorherigen Schienen geringer (vgl. Abbildung 4.16).

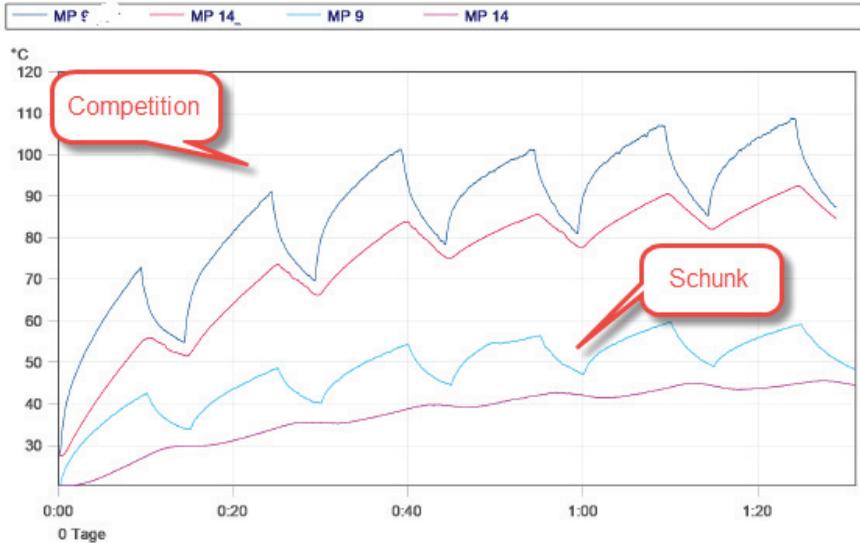


Abbildung 4.16: Vergleich der Temperaturentwicklung Competition (erste Entwicklungsstufe) und Schunk (zweite Entwicklungsstufe) für eine 10-minütige Strombelastung mit anschließender 5-minütigen Pause

### Standardisierung des Kontaktierungsprozesses

Die Schunk Transit Systems GmbH ist aktiv in diversen Normengremien involviert und arbeitet an Standardisierungen für das Laden von Elektrobussen. Dabei wird auch die Abstimmung der Schnittstellen zwischen der Ladeinfrastruktur und dem Bus standardisiert. So ist beispielsweise in der DIN EN 61851-23-1 das 4-Pol-System definiert, welches sowohl bei dem dachmontierten als auch dem invertierten Ladestromabnehmer Verwendung findet. Das 4-Pol-System umfasst zwei HV-Leitungen, die Erdung (PE) und den Control Pilot (CP). Des Weiteren wird bei den während der Projektlaufzeit entwickelten Stromabnehmern die festgelegte Kontaktierungsreihenfolge eingehalten. Zuerst wird der PE-Kontakt sichergestellt. Dem PE-Kontakt folgen die beiden HV-Kontakte und erst zum Schluss wird der CP kontaktiert. Erst wenn die Kommunikation, die über CP und PE erfolgt, sichergestellt ist, wird mit der Stromübertragung begonnen. In der oben genannten Norm sind auch Spannungsbereiche bis 1000 V DC definiert. Die Kommunikation ist in der ISO 15118-3 für die PLC-Variante und in der ISO 15118-8 für eine kabellose WiFi-Variante festgelegt. Da diese Variante noch über die Projektlaufzeit hinaus weiterentwickelt wird, wurden im Rahmen des Projektes keine weiteren Tests zur Leistungsfähigkeit durchgeführt.



## AKASOL AG

Die Kommunikation zwischen Prüfstand und Batterie erfolgt per CAN-Bus. Der Steuerrechner kommuniziert über den Vehicle CAN mit der zentralen Kopfeinheit der Batterie, dem Multi String Manager (MSM). Die Kommunikation zwischen dem MSM und den einzelnen Batterien erfolgt wiederum über den Public CAN. Das System ist modular aufgebaut und skalierbar, dies ist in Abbildung 4.17 für ein System mit drei Batterien dargestellt.

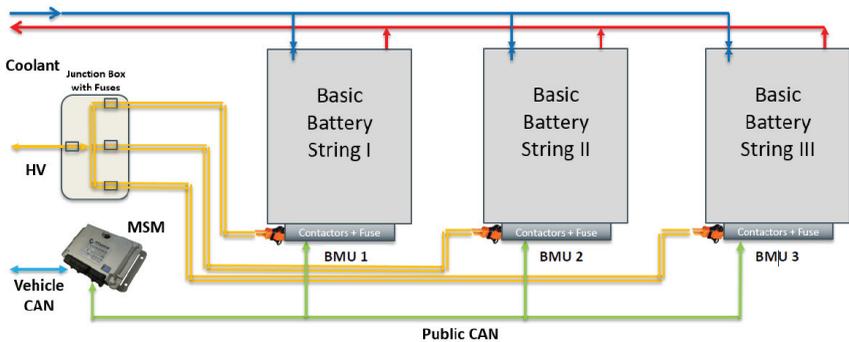


Abbildung 4.17: Exemplarische Systemstruktur mit drei Batterieträgern

Das faseroptische Messsystem wird in das übergeordnete Fahrzeugsteuergerät integriert, wodurch Anpassungen an den jeweiligen Steuergeräten der optischen Sensorik und der Batteriesteereinheit unabhängig voneinander vorgenommen werden können. Dieses System wurde im Jahr 2020 in Zusammenarbeit mit den Mitarbeitern des Forschungszentrums Energiespeichertechnologien erfolgreich in Betrieb genommen und stand nach der Inbetriebnahme für weitere Untersuchungen (vgl. Abschnitt 5.2) zur Verfügung. Im Betrieb wurden die Daten aus den Sensoriken der BMU und der OCU an den zentralen Steuerrechner des Prüfstandes übermittelt und konnten als Versuchsparameter genutzt werden. Dies schloss die Verwendung dieser Daten für einen sicheren Betrieb des skalierbaren Batteriesystems ein.



### 4.3 Ladetechnik im Hinblick auf mögliche Feldumgebung

#### *Schunk Transit Systems GmbH*

Die Schunk Transit Systems GmbH ist seit Beginn der der Normungsaktivitäten Bestandteil der Normungsgruppe des DKE und bringt sich mit allen Erfahrungen aus abgelaufenen und derzeit aktuell Projekten in diese Aktivitäten mit ein. Innerhalb dieser Gruppe werden folgende Punkte im Hinblick auf das Ladesystem vereinheitlicht:

- Elektrische Anforderungen
  - o Anzahl der Kontakte bzw. Pole
  - o Bemessungsspannung
  - o Bemessungsstrom und maximale Temperaturentwicklung an der Schnittstelle
- Sicherheitsanforderungen
  - o Gemäß IEC 61140
- Mechanische Anforderungen
  - o Notwendige Parktoleranzen
  - o Positionierung des Systems auf dem Fahrzeugdach
- Umgebungsanforderungen
  - o Verschmutzungsgrade hinsichtlich Auslegung von Luft- und Kriechstrecken
  - o Einsatztemperaturen

Durch dieses Mitwirken bleibt die Schunk Transit Systems GmbH immer auf einem aktuellen Stand bei den Standardisierungsaktivitäten und kann selbst Ideen und Anforderungen an ein Ladesystem mitbringen. Darüber hinaus steht die Schunk Transit Systems GmbH in engem Kontakt mit den bedeutendsten europäischen und asiatischen Fahrzeug- und Busherstellern. Durch den Austausch mit Projektpartner und Stakeholdern sowie die Mitarbeit in Gremien und durch Marktrecherche waren die Anforderungen jederzeit auf dem aktuellen Stand. Alle relevanten Informationen wurden in einer Anforderungsliste gesammelt und bei der Optimierung des Kontaktsystems berücksichtigt. Die Anforderungsliste wurde stetig hinsichtlich Aktualität überprüft und bei Bedarf angepasst.

In Bezug auf das Projektvorhaben modulare Hochleistungs-batteriesysteme in Verbindung mit sicherer Schnellladetechnik im Teilvorhaben „Sichere Schnellladetechnik“ waren für die Auslegung des Pantographen und der Ladetechnik im Hinblick auf Feldumgebung die folgenden Anforderungen maßgeblich.

#### **Leistungsangaben (Stromtragfähigkeit)**

Im Markt „Schnellladetechnik“ waren zu Beginn der Projektlaufzeit bereits Ladeleistungen zwischen 300 kW bis 450 kW üblich. Für Folgeprojekte gibt es bereits Anforderungen hinsichtlich 600 kW Leistungsübertragung. Die anhand Entwicklungsschritt 3 und 4



maximale erzielbare Leistungsübertragung bzw. Stromtragfähigkeit wurde im Rahmen von Arbeitspaket 4.6 – Inbetriebnahme und Funktionsprüfung (vgl. Abschnitt 4.6) ermittelt.

### ***Sicherheit und Verfügbarkeit der Kontaktierung***

Angaben zur Kontaktreihenfolge, sowie Ausgleich von Parktoleranzen und zulässige Fahrzeugbewegungen standen und stehen in den Gremien zur Diskussion. Die Schunk Transit Systems GmbH hatte zur Auslegung der Ladetechnik auf die Feldumgebung bereits Labor- und Felduntersuchungen anhand der einzelnen Entwicklungsschritte unternommen. Die folgenden Abbildungen veranschaulichen die Feldversuche hinsichtlich Sicherheit und Verfügbarkeit der Kontaktierung in extremen Parksituationen und bei Fahrzeugbewegungen.



**Abbildung 4.18:** Versuche zur Kontaktierung (Kontaktkopf und Haube) in einer Feldversuchsumgebung

Damit war die verwendete Anforderungsliste stets auf dem aktuellen Stand der Technik. Aus dem Beitrag im Standardisierungsgremium lag eine erste vorläufige PreNorm für automatisierte Ladetechnik (prEN50696), die während der Entwicklung in der Projektlaufzeit als Maßstab verwendet wurde, vor. Im Rahmen des Projektes war kein weiterer Austausch mit Projektpartner/ Stakeholdern/ Gremien nötig.



#### **4.4 Fertigung Pantograph**

*Schunk Transit Systems GmbH*

Zu den jeweiligen Entwicklungsschritten (vgl. Abschnitt 4.1) wurden bereits entsprechende Funktionsmuster/ Prototypen angefertigt und diese hinsichtlich Stromtragfähigkeit erprobt. Die Fertigung und Montage des Prototyp Dachladestromabnehmer (3. Entwicklungsschritt) erfolgte im ersten Quartal 2018. Der Prototyp Dachladestromabnehmer (3. Entwicklungsschritt) und die entsprechende Gegenschnittstelle (Kontakthaube) wurde im März 2018 an das Forschungszentrum Energiespeichertechnologien geliefert. Erstmontage und Funktionsprüfung wurden in der zweiten Jahreshälfte 2018 von den Mitarbeitern des EST durchgeführt. Die Wirksamkeit der Anpassungskonstruktion wurde mit entsprechenden internen Tests (bei der Schunk Transit Systems GmbH) im Rahmen des Arbeitspaketes 4.2 – Abstimmung der Schnittstelle (vgl. Abschnitt 4.2) sichergestellt.



#### 4.5 Installation des Gesamtsystems in der Laborumgebung

*Forschungszentrum Energiespeichertechnologien und Schunk Transit Systems GmbH*

Das zentrale Projektziel war der Aufbau eines Demonstrator-Systems bestehend aus modularem Batterieaufbau und der Ladeinfrastruktur. Zu dieser Infrastruktur gehören neben der Haube, der Dachladestromabnehmer und das Ladegerät. Das modulare Batteriesystem besteht aus zwei Batterietrögen mit einem Energieinhalt von je 30,6 kWh (vgl. Abbildung 1.32) und einer Flüssigkeitskühlung für diese. Von der Umsetzung dieses Demonstrator-Systems war das Erreichen vieler anderer Ziele abhängig. Das Gestell für den Dachladestromabnehmer und die Haube wurde von den Mitarbeitern des EST konzipiert, konstruiert und nach Lieferung der Teile aufgebaut. Die Steuerung für den Dachladestromabnehmer wurde von Bearbeitern der Schunk Transit Systems GmbH geplant und umgesetzt. Ein geeignetes Kühlsystem wurde durch die Bearbeiter seitens des Forschungszentrums Energiespeichertechnologien beschafft und an die Laborumgebung angepasst. Die Batterietröge wurden von der AKASOL AG geliefert, wobei die Inbetriebnahme der Steuerungsbox im EST in Zusammenarbeit umgesetzt wurde.

Nachdem alle entsprechenden Teile (Gestell) und Teilsysteme (Batteriesysteme und Pantograph) geliefert wurden, wurde die Prüfumgebung sukzessive aufgebaut. Die gesamte Konstruktion für die Hochstromtests ist der Abbildung 4.19 zu entnehmen. Im Anschluss wurden über die Restlaufzeit des Projektes sowohl die Inhalte der durchzuführenden Testreihen, als auch Verbesserungen und Anpassungen der Konstruktion des Prüfstandsbaus diskutiert und geplant. Die Anpassungen betrafen vor allem die Anschlüsse innerhalb der Anschlussbox des Pantographen an die Verbraucher (Widerstände oder Batteriesystem). Weiterhin wurde die Konstruktion des Gestells für Dachabnehmer und Haube überarbeitet.

**Tabelle 15: Belastungsgrenzen Prüfumgebung für Versuche mit Ladeinfrastruktur**

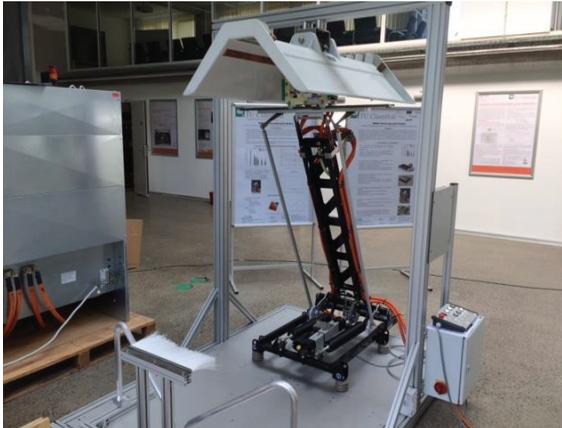
Stromstärke	Prüfspannung	Begrenzungen
700 A	450 V	keine zeitliche Begrenzung
800 A	512 V	keine zeitliche Begrenzung
900 A	576 V	keine zeitliche Begrenzung
1000 A	640 V	100 s Ladung, 200 s Pause
1200 A	770 V	70 s Ladung, 230 s Pause

Die Hochstromtests des Pantographen wurden an Widerständen durchgeführt, da diese höhere Stromraten als das Batteriesystem zulassen und die Tests somit davon entkoppelt werden konnten. Diese Tests dienen der Bestimmung der Stromtragfähigkeit und Temperaturstabilität der Kontakte und der fortwährenden Optimierung des



Pantographen. In Tabelle 15 sind die Möglichkeiten, welche die für das Projekt entwickelte Prüfumgebung zulässt, dargestellt.

Des Weiteren waren aufgrund der hohen zu übertragenden Leistungen auch Fragen der Sicherheit von Interesse. So muss zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein, dass der Pantograph nur stromlos dekontaktiert wird, um keine Komplikationen zu verursachen. Hierfür wurde eine Sicherheits- bzw. Pilotkontaktschleife konzipiert und in das System integriert, um ungewolltes Abschalten zu verhindern.



**Abbildung 4.19: Gesamtsystem im Batterietestzentrum**

Erste interne Tests am Ladestromabnehmer wurden bereits in der Testumgebung der Schunk Transit Systems GmbH durchgeführt. Dazu gehörten Tests am Kontaktsystem und der Antriebseinheit, sowie die Erprobung der Kabelanbindung. Die genannten Tests wurden bereits in den frühen Konzeptionsphasen in Verbindung mit einem bestehenden Pantographen durchgeführt. Der in Abschnitt 4.4 genannte Prototyp wurde im Laufe des Förderprojekts hinsichtlich Stromtragfähigkeit und Verfügbarkeit umfangreich getestet.

Im nächsten Schritt wurde die elektrische Anbindung/ Schnittstelle zum Ladegerät definiert und die Inbetriebnahme und Funktionsprüfung mittels Leistungswiderstand durchzuführen. Nach der positiv verlaufenen Funktionsprüfung im Rahmen von Arbeitspaket 4.2 und Arbeitspaket 4.6 (vgl. Abschnitte 4.2 und 4.6) wurde eine Umrüstung des Kontaktsystems vom 3. Entwicklungsschritt zum 4. Entwicklungsschritt des Prototyps Dachladestromabnehmer für den Prüfstand im Forschungszentrum Energiespeichertechnologien mit den dortigen Mitarbeitern besprochen. Somit waren vergleichende Versuche in der Testumgebung möglich. Eine weiterführende Funktionsprüfung des Kontaktierungsvorgangs wurde erfolgreich durchgeführt. Die Umrüstung des Demonstrators auf den letzten Entwicklungsschritt wurde im 1. Quartal 2019 durchgeführt.



## 4.6 Inbetriebnahme und Funktionsprüfung

### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

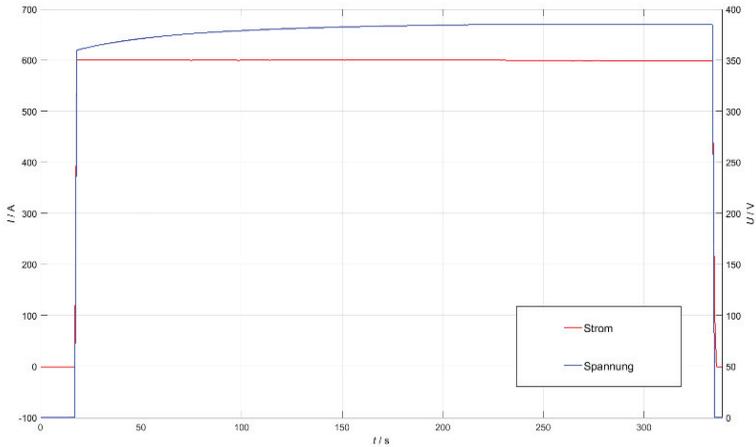
Zur Inbetriebnahme wurden mittels des aufgebauten Demonstrator-Systems Strombelastungstests mit 600 A durchgeführt. Für die Untersuchungen der Stromtragfähigkeit des Ladesystems sind die Temperaturen am Kontaktkopf elementar. Durch die Aufzeichnung der Temperaturen während der Belastungs- und Pausenzeiten war es möglich, die Anforderungen an die Stromtragfähigkeit des Ladesystems zu überprüfen. Dazu wurde die Temperatur während der gesamten Betriebsdauer betrachtet. In der nachfolgenden Abbildung sind die Pole am Kontaktkopf im Wärmebild deutlich zu erkennen. Diese Aufnahme bildet die Situation kurz vorm Abschalten des Systems nach 300 s mit einer Belastung von 600 A ab. Der Hotspot ist gekennzeichnet (HS1) und die Temperatur an dieser Stelle betrug 66,9 °C. (vgl. Abbildung 4.20)



**Abbildung 4.20: Kontaktkopf (links) und Wärmebild des Kontaktkopfes nach 300 s Belastung mit 600 A (rechts)**

Nach Ermittlung der Hotspots während der Vorversuche wurde in Zusammenarbeit mit der Schunk Transit Systems GmbH eine Auswahl der Temperaturmessstellen getroffen und am System umgesetzt. (vgl. Abbildung 4.22) Aus diesen Tests wurden im Anschluss Zyklen-, Lade- und Abkühlphasen definiert.

In Abbildung 4.21 sind die Verläufe von Strom und Spannung während einer Belastung mit einer Dauer von 300 s und einer konstanten Stromstärke dargestellt. Bei einem Strom von 600 A stellt sich aufgrund der Verschaltung der Widerstände die abgebildete Spannung ein. Die übertragene Leistung betrug dabei zwischen 210 bis 240 kW. Während der Projektlaufzeit wurde die Leistungsfähigkeit des Demonstrator-Systems durch verschiedene Maßnahmen erhöht. Dabei wurde eine Ladeleistung von bis zu 600 kW erreicht. Diese Erhöhung war vor allem durch die ständig steigende Anforderung an die Leistungsfähigkeit solcher Systeme während der Projektlaufzeit begründet.



**Abbildung 4.21: Gemessene Strom- und Spannungsverläufe für einen Test über 300 Sekunden**

In der Mitte der Projektlaufzeit wurden am vorher beschriebenen System erste Langzeittests durchgeführt. Ziel dieser Versuche war der Nachweis der Wiederholbarkeit der Versuche unter gleichbleibenden Bedingungen.

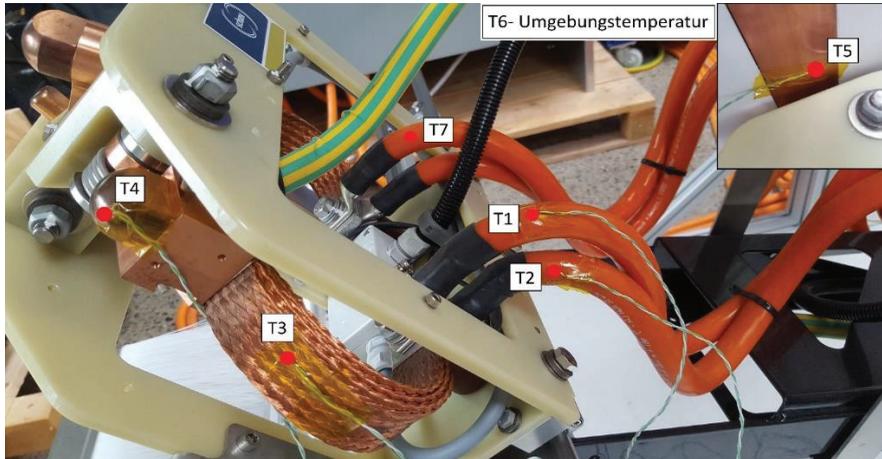
**Tabelle 16: Einzelne Testspezifikationen der Versuche**

Strom in A	Dauer Belastung in min	Dauer Abkühlphase in min
370	45	45
500	15	45
900	10	45

Hierzu wurden für eine erste Testreihe, basierend auf den Anforderungen des Projektpartners Schunk Transit Systems GmbH, an beiden Kontaktköpfen die in Tabelle 16 dargestellten Versuchsprofile durchgeführt und die Ergebnisse der Firma Schunk zur Auswertung weitergegeben. Die Ergebnisse einer relevanten zweiten Testreihe sind im weiteren Verlauf genauer erläutert. Während der Durchführung wurden Temperaturen an signifikanten Punkten des Pantographen gemessen und für die beiden Varianten der Kontaktköpfe verglichen. Die Aufzeichnung und Auswertung der am Pantographen entstehenden Temperaturen erfolgte über sieben Temperatursensoren an Kontaktstellen, Verbinder und Haube. (vgl. Abbildung 4.22) Auf Basis dieser Daten wurden Belastungsprofile für die Langzeitversuche erstellt und diese in einer zweiten Testreihe am EST durchgeführt.



Im letzten Projektjahr wurde das Gesamtsystem auf die Tests mit dem von der AKASOL AG gelieferten modularen Batteriesystem vorbereitet. Zur Kühlung des Gesamtsystems wurde am EST eine entsprechende Infrastruktur beschafft und installiert. Diese musste in der Lage sein das aus insgesamt zwei parallelen Strängen mit je 15 Batteriemodulen aufgebaute Batteriesystem gemäß den Voruntersuchungen (vgl. Abschnitte 3.2 und 3.3) zu temperieren.



**Abbildung 4.22: Temperaturmessstellen am Kontaktkopf Version 4 (Entwicklungsstufe 4)**

Die von der AKASOL AG gefertigten Teilsysteme verfügen jeweils über einen Kühlmitteleinlass und -auslass, wobei diese ebenfalls parallel zu durchströmen sind. Hierfür wurde ein Kühlaggregat beschafft, welches eine Regelung der Vorlauftemperatur und des Pumpendrucks zulässt. Eine elektrische Verbindung der beiden Batterietröge erfolgte über eine sogenannte Junktion-Box. Durch diese werden die beiden Batterietröge parallelisiert. Darüber hinaus verfügt diese über zusätzliche Sicherheitseinrichtungen und ermöglicht den Anschluss des Pantographen und des Leistungsprüfstands.

Die Zuschaltung des Batteriesystems sowie das Aufzeichnen der Daten des Batteriemagementsystems erfolgte via CAN-Kommunikation. Hierzu wurde eine CAN-Verbindung vom Prüfstand zur Multi Control Unit (MCU) des Batteriesystems realisiert. Die MCU ermöglicht die Verschaltung und Steuerung von bis zu sieben Teilsystemen und ist zusätzlich für die Überwachung der Betriebsgrenzen zuständig. Im Anschluss an die Inbetriebnahme des Batteriesystems erfolgten die ersten Leistungstests, zunächst mit dem üblichen CCCV-Ladeverfahren. Darauf aufbauend wurden Ladungen mittels Pulsadeverfahren und die auf den Anforderungen aus der Anwendung basierenden Teilladungen des



Gesamtsystems durchgeführt. Die Verläufe von Strom und Spannung der Batterie während dieser Tests sind in Abschnitt 3.3 dargestellt.

### *Schunk Transit Systems GmbH*

Nach erfolgreicher Installation und ersten Versuchen nach den Spezifikationen aus Tabelle 16 erfolgte ab dem zweiten Quartal 2019 die Erprobung der Stromtragfähigkeit des Dachstromabnehmers im EST. Ziel der Versuche war es, die Erwärmungen der Stromabnehmerköpfe der Entwicklungsstufen 3 und 4 aufzunehmen und eine Aussage über die Stromtragfähigkeit der unterschiedlichen Versionen treffen zu können. Das Testobjekt, ein Dachstromabnehmer 102, wurde erst mit dem Stromabnehmerkopf Stufe 3 und im Anschluss mit dem Kopf Variante 4 bestückt und in die Haube gefahren.

Nachfolgend sind die Auswertungen einer Auswahl einzelner Tests zur Stromtragfähigkeit mit verschiedenen Entwicklungsschritten des Dachladestromabnehmers dargestellt. Beginnend mit einer ersten Testserie, von der die anspruchsvollsten Profile abgebildet werden, sind im Anschluss die Ergebnisse der finalen Testserie zur Stromtragfähigkeit des Dachstromabnehmers abgebildet.

### ***Erste Testreihe zur Überprüfung der Gesamtkonfiguration***

Die Testabläufe waren dabei fast identisch. Zunächst wurde eine Stromstärke von 370 A für 45 Minuten übertragen, anschließend ist der Strom für 45 Minuten ausgeschaltet. Beim zweiten Durchlauf erfolgte eine Übertragung einer Stromstärke von 500 A für 15 Minuten mit anschließender 45-minütiger Ruhephase. Zuletzt wurden 900 A für die Dauer von 10 Minuten übertragen. Dieser Belastung schließt sich ebenfalls eine 45-minütige Ruhephase an. Zusätzlich wurde die Variante 3 solange mit 900 A bestromt, bis sich eine Temperatur von 120 °C eingestellt hat.

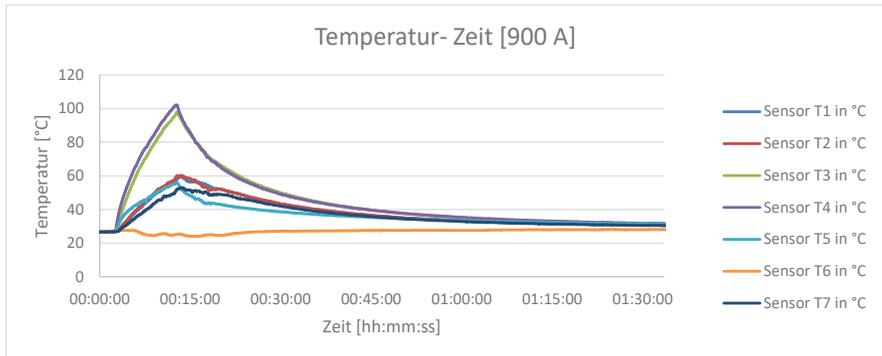
Bei diesem Testformat wurden jeweils sieben Temperatursensoren angebracht. Die Temperatursensoren T1, T2 und T7 wurden an den Leistungskabeln, T3 am Flachbandkabel, T4 am Leistungskontakt und T5 an der Stromschiene der Kontakthaube befestigt. Der Temperatursensor T6 hat dabei die Umgebungstemperatur erfasst. (vgl. Abbildung 4.22) Da die Tests nicht in einem von der Umgebung abgeschirmten und klimatisierten Raum durchgeführt wurden, konnte die Umgebungstemperatur nicht konstant gehalten werden. Bei den sieben Temperatursensoren handelt es sich um Typ-K-Sensoren. Die Messdaten wurden mit einer Abtastrate von einer Sekunde durch ein Temperaturmessgerät aufgenommen und mittels Excel ausgewertet.

### ***Test Entwicklungsschritt 3, 900 A, 10 Minuten***

In Abbildung 4.23 wird die Aufzeichnung des Tests „900 A mit zehn Minuten Storm an“ für den 3. Entwicklungsschritt dargestellt. Am Messpunkt T4 wurde eine Temperatur von 100,9 °C nach einer Dauer von 13 Minuten gemessen. An diesem Messpunkt ergibt sich



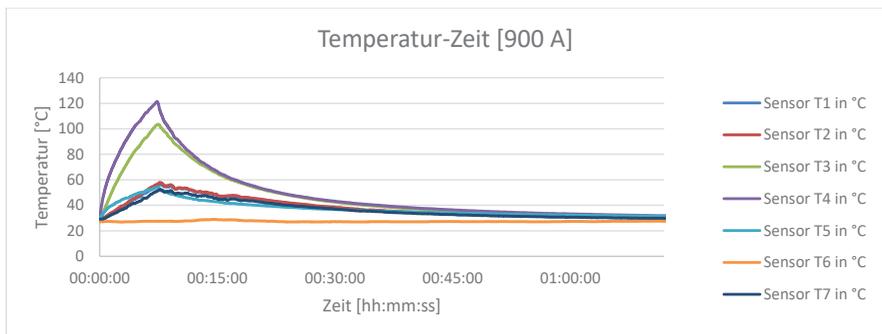
eine Temperaturdifferenz, zur gemessenen Außentemperatur (T6), von 75,6 °C. Alle Kennlinien weisen, wie erwartet, einen hyperbolischen Abfall während der Abkühlungsphase auf.



**Abbildung 4.23: Temperaturentwicklung Test Entwicklungsstufe 3, 900 A, 10 Minuten**

#### Test Entwicklungsschritt 4, 900 A, 10 Minuten

In nachfolgender Abbildung wird die Aufzeichnung des Tests „900 A mit zehn Minuten Storm an“ für die Stufe 4 dargestellt.



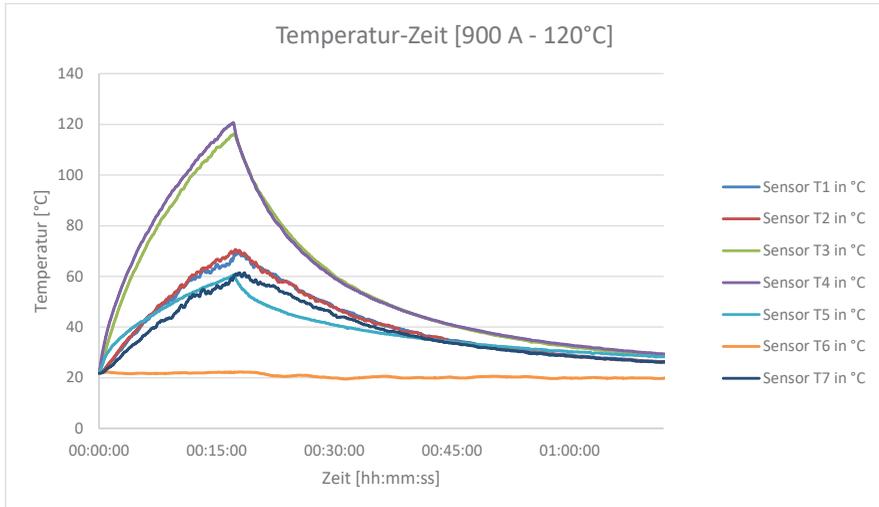
**Abbildung 4.24: Temperaturentwicklung Test Entwicklungsstufe 4, 900 A, 10 Minuten**

An dem Messpunkten T4 wurde eine Temperatur von 121,4 °C nach einer Dauer von 7 Minuten und 20 Sekunden gemessen. Dies hatten den unmittelbaren Abbruch des Versuches zur Folge, da damit das Kriterium der Grenztemperatur verletzt wurde. An diesem Messpunkt ergibt sich eine Temperaturdifferenz, zur gemessenen Außentemperatur (T6), von 93,9 °C. Nach dem Abstellen des Stroms, fallen alle Kennlinien hyperbolisch ab.

#### Test Entwicklungsschritt 3, 900 A, Grenztemperatur 120 °C



In Abbildung 4.25 wird die Aufzeichnung des Tests „900 A-Strom an bis 120 °C“ für die Entwicklungsstufe 3 dargestellt. Die Zieltemperatur von 120 °C wurde nach einer Dauer von fast 17 Minuten am Messpunkt T4 gemessen. Zu diesem Zeitpunkt betrug die Außentemperatur 22,2 °C. Die Temperatur am Messpunkt T3 nähert sich der Temperatur am Messpunkt T4 an. Nach dem Abschalten des Stroms wurde an allen Messpunkten ein hyperbolischer Verlauf aufgezeichnet.



**Abbildung 4.25: Temperaturentwicklung Test Variante 3, 900 A, Grenztemperatur 120 °C**

Nach der Auswertung der ersten Tests am Demonstratorsystem wurde beschlossen, die Tests nach Anpassung als Zyklentests zu wiederholen. Dies wurde in 2020, nach einer Erhöhung der Leistungsfähigkeit des Prüfstandes durchgeführt. Dabei sollen die gesammelten Erfahrungen aus den ersten Testdurchführungen helfen, eine bessere Vergleichbarkeit der Tests zu gewährleisten. Die ersten Tests haben gezeigt, dass das Temperaturverhalten des 3. Entwicklungsschrittes des Kontaktkopfes besser ist als die des 4. Entwicklungsschrittes. Diese Erkenntnis aus dem Test wurde in nachfolgenden Schritten durch die Schunk Transit Systems GmbH genauer untersucht und bewertet. Der Fokus bei der Konstruktion der optimierten 4. Stufe (diese wird im weiteren Verlauf als Variante 5 bezeichnet) lag dabei nicht auf einer weiteren Verbesserung der Stromtragfähigkeit, sondern auf der Montage- sowie Wartungsfreundlichkeit und somit der Kostenoptimierung des Systems. (vgl. Abschnitte 4.1 und 4.2) Die Stromtragfähigkeit der Variante 5 sollte nach den Verbesserungen trotzdem den gestellten Anforderungen entsprechen.

### **Zweite Testreihe zur Überprüfung der Temperaturentwicklung während zyklischer Belastung**



Die Folgetests der zweiten Testreihe sehen im Hinblick auf den möglichen Einsatzzweck einen Zyklustest aus Laden und Abkühlen vor. Dieser Zyklus wurde fünf Mal durchlaufen und gibt Aufschluss zum Wärmeeintrag und dem Temperaturverhalten am Kontakt bei mehreren Ladezyklen.

Für diese finalen Testreihen wurde die Grenztemperatur durch die Abteilung Konstruktion auf 150 °C festgelegt. Durch die Entnahme einer Kunststoffbuchse (vgl. Entwicklungsstufe 3 zu Entwicklungsstufe 4 in Abschnitt 4.1) konnte die Komponenten-Grenztemperatur von 120 °C auf 150 °C erweitert werden. Beide Kopfvarianten der letzten beiden Entwicklungsstufen (hier Variante 4 aus Entwicklungsstufe 3 und Variante 5 aus Entwicklungsstufe 4) durchlaufen acht Temperaturmessungen (vgl. Tabelle 17) bei jeweils unterschiedlicher Stromstärke. Der Verbraucher wurde durch große Widerstände in der Testumgebung der TU Clausthal simuliert. So war eine Leistungsaufnahme von mehr als 600 kW möglich.

**Tabelle 17: Positionsbeschreibung der Temperatursensoren (Richtungsangaben in Fahrrichtung des Busses)**

Nr.	Beschreibung
T1	Kabel 95 mm <sup>2</sup> rechts / P+ (1)
T2	Kabel 95 mm <sup>2</sup> rechts / P+ (2)
T3	Stromband rechts
T4	Kontakt rechts
T5	Stromschiene in der Haube
T6	Umgebungstemperatur
T7	Kabel 95 mm <sup>2</sup> links / P-
T8	Kontakt links

Für die Vergleichbarkeit der Temperaturentwicklungen in den beiden Versionen des Stromabnehmerkopfs, wurden pro Kopf drei Stromtests durchlaufen. Diese unterscheiden sich in der Stromstärke (500 A, 700 A, 900 A) und der jeweiligen Dauer der Belastung. Wenn die Temperatur aller Messpunkte wieder der Umgebungstemperatur mit einer Toleranz von 10 K entspricht, wird die Temperatur als abgekühlt gewertet und der nächste Zyklus kann gestartet werden.

In Tabelle 18 sind alle Einzeltests aufgeführt, welche für die finale Hochstromtestserie durchgeführt wurden. Die Dauer eines solchen Tests erstreckte sich über einen Zeitraum von 5 bis 7 Stunden. Alle Ergebnisse dieser Tests werden im Anschluss abgebildet und diskutiert.



**Tabelle 18: Versuche mit jeweiliger Kontaktkopfvariante, Stromstärke und Dauer der Belastung**

Nr.	Test
1	Kopf V4 – 500 A – 5 Zyklen – je 15 min Bestromung
2	Kopf V4 – 700 A – 5 Zyklen – je 25 min Bestromung
3	Kopf V4 – 900 A – 5 Zyklen – je 12 min Bestromung
4	Kopf V5 – 500 A – 5 Zyklen – je 15 min Bestromung
5	Kopf V5 – 700 A – 5 Zyklen – je 25 min Bestromung
6	Kopf V5 – 900 A – 5 Zyklen – je 12 min Bestromung

Die ersten Testergebnisse aus dem Zyklus- und Vergleichstest zeigten, dass durch die Ladezyklen (gemäß Einsatzzweck, mit Abkühlzeit von etwa 45 min) kein nennenswerter Wärmeeintrag entsteht und somit auch bei mehreren aufeinander folgenden Ladevorgängen die Grenztemperatur von 150 °C eingehalten wird.

#### Versuche Stromhöhe 500 A

Der erste Vergleich wurde bei einer Stromaufnahme von 500 A durchgeführt. Da die Tests der beiden zu testenden Versionen nicht direkt hintereinander abliefen, sondern erst alle Tests einer Version fertig gestellt wurden bevor die zweite montiert wurde, konnte eine Änderung der Umgebungstemperatur (Messpunkt T6) auftreten. Die Differenz dieser Änderung beträgt 9 K von Version 4 auf Version 5 ( $V\ 4 = 12\text{ °C}$ ,  $V\ 5 = 21\text{ °C}$ ). Folglich war die Starttemperatur aller Messpunkte für jeden Zyklus bei den Tests mit der Variante 5 immer ungefähr 5 °C höher als bei Variante 4.

Es ist auffällig, dass bei den Messdaten aus dem Test der Variante 4 die Umgebungstemperatur beim Start der Messung sprunghaft um 8 °C abfällt. Dies lässt sich durch die Anordnung der Baugruppen (Pantograph und Leistungswiderstände) im Testfeld der TU Clausthal erklären. Während der Versuche entstehen an den Widerständen eine große Menge von Abwärme, die durch die Öffnung der Rolltore der Halle nach außen abgeführt werden sollte. Dabei wurde im ersten Test der Variante 4 ein Tor in unmittelbarer Nähe zum Demonstrator geöffnet, was bei späteren Versuchen mit der Version 5 des Kontaktkopfes so nicht erfolgte.

Die Temperaturen der beiden Kabel (Messpunkte T1, T2, T7) und die der Stromschiene (Messpunkt T5) lagen in einem Bereich von 8 K. Im Test der Variante 4 wurde eine Maximaltemperatur von ungefähr 36 °C (+/- 2 °C) und im Test der Version 5 von rund 44 °C (+/- 2 °C) in allen Zyklen gemessen. Der Anstieg zwischen den beiden Test ist ungefähr derselbe, der auch bei der Messung der Umgebungstemperatur auftrat. Die Temperatur des linken Kabels (Messpunkt T7) liegt immer etwas unterhalb (2 °C bis 4 °C) der



anderen beiden gemessenen Kabel. Die Form der Temperaturkurven hat sich bei diesen Bauteilen nur äußerst gering verändert und sich hauptsächlich nach oben verschoben.

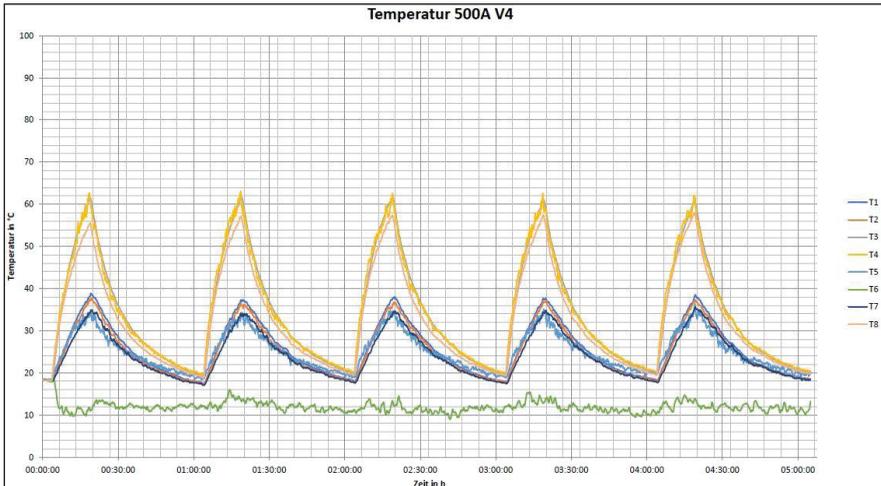


Abbildung 4.26: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 4, 500 A

Die Temperaturen der Kontakte (Messpunkte T4 und T8) und des Strombandes (Messpunkt T3) sind deutlich höher angesiedelt. Diese liegen bei dem Test der Version 4 noch alle in einem Bereich von 6 K bei maximal etwa 62 °C, wobei der linke Kontakt (Messpunkt T8) immer ungefähr 4 °C darunter liegt. (vgl. Abbildung 4.26)

Bei dem Test mit Version 5 fächern sich die drei Werte deutlich weiter auf. So erreicht die Temperatur des rechten Kontaktes in allen Zyklen des Tests einen Maximalwert von 86 °C, während die Temperatur des linken Kontaktes auf 73 °C im ersten Zyklus und auf konstante 80 °C in den letzten Zyklen ansteigt. Der rechte Kontakt liegt bei der Temperatur in fast allen Zyklen immer rund 4 °C höher als der linke Kontakt. Auch das Stromband (Messpunkt T3) weist einen Anstieg auf. Dieser fällt aber geringer aus als bei den beiden Kontakten. (vgl. Abbildung 4.27) War die Temperatur im Test mit der Variante 4 noch bei maximal 62 °C relativ gleichauf mit denen der beiden Kontakten, so stieg diese im Test mit der Variante 5 auf einen Maximalwert von ungefähr 74 °C. Die Abkühlphase beläuft sich bei allen Zyklen beider Tests auf 45 min.

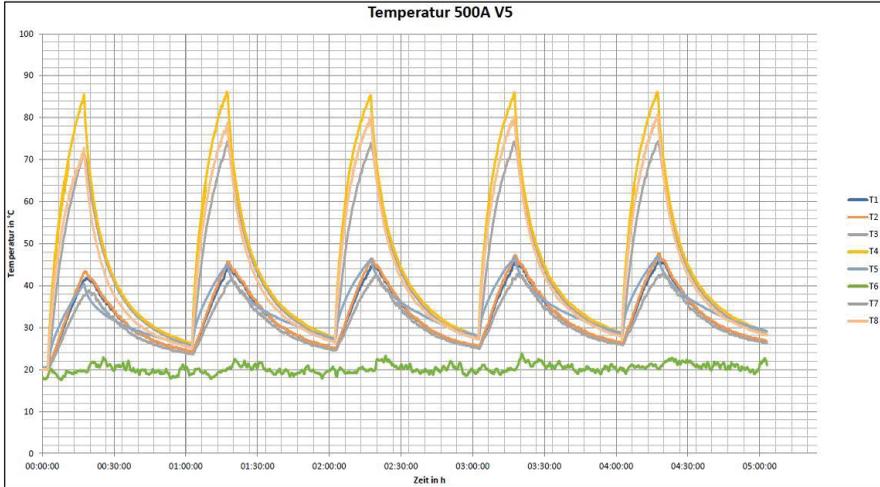
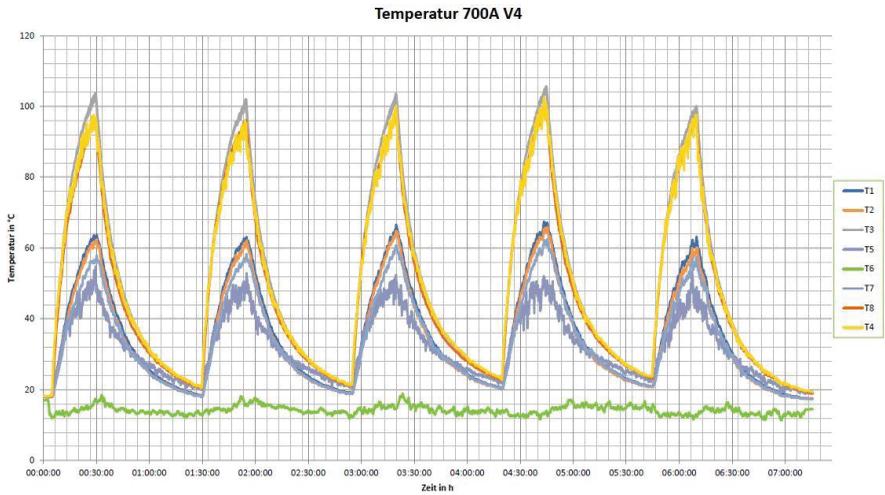


Abbildung 4.27: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 5, 500 A

### Versuche Stromhöhe 700 A

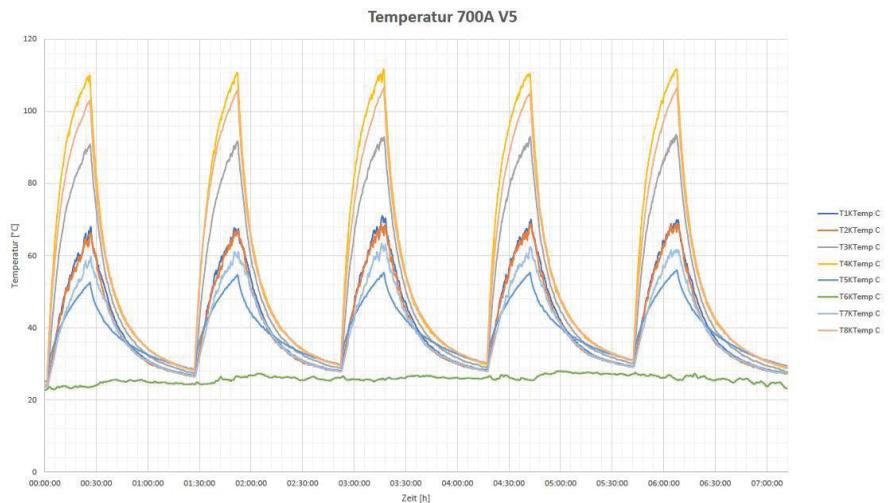
Die nächste Stromstärke, bei der verglichen wurde, betrug 700 A. Auch bei diesem Vergleich gab es, aus den Gründen die oben beschrieben wurden, einen Unterschied zwischen den Umgebungstemperaturen. Dieser Unterschied beträgt ungefähr  $+6\text{ °C}$  von dem Test mit der Version 4 zu dem der Version 5. Die Starttemperatur aller Messpunkte lag für jeden Zyklus daher auch immer um 5 K höher bei dem Test mit der Variante 5.

Die Kabel (Messpunkte T1, T2 und T7) und Stromschiene (Messpunkte T5) liegen wieder deutlich unterhalb der Temperaturen, welche an den Kontakten und dem Stromband gemessen wurden. Deren maximale Temperaturen betragen im Version 4 Test zwischen  $62\text{ bis }63\text{ °C}$  und steigen im Version 5 Test in den ersten beiden Zyklen um rund 2 K und in den folgenden dreien um 3 K an. Die Starttemperatur des Messpunktes T3 liegt beim Test der Version 5 um 2 bis  $4\text{ °C}$  höher als im Test der Version 4. Der Verlauf der Temperaturkurven hat sich bei diesen Bauteilen nur äußerst gering verändert und sich hauptsächlich nach oben verschoben. Die beiden Kontakte (Messpunkte T4 und T8) liegen beim Test der Version 4 in den Bereichen aller Maximalwerte zwischen  $97\text{ °C bis }105\text{ °C}$ . Die Temperatur des rechten Kontaktes war im Test mit der Version 5 ungefähr 12 K höher (bei  $108\text{ °C bis }116\text{ °C}$ ) und die Temperatur des linken Kontakts steigt um 8 K. Das Stromband (Messpunkte T3) hat sich als einziges Bauteil bei dieser Temperaturmessung verbessert.



**Abbildung 4.28: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 4, 700 A**

Von Maximalwerten zwischen 100 °C bis 106 °C sinkt der Temperaturwert auf rund 90 °C im Test der Version 5. (vgl. Abbildung 4.29) Die Abkühlzeit beträgt in allen Zyklen beider Tests jeweils eine Stunde.

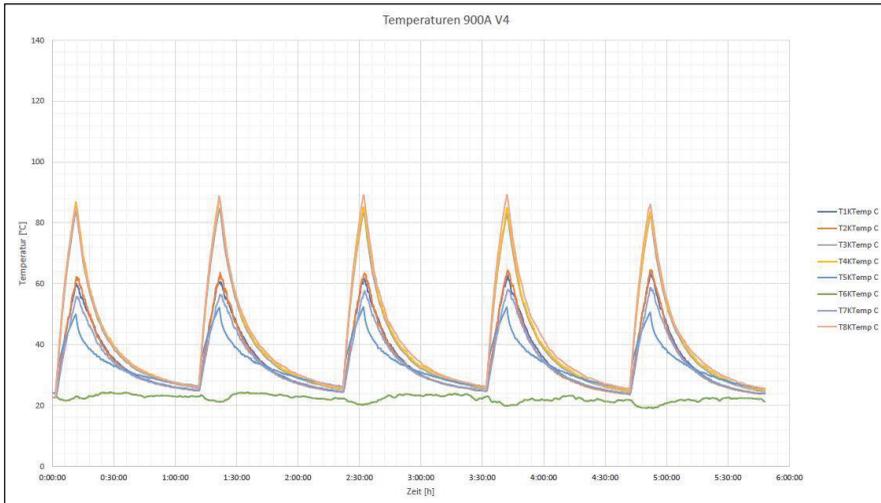


**Abbildung 4.29: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 5, 700 A**



### Versuche Stromhöhe 900 A

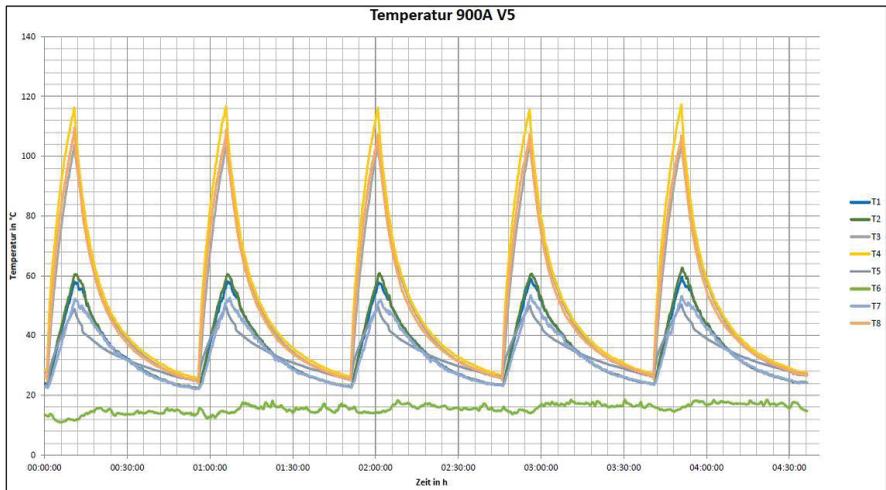
Die letzte Stromstärke, welche für einen Vergleich herangezogen wurde, betrug 900 A. Auch bei diesem Vergleich gab es, aus den Gründen die oben beschrieben wurden, einen Unterschied zwischen den Umgebungstemperaturen. Dieser Unterschied beträgt rund +6 °C bis +8 °C von dem Test mit der Version 4 zu dem der Version 5. Die Starttemperatur aller Messpunkte lag für jeden Zyklus bei beiden Tests mit 900 A bei ungefähr der gleichen Temperatur.



**Abbildung 4.30: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 4, 900 A**

Die Temperaturen der Kabel sinken bei 900 A vom Test mit der Variante 4 zu dem mit der Variante 5. So sinken die Maximalwerte der beiden rechten Kabel (Messpunkte T1 und T2) der Version 4 von ungefähr 62 °C bis 64 °C auf rund 60 °C im Test der Version 5. Das linke Kabel liegt von der Temperatur immer etwas unterhalb der rechten Kabel und sinkt von 56 °C auf 52 °C.

Die Stromschiene (Messpunkte T5) erreicht bei beiden Tests fast (Abweichung von circa 2 °C) die gleiche Maximaltemperatur (circa 48 °C). Beim Vergleich der beiden Versionen steigen aber die Temperaturen der Kontakte (Messpunkte T4 und T8) und des Strombandes (Messpunkte T3) wieder an. Der linke Kontakt ist bei dem Variante 4 Test wärmer als der rechte Kontakt. Der linke Kontakt steigt um 28 °C und der rechte Kontakt um etwa 32 °C an. Dadurch ist der rechte Kontakt beim Test der Version 5 mit maximal 117 °C wieder etwas wärmer. Der linke Kontakt erreicht bei Test der Version 5 einen Maximalwert von rund 108 °C. Die Abkühlzeit beläuft sich in allen Zyklen des V4-Tests auf 66 min und beim Vergleichstest auf etwa 50 min.



**Abbildung 4.31: Temperaturentwicklung Zyklustest Variante 5, 900 A**

In der beschriebenen Versuchsreihe wurden Temperaturtests an einem Dachladestromabnehmer SLS102 durchgeführt. Die Tests unterschieden sich erst einmal grundlegend in der Version der Stromabnehmerköpfe. Des Weiteren gab es noch Unterschiede bei der Dauer der Belastung und den Stromstärken, die an beiden Köpfen gleich gestuft waren. Zur Validierung der Ergebnisse wurden für jeden Test fünf Ladezyklen absolviert. Die Tests ergaben, dass alle Temperaturen bei der verbesserten Version 5 aus dem 4. Entwicklungsschritt höher (bis zu 35 °C) stiegen als noch bei der Version 4 aus der vorherigen Entwicklungsstufe. Die einzigen Ausnahmen stellen die Kabel und Stromschiene bei 900 A (um rund 6 °C gesunken) und das Stromband bei 700 A dar (um etwa 15 °C gesunken). Die Abkühlzeiten haben sich nur bei 900 A um circa 15 Minuten verkürzt. Bei den anderen Stromstärken ist die Abkühlzeit von Variante 4 auf Variante 5 gleichgeblieben. Des Weiteren ist ersichtlich, dass es Unterschiede in der Temperatur zwischen den Plus- und Minus-Kontakten gibt.

Die Maximaltemperaturen aller Bauteile werden mit 150 °C angegeben. Alle Temperaturmesswerte lagen mindestens 30 °C unterhalb dieses Wertes. Damit geht aus den Versuchen eindeutig hervor, dass alle Bauteile des Dachstromabnehmers den Anforderungen bezüglich der Maximaltemperatur, sowohl bei der Variante 4 als auch bei der Variante 5, für die im Test simulierte Belastung über die gesamte Testdauer erfüllen.



## 4.7 Optimierung des Gesamtsystems

*Schunk Transit Systems GmbH und AKASOL AG*

Mit Entwicklungsschritt 4 ist bereits eine Optimierung des Gesamtsystems im Teilprojekt der Schunk Transit Systems GmbH getan. Auf Basis der Funktionsprüfungen zu Entwicklungsschritt 3 wurde bereits umfangreiche Optimierungen ergriffen. Diese Optimierungen sind bereits in die Anpassungskonstruktion von Entwicklungsschritt 4 eingeflossen. Die Vergleichstests haben gezeigt, dass die Stromtragfähigkeit bei Entwicklungsschritt 3 größer als die bei Entwicklungsschritt 4 ist. Der höhere Wärmeeintrag bei Entwicklungsschritt 4 ist durch die geringere Masse, das geringere Volumen und die kleinere Oberfläche der Leistungskontakte zu begründen.

In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass bei der Entwicklung des finalen Entwicklungsschritts 4 die Erhöhung der Stromtragfähigkeit nicht im Fokus der Weiterentwicklung stand. Ziele der letzten Iterationsschleife waren insbesondere ein höherer IP-Schutz und die Optimierung der Baugruppen hinsichtlich Montagefreundlichkeit sowie das Entkoppeln des PE-Kontaktes. Hervorzuheben ist, dass bei Entwicklungsschritt 4 die Grenztemperatur von 150 °C eingehalten wurde und somit die Stromtragfähigkeit und Sicherheit des Systems gegeben ist. Aus der Funktionsprüfung in Arbeitspaket 4.6 von Entwicklungsschritt 4 (vgl. Abschnitt 4.6) resultieren keine weiteren Optimierungen. Die Auswertung der Tests hat zeigt, dass alle Anforderungen an das System nachweislich erfüllt sind. Es besteht kein weiterer Bedarf für Optimierungen hinsichtlich Stromtragfähigkeit oder Sicherheit.

Während der Versuche hat sich gezeigt, dass unter bestimmten Voraussetzungen der vom Batteriesystem freigegeben Strom zu niedrig ist um die gewünschten Lastprofile fahren zu können. Durch eine Anpassung der Parameter in der Software konnte dieses Problem behoben werden und der zulässige Strom erhöht werden, ohne die Sicherheit beim Betrieb der Batterie zu reduzieren.



## 4.8 Zusammenfassung Sichere Schnellladetechnik

### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Nach der Ermittlung des Arbeitsbedarfs durch eine Analyse der Anforderungen an die Ladetechnik, welche sich aus der Anwendung ergaben, erfolgte der Abgleich dieser Anforderung für den Pantographen mit zwei bestehenden Lösungen der Schunk Transit Systems GmbH. Daraus resultierend fand eine Überprüfung der Machbarkeit für die notwendigen Änderungen und Ermittlung des Arbeitsbedarfes zur Anpassung der Lösungen statt. Die Analyse ergab, dass der Dachladestromabnehmer besser für eine Anpassung an die Anforderungen geeignet ist. Deshalb wurde diese Variante als Lösung innerhalb des Projektes favorisiert. Eine Konzepterstellung fand trotzdem für beide Varianten, Dachladestromabnehmer und invertierter Ladestromabnehmer, statt, wobei der Schwerpunkt innerhalb der Projektarbeiten auf der favorisierten Lösung lag. Seitens der AKASOL AG fand eine Prüfung eines skalierbaren Ladekonzeptes mit mehreren separaten Einheiten für eine stationäre sowie mobile Lösung im Rahmen der Anwendung statt.

Die Abstimmung der einzelnen Komponenten aufeinander war ein weiterer Schwerpunkt auf dem Weg zur Umsetzung des Demonstrators. Dazu wurden die einzelnen Komponenten, wie der Dachstromabnehmer und die Junktion-Box zur Verbindung der einzelnen Batteriesysteme, weiterentwickelt. Die Kommunikation zwischen Prüfstand und Batterie erfolgte per CAN-Bus. Dabei wurden Daten aus der Batterie zum Prüfstand übertragen, damit die Informationen aus dem Batteriemanagementsystem zur Steuerung der Leistungsübertragung verwendet werden konnten.

Um das Konzept in eine Feldumgebung überführen zu können, mussten verschiedene Anpassungen an den Komponenten vorgenommen werden. Im Hinblick auf die Feldumgebung der Ladetechnik standen die Sicherheit und Verfügbarkeit der Kontaktierung sowie eine störungsfreie Kommunikation im Vordergrund der Untersuchungen. Dabei waren beispielsweise elektrische und mechanische Anforderungen aus der entsprechenden Feldumgebung abzuleiten. Durch die Integration einer Heizpatrone, die Reduktion von Gewicht bei der Neukonstruktion des Kontaktkopfes sowie den Einsatz von Flachbandkabeln konnte die Verfügbarkeit des Ladesystems entscheidend verbessert werden. Ein weiteres Ergebnis der Arbeiten aus dem Projekt ist die Anforderungsliste, welche sich aus dem Zusammenspiel von Aktivitäten in der Normungsgruppe durch die Schunk Transit Systems GmbH und den Ergebnissen aus dem Testfeld ergab.

Für das projekteigene Demonstrator-System wurde ein Dachstromabnehmer als Basis verwendet. Dieser stellt die zentrale Komponente zur Leistungsübertragung dar. Die Installation des Demonstrators in eine Testumgebung wurde federführend vom EST bearbeitet. Die Errichtung der Anlage war Voraussetzung für die Stromtragfähigkeitstests des Dachstromabnehmers und die Ladetests am Batteriesystem. In Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Schunk Transit Systems GmbH und AKASOL AG wurde ein



Demonstrator-System im BSTZ aufgebaut, welches aus einem Hochleistungsladesystem sowie einer modular aufgebauten Batterie mit entsprechenden Kommunikations- und Sicherheitseinrichtungen besteht. Durch zahlreiche Versuche in dieser Testumgebung konnten viele Erkenntnisse für die Schnellladung des Batteriesystems und die Stromtragfähigkeit des Dachstromabnehmers über die vorher geplanten höchsten Ladeleistungen hinaus gesammelt werden. Notwendig war dies, da sich die Anforderungen während der Projektlaufzeit hin zu höheren Leistungen immer weiterentwickelten. Das Testfeld wurde so ertüchtigt das im Demonstrator-System eine Leistung von 600 kW für die Versuche zur Stromtragfähigkeit des gesamten Konzeptes verwendet werden konnte. Damit wurde die im Antrag angestrebte Leistung für den Demonstrator nicht nur erreicht, sondern verdoppelt. Nach Erfüllung der technischen Voraussetzung trat die Reduktion von Kosten innerhalb von Fertigung und Montage in das Zentrum der Arbeiten. Die Auswirkungen der Designanpassung auf die Ergebnisse der Belastungstest wurden ebenfalls dokumentiert.



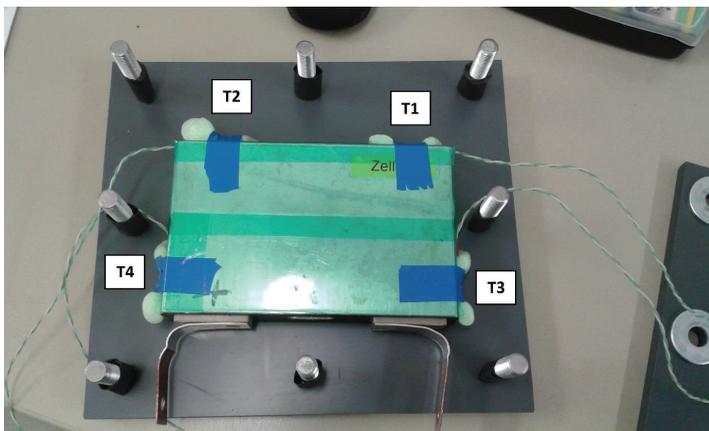
## 5 Lebensdaueruntersuchung

### 5.1 Langzeituntersuchungen von Zellen, Modulen und Gesamtsystem

#### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Im Arbeitspaket 3.1 (vgl. Abschnitt 3.1) wurden zwei Zelltypen vorgestellt und untersucht, welche für ein Konzept permanenter Schnellladungen in Frage kamen. Für die Langzeituntersuchungen hinsichtlich der Lebensdauer und auch die Entwicklung und Konstruktion von Modulen und Gesamtsystem musste jedoch ein Zelltyp präferiert werden. Beide Varianten zeigten bezüglich der Ladedauer ähnliche Ergebnisse, wobei die Pouch-Zellen des Herstellers KOKAM jedoch ein weit besseres Temperaturverhalten aufwiesen (vgl. Abschnitt 3.2). Ebenso ist bei diesem Zelltyp eine höhere Zyklenlebensdauer zu erwarten (vgl. Tabelle 5).

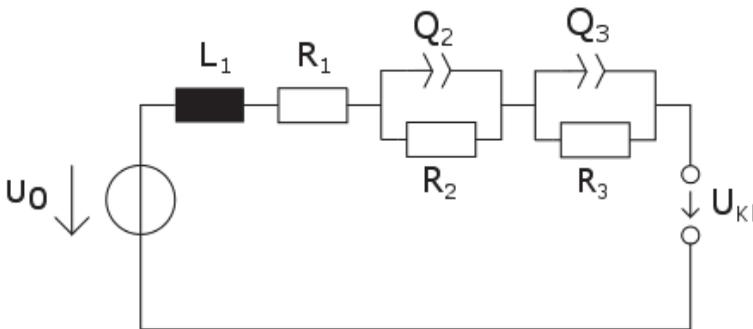
Zusätzlich zu den elektrischen und thermischen Eigenschaften waren jedoch auch konstruktionsbedingte Fragestellungen von Belang. Für prismatische Zellen, wie die des Herstellers LISHEN, ist bekannt, dass diese im Modulverbund mit einer gewissen Vorspannung betrieben werden müssen. Anderenfalls sind durch die im Betrieb auftretenden Dehnungen die elektrischen Eigenschaften starken Schwankungen unterworfen. Aussagen zur nötigen Vorspannung lagen, anders als beim Hersteller KOKAM, für die prismatischen LISHEN-Zellen nicht vor, so dass ein optimaler Wert für eine Vorspannung zunächst ermittelt werden musste. Um eine Aussage über die Änderung der Zelleigenschaften im Betrieb durch eine Vorspannung treffen zu können, wurde im Rahmen der Untersuchungen auf Zellebene eine Studie durchgeführt. Dafür wurden die im Projekt zur Auswahl stehenden LISHEN-Zellen im Labor mit Hilfe einer Vorrichtung bei unterschiedlichem Druck verspannt.



**Abbildung 5.1:** LISHEN-Zelle in Einspannvorrichtung mit 4 Temperatursensoren



Bei einer konstanten Temperatur wurden die Zellen mit dem CCCV-Standardladeverfahren und einer Stromrate von 1C geladen. Im Anschluss wurden diese bei gleicher Temperatur sowie einer Stromrate von 1C entladen und jeweils nach einer Änderung des SOC um 25 % eine Messung des Impedanzspektrums vorgenommen. Die Impedanzspektren wurden jeweils zur Bestimmung der einzelnen Ersatzschaltbildelemente des in Abbildung 5.2 dargestellten Ersatzschaltbilds (ESB), welches als Grundlage für eine Annäherungsrechnung dient, mit dem Programm Z-Fit ausgewertet. Dem ESB liegt das klassische Modell einer Lithium-Ionen-Batterie zugrunde. Es besteht aus einer vom Ladezustand abhängigen Spannungsquelle  $U_0$ , der Induktivität  $L_1$ , dem ohmschen Widerstand  $R_1$ , zwei RQ-Gliedern sowie zwei Klemmen zwischen denen die Klemmenspannung  $U_{KL}$  abfällt.



**Abbildung 5.2:** Ersatzschaltbild zur Bestimmung der einzelnen Parameter mittels Impedanzspektroskopie

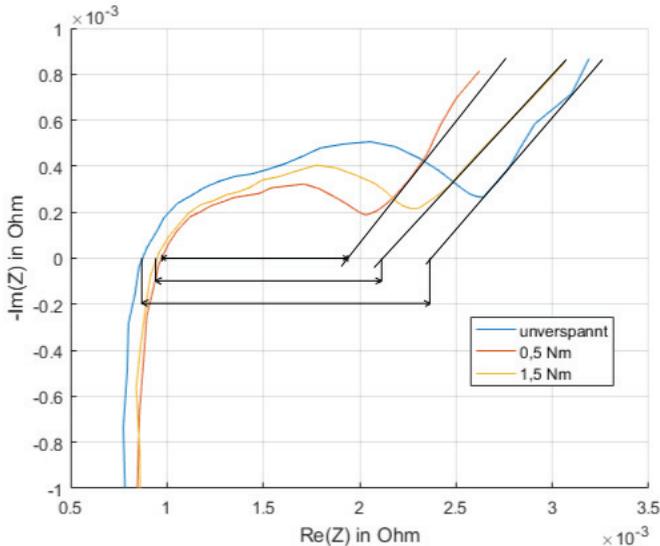
Die Vorgänge an den Elektroden, wie beispielsweise der aus dem Durchtritt der Ladungsträger durch die Doppelschicht resultierende Durchtrittswiderstand oder Diffusionsvorgänge im Elektrolyten einer Lithium-Ionen-Zelle, werden innerhalb solcher Modelle durch RC-Glieder beschrieben. Im Ersatzschaltbild werden jedoch stattdessen RQ-Glieder verwendet. Diese können das mathematische Verhalten von mehreren in Reihe geschalteten RC-Gliedern durch eine Stauchung beschreiben. Die Impedanz eines Q-Elementes kann nach der folgenden Gleichung berechnet werden.

$$Z_Q = \frac{1}{Q(j\omega)^a}$$

Diese unterscheidet sich demnach lediglich durch den Exponenten  $a$  von der Impedanz eines verlustbehafteten Kondensators. Eine Modifikation mittels des Exponenten  $a$



ermöglicht es die Ortskurve des RQ-Gliedes zu dämpfen, wodurch das Verhalten einer echten Zelle genauer angenähert werden kann als mit einem einzelnen RC-Glied. Wird die Größe einer Kapazität eines Kondensators in Farad angegeben, so ist diese Einheit für ein Q-Element nicht möglich. Die Einheit, die für solche Elemente verwendet wird, ist abhängig vom Exponenten  $a$ . Drei bei unterschiedlich starker Vorspannung aufgenommene Impedanzspektren sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



**Abbildung 5.3:** Impedanzspektren mit markierten Durchtrittswiderständen in Abhängigkeit von der Flächenpressung (Einspannvorrichtung nach Abbildung 5.1)

Die mechanische Vorspannung sorgt bei einer Lithium-Ionen-Zelle dafür, dass ihr ohmscher Widerstand variiert. Als Ursache hierfür lässt sich eine Deformation des Separators durch die Kräfteinwirkung vermuten. Dabei könnten sich die Poren des Separators verengen, was zu einer Behinderung der Ionen-Diffusion durch diesen führt. (Abdel-Monem et al. 2017)

Wird an dem niederfrequenten Teil des Impedanzspektrums einer Zelle eine Tangente angelegt (vgl. Abbildung 5.3), so können die Durchtrittswiderstände der Elektroden auf der Realachse abgeschätzt werden. Diese entsprechen dem Wert, bei dem die reale Achse von der Tangente geschnitten wird, verringert um den ohmschen Widerstand der Zelle, also dem Wert, bei dem das Spektrum die Realachse schneidet. (Chu et al. 2017) Eine genaue Bestimmung der Widerstände kann so jedoch nicht durchgeführt werden,



da sich die Effekte an den beiden Elektroden im Impedanzspektrum überlagern. Trotzdem ist es mit Hilfe dieser Methode möglich, die Durchtrittswiderstände verschiedener Impedanzspektren qualitativ miteinander zu vergleichen.

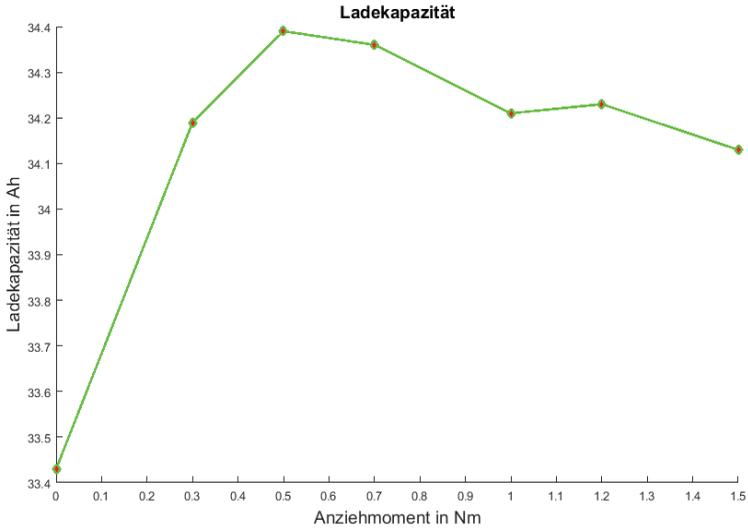
Zu diesem Zweck wurden in Abbildung 5.3 Tangenten jeweils an den niederfrequenten Teil der Impedanzspektren von einer Zelle bei einem Ladezustand von 100 % angelegt und anschließend die Durchtrittswiderstände eingezeichnet. Es wird deutlich, dass die Durchtrittswiderstände der Zelle im nicht verspannten Zustand am größten sind. Die mechanische Verspannung sorgt für eine Verringerung dieser Widerstände, wobei die Durchtrittswiderstände bei einem Anziehungsmoment von 0,5 Nm kleiner sind als bei einem Moment von 1,5 Nm. Dies könnte daran liegen, dass der äußere Druck die Partikel des Aktivmaterials zusammenpresst. Dadurch müssten die Kontaktflächen zwischen den einzelnen Partikeln größer werden, was zu einer besseren Leitfähigkeit und damit zu einem geringeren ohmschen Widerstand der Elektroden führt. Dies steht in Wechselwirkung zu den Durchtrittswiderständen. (Gao et al. 2017) In Tabelle 19 sind alle berechneten Werte für die ESB-Elemente für drei unterschiedliche Verspannungen erfasst.

**Tabelle 19: Ermittelte Werte der ESB-Elemente bei verschiedenen Vorspannungen**

$M_A$ [Nm]	$L_1$ [μH]	$R_1$ [mΩ]	$Q_2$ [Fs <sup>a-1</sup> ]	$R_2$ [mΩ]	$a_2$	$Q_3$ [Fs <sup>a-1</sup> ]	$R_3$ [mΩ]	$a_3$
0	0,1313	0,7824	101,5	1,468	0,775	3,51	0,4919	1,0
0,5	0,2301	0,8863	139,7	0,9167	0,75	8,783	0,42	0,95
1,5	0,1944	0,9196	355,9	0,9	0,9	9,176	0,5116	1,0

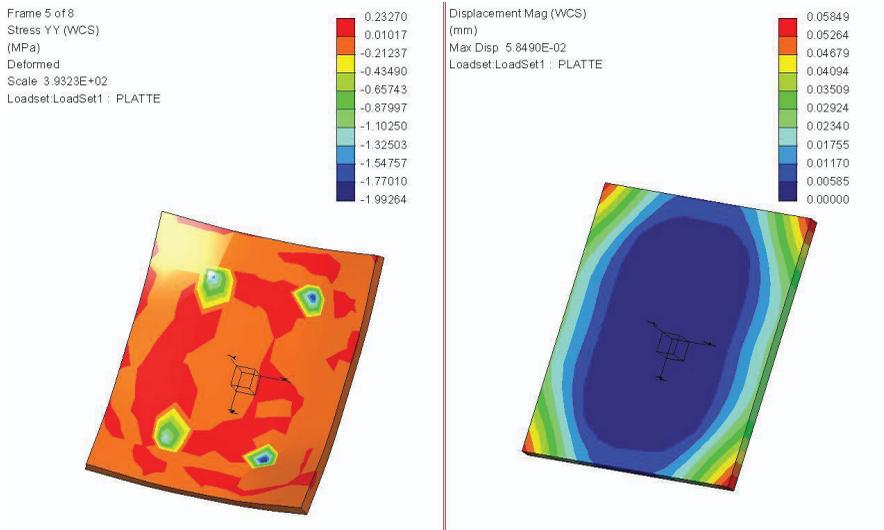
Während der Ladeversuche ließ sich zudem beobachten, dass die mechanische Verspannung der Zelle zu einem Ansteigen der Ladekapazität führte. Die höchsten Ladekapazitäten wies die Zelle bei Anziehungsmomenten von 0,5 Nm und 0,7 Nm mit 34,39 Ah bzw. 34,36 Ah auf. Somit ergab sich im Vergleich zu der nicht verspannten Messung ein Unterschied von nahezu einer Amperestunde. (Abbildung 5.4)

Abschließend wurden die Betriebskräfte der einzelnen Gewindestangen ermittelt und daraus die jeweiligen Flächenkräfte bestimmt. Die Betriebskräfte für die drei Drehmomente 0,3 Nm, 0,5 Nm und 0,7 Nm wurden mit 73,75 N, 122,91 N und 172,07 N mittels eines Konstruktionsprogramms berechnet. Diese Werte wurden nun mit der Flächenlast der KOKAM-Zelle, für welche vom Hersteller eine Vorspannung mit 0,5 kgf/cm<sup>2</sup> empfohlen wird, verglichen. Da es sich bei der prismatischen LISHEN-Zelle um eine Zelle mit einem, im Gegensatz zur Pouch-Zelle, relativ harten Gehäuse handelt, ist der ermittelte Wert von 1,396 kgf/cm<sup>2</sup> (bei 0,3 Nm) bis 2,373 kgf/cm<sup>2</sup> (bei 0,5 Nm) für die nötige Verspannung plausibel.



**Abbildung 5.4: Ladekapazität in Abhängigkeit vom Anziehmoment der Einspannvorrichtung**

Diese Verspannung müsste zum Einbau in ein Modul verwendet werden, um optimale Bedingungen für Ladezeit und Ladekapazität zu erreichen.



**Abbildung 5.5: Flächenbelastung (links) für ein Anzugsmoment von 0,5 Nm, Verformung der Spannvorrichtung (rechts)**



Im Vergleich zu den KOKAM-Zellen würde dies einen höheren konstruktionsbedingten Aufwand bedeuten. Zusammen mit den bereits beschriebenen besseren elektrischen und thermischen Eigenschaften gab dies den Ausschlag die KOKAM Pouch-Zellen für das Gesamtsystem zu nutzen. Die Langzeituntersuchungen, welche die Alterung bei unterschiedlichen Ladeverfahren zum zentralen Punkt hatten, wurden demnach an den KOKAM-Zellen durchgeführt.

Hierfür wurden zunächst weitere KOKAM-Zellen beschafft und diese entsprechenden Eingangsmessungen unterzogen. Anhand dieser Messungen sollten die charakteristischen Eigenschaften Innenwiderstand, nutzbare Kapazität und Frequenzverhalten bestimmt werden, um die Varianz dieser charakteristischen Größen der Zellen zu bestimmen und sie so gegeben Falls in verschiedene Gruppen gleicher Eigenschaften einteilen zu können. Abbildung 5.6 und Abbildung 5.7 stellen die Verteilung des Innenwiderstandes sowie der nutzbaren Kapazität dar.

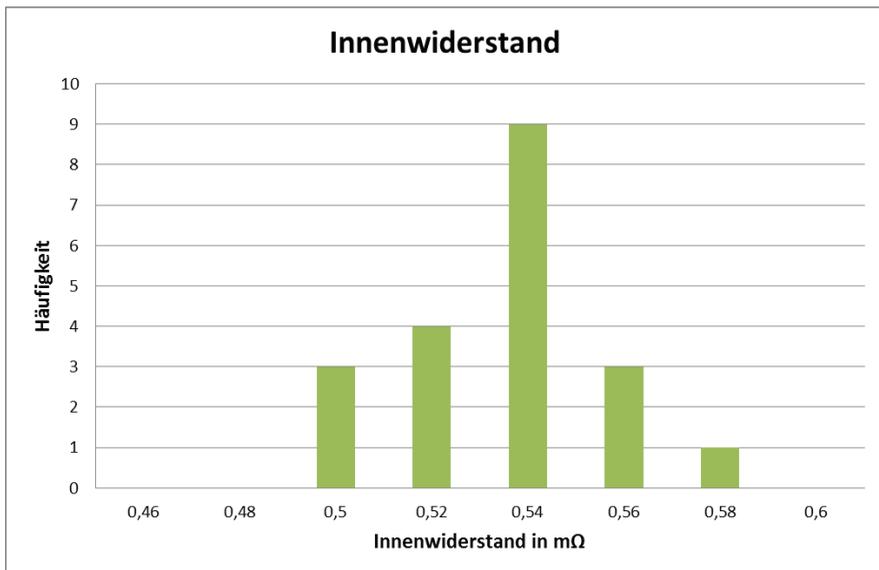


Abbildung 5.6: Häufigkeitsverteilung des Innenwiderstandes bei neuen KOKAM-Zellen

Die Abbildungen verdeutlichen, dass alle beschafften Zellen einen nahezu identischen Zustand aufwiesen. Die nutzbare Kapazität und die Innenwiderstände der Zellen sind normalverteilt und weisen nur marginale Unterschiede auf, so dass die Zellen als gleichwertig betrachtet werden konnten.

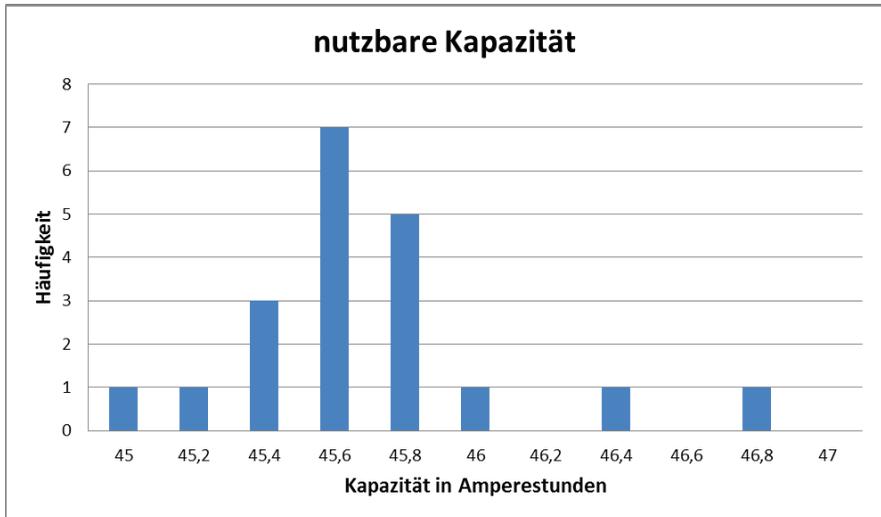


Abbildung 5.7: Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Kapazität bei neuen KOKAM-Zellen

Um für die Zyklisierung der Zellen möglichst gleiche Bedingungen zu schaffen, wurden zunächst Halterungen konstruiert und gefertigt, welche eine reproduzierbare und niederohmige Kontaktierung zulassen, um anschließend Langzeituntersuchungen mit verschiedenen Ladeverfahren und Stromraten zu starten.



Abbildung 5.8: Prü fzellen im Testaufbau

Als Schnellladeverfahren zur Untersuchung der zyklischen Alterung wurden das CCCV-Verfahren sowie das Pulsladeverfahren gewählt und jeweils mit einer Laderate von 3C

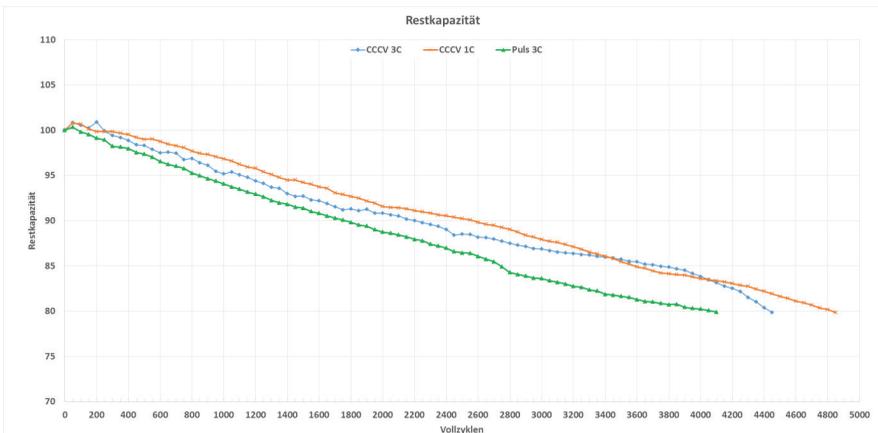


getestet. Um allgemein den Einfluss von Schnellladungen auf die Degradation von Zellen zu bewerten wurden zusätzlich Zellen mit dem vom Hersteller empfohlenen Standardladeverfahren (CCCV 1C) zyklisiert. Der genaue Ablauf eines Vollzyklus des jeweiligen Verfahrens ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

**Tabelle 20: Aufbau eines Vollzyklus verschiedener Ladeverfahren**

Verfahren	CCCV 1C (Referenz)	CCCV 3C	Pulsladung 3C
Phase 1	Ladung mit 46 A	Ladung mit 138 A	Ladung mit 138 A
Phase 2	Entladung mit 46 A	Entladung mit 46 A	Entladung mit 46 A
Phase 3	15 Min. Pause	15 Min. Pause	15 Min. Pause
Zyklendauer	≈ 2,5 Stunden	≈ 1,5 Stunden	≈ 1,25 Stunden

Die Zellen wurden mit den erläuterten Verfahren bis zum Lebensdauerende (SOH 80 %) zyklisiert, wobei sich der in Abbildung 5.9 dargestellte Alterungsverlauf ergab.



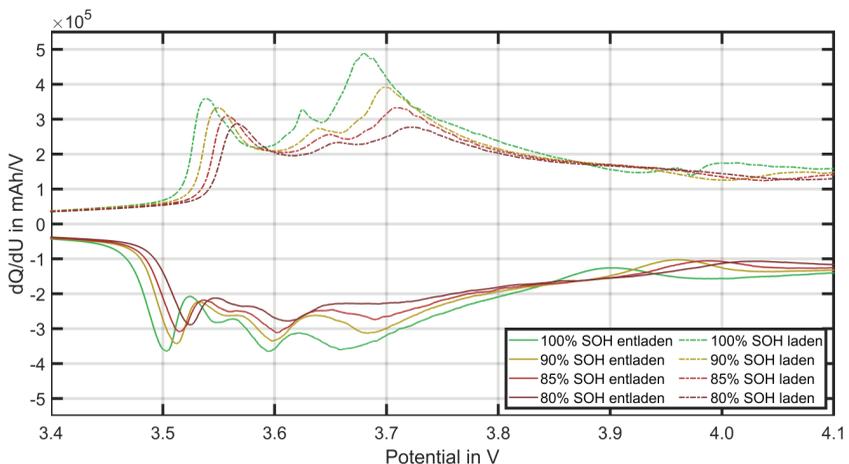
**Abbildung 5.9: Darstellung des Kapazitätsverlusts verschiedener Ladeverfahren über die durchlaufenen Vollzyklen**

Gemäß Herstellerangaben verfügen die Zellen über eine zu erwartende Lebensdauer von 4000 Vollzyklen, unter Verwendung des Standardverfahrens (1C und CCCV). Bei den Langzeituntersuchungen wurde mit diesem Verfahren das End of Life Kriterium erst bei 4850 Vollzyklen unterschritten, was für qualitativ sehr hochwertige Zellen spricht. Verdeutlicht wird dies auch durch die Ergebnisse der Schnellladeverfahren. Mit dem Puls-ladeverfahren konnte eine Zyklensdauer von 4100 Vollzyklen erreicht werden, was ebenfalls über den Herstellerangaben liegt. Mit dem CCCV-Schnellladeverfahren (3C)



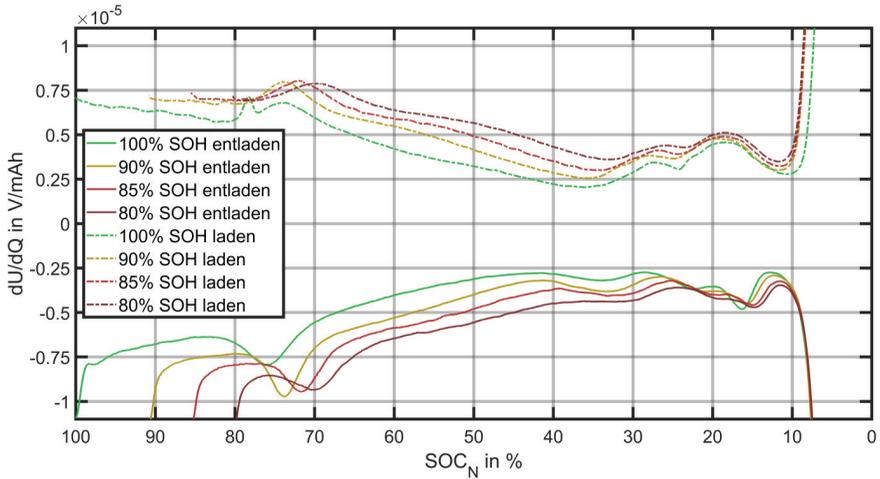
konnten 4450 Vollzyklen erreicht werden, somit etwas mehr als beim Pulsladeverfahren. Das Ziel einer deutlichen Reduzierung der Ladedauer, bei einem nur geringfügig beeinflussten Alterungsverhalten, konnte durch die Wahl eines geeigneten Schnellladeverfahrens nachgewiesen werden.

Die Zellen wurden zusätzlich zur Zyklisierung, welche die Alterung (Kapazitätsabnahme) hervorruft, auch hinsichtlich der Ursachen für die Kapazitätsabnahme analysiert. Zusätzlich zur Impedanzspektroskopie wurden die Verfahren der differentiellen Spannungs- und differentiellen Kapazitätsanalyse verwendet. Hierfür wurden die Zellen mit einem sehr kleinen Strom geladen und entladen. Als Ergebnis werden bei der differentiellen Kapazitätsanalyse die Ladungsänderungen in einem kleinen Potentialintervall über den Bereich der Zellspannung dargestellt. Daraus ergibt sich eine Kurve aus charakteristischen Peaks, welche die Interkalationsstufen des Aktivmaterials (Graphit) darstellen, wobei sich durch auftretende Alterung Verschiebungen und Veränderungen der Peaks einstellen. Die folgende Abbildung verdeutlicht dies am Beispiel der mit Pulsladungen belasteten Zelle.



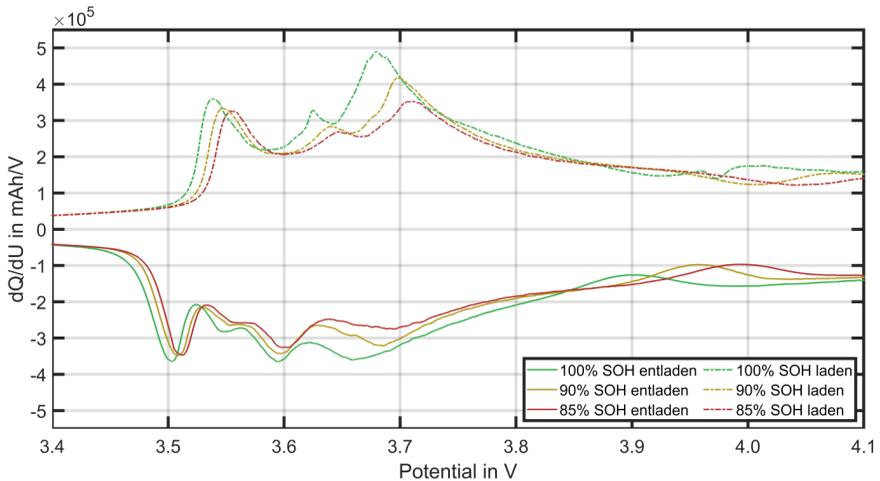
**Abbildung 5.10: Differentielle Stromanalyse der mit Pulsen belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 %, 85 % und 80 %**

Es ist zu erkennen, dass die Peaks während der Ladung im Vergleich zur Entladung eine höhere Intensität besitzen. Zudem findet mit zunehmender Alterung der Zelle eine Peakverschiebung hinzu höheren Potentialen statt. Eine besonders hohe Kapazitätsabnahme ist bei dem zweiten Peak bei rund 3,7 Volt zu erkennen. Dies ist auf einen Verlust von Aktivmaterial der Anode zurückzuführen. Da die Abnahme des ersten Peaks bei rund 3,55 Volt relativ gering ist, liegt ebenfalls ein geringer Verlust von zyklisierbarem Lithium vor.



**Abbildung 5.11:** Differentielle Spannungsanalyse der mit Pulsen belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 %, 85 % und 80 %

Es tritt somit trotz dauerhafter Schnellladungen beim Pulsladeverfahren kein, oder nur geringes Lithium-Plating auf.

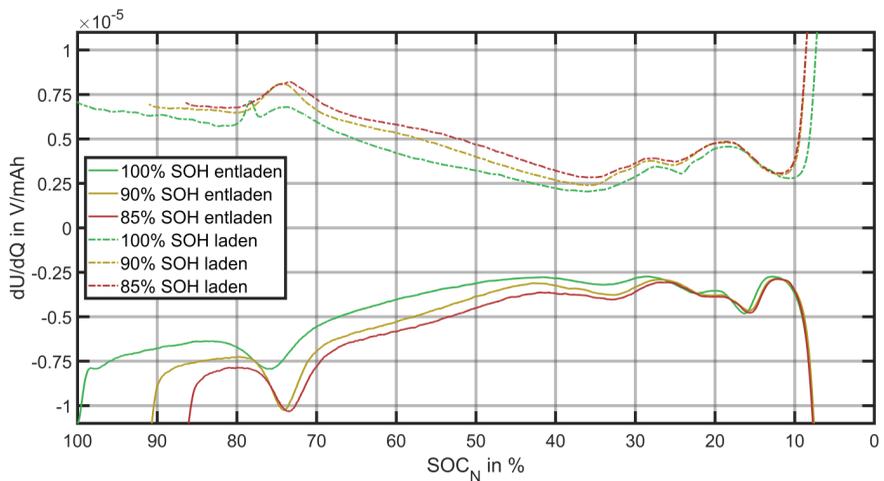


**Abbildung 5.12:** Differentielle Stromanalyse der mit CCCV belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 % und 85 %



Die differentielle Spannungsanalyse (vgl. Abbildung 5.11) zeigt ebenfalls einen gestiegenen Kapazitätsverlust im hohen Ladezustand, was wie bereits erwähnt auf einen Verlust von Aktivmaterial der Anode schließen lässt.

Das grundlegend gleiche Verhalten konnte ebenso bei der Zelle festgestellt werden, welche mit dem CCCV-Schnellladeverfahren belastet wurde. Auch hier kann ein erhöhter Kapazitätsverlust bei 3,7 Volt festgestellt werden, was für den Verlust von Aktivmaterial der Anode steht. Beim ersten Peak bei etwa 3,55 Volt ist im Vergleich zu der mit Pulsen belasteten Zelle eine etwas geringere Kapazitätsabnahme erkennbar, was sich auch in der etwas höheren Lebensdauer der Zelle niederschlägt. Die beschriebenen Verläufe sind in Abbildung 5.12 und Abbildung 5.13 dargestellt



**Abbildung 5.13: Differentielle Spannungsanalyse der mit CCCV belasteten Zelle bei einem Gesundheitszustand (SOH) von 100 %, 90 % und 85 %**



## 5.2 Übertragbarkeit von Lebensdaueraussagen der Zelltests auf die Modul- und Systemebene

### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Auf Zellebene konnte bereits nachgewiesen werden, dass über angepasste Schnellladeverfahren erheblich kürzere Ladedauern bei moderaten Degradationsraten erreicht werden können (vgl. Abschnitt 5.1). Im Fall der Einzelzellen wurden mit allen Ladeverfahren die Herstellerangaben bezüglich der zu erwartenden Lebensdauer übertroffen. Zusätzlich zu den Tests auf Zellebene wurden Module mit den gewählten Ladeverfahren zyklisiert. Die sich abbildende Degradation verhielt sich dabei gemäß der Zellebene. Entscheidend hierfür war eine in den Batteriemodulen installierte Flüssigkeitskühlung. Zwar lagen die absoluten Temperaturen der Modultests geringfügig über denen der Zelltests (vgl. Abschnitt 3.3), jedoch liegt innerhalb der Module eine homogene Temperaturverteilung vor. Zudem wurde auch bei Schnellladungen auf Modulebene eine Maximaltemperatur von 45 °C nicht annähernd überschritten, welche eine Beschleunigung der Degradation nach sich ziehen würde.

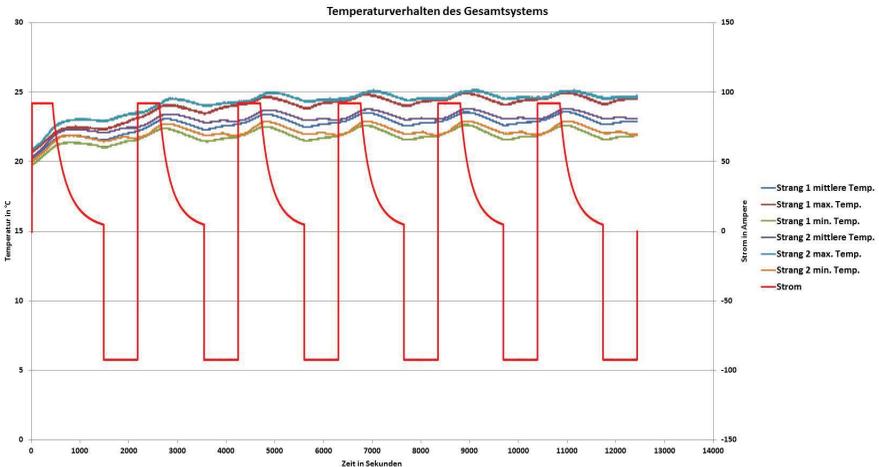
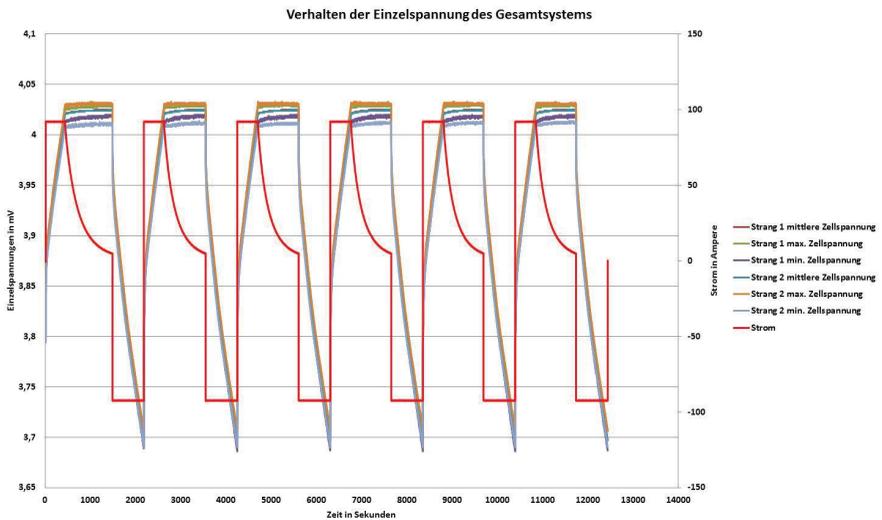


Abbildung 5.14: Temperaturverhalten des Gesamtsystems während eines CCCV-Zyklus mit 1C

Durch das in den Batteriemodulen verbaute Batteriemanagementsystem mit passivem Balancing konnten ebenfalls gravierende Unterschiede in den Einzelspannungen der in den Modulen verbauten Zellen vermieden werden. Zu Beginn des Projekts war fraglich, ob im Falle von zyklischen Schnellladungen ein „Drift“ der Einzelspannungen auftreten könnte. Die Langzeituntersuchungen ergaben jedoch, dass hohe Ladeströme und mitunter durch Puls laden hervorgerufene Überspannungen zu keiner Fehlentwicklung der Einzelspannungen führten.



Noch deutlicher stellt sich die Güte der Kühl- und Managementstruktur auf Systemebene dar. Die beiden parallel verschalteten Stränge des Gesamtsystems verfügen zusammen über 360 Einzelzellen. Während der Systemtests mit verschiedenen Laderaten und Ladeverfahren konnte jedoch dauerhaft eine homogene Temperierung der verbauten Einzelzellen erreicht werden. Die maximalen Temperaturunterschiede betragen dabei nicht mehr als 4 °C (vgl. Abschnitt 3.3). Dies verdeutlicht auch der in Abbildung 5.14 dargestellte Auszug aus einem CCCV-Zyklus, bei einer Laderate von 1C. Gleiches konnte im Bereich der einzelnen Zellspannungen im System festgestellt werden. Trotz hoher Belastungen während der Zyklisierung konnte durch das verbaute Managementsystem ein auseinanderlaufen der Zellspannungen, und die damit verbundene verringerte Kapazitätsentnahme, vermieden werden.



**Abbildung 5.15: Verhalten der Einzelspannungen des Gesamtsystems während der Zyklisierung**

Abbildung 5.15 verdeutlicht den Verlauf der Einzelspannungen des Gesamtsystems. Es ist zu erkennen, dass Unterschiede in den Einzelspannungen lediglich an den Extrempunkten (0 % SOC und 100 % SOC) bestehen. Die Unterschiede bewegen sich allerdings im Bereich von wenigen Millivolt und resultieren aus minimalen Varianzen der elektrochemischen Eigenschaften der verbauten Zellen. Entscheidender für das Systemverhalten ist die Stabilität der Einzelspannungen während der Zyklisierung. Das erarbeitete Ladeverfahren und die damit verbundenen Ergebnisse der Alterungsuntersuchungen sind im Falle einer geeigneten Kühl- und Managementstruktur somit auf die Systemebene übertragbar.



### 5.3 Modellierung der Alterung des Batteriesystems

#### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Zur Modellierung wurden im Verlauf des Projektes verschiedene Ansätze verfolgt. Dabei handelt es sich um Ansätze auf Basis von Ersatzschaltbildelementen, sogenannten Grey-Box-Modellen, sowie einem, auf Fundamentalgleichungen basierendem Ansatz, einem sogenannten White-Box-Modell. Diese Modelle können auf unterschiedlichen Größenskalen zum Vergleich der Entwicklung verschiedener Effekte genutzt werden. Die Parametrierung und Parametrisierung erfolgte über Großsignale und Kleinsignale bzw. über Daten aus der Literatur, um einen Vergleich der Varianten zu ermöglichen.

In der Literatur finden sich viele Ansätze zur Modellierung von Lithium-Ionen-Zellen. Diese lassen sich nach (Schindler 2018) in Withe-Box-, Black-Box- und Grey-Box-Modelle einteilen. Aber auch andere Einteilungen sind möglich. (Krewer et al. 2018) Im Folgenden werden diese Modellklassen kurz beschrieben.

#### **White-Box-Modelle**

Diese Modelle basieren auf der exakten mathematischen Beschreibung der ablaufenden physikalischen und chemischen Prozesse wie Massen-, Ladungs- und Wärmetransport, Nebenreaktionen, Deformation, sowie Degradation. Die Nachbildung dieser dynamischen Prozesse gibt einen tiefen Einblick in ihre Ursachen und Interaktionen untereinander, was dabei hilft, experimentell beobachtetes Verhalten zu verstehen und zu interpretieren. Aufgrund der detaillierten Informationen auf denen diese Klasse von Modellen fußen, werden diese transparenten Modelle auch als White-Box-Modelle bezeichnet. Diese Modellklasse besitzt zwar die höchste physikalische Tiefe, jedoch ist diese abhängig von den abgebildeten Prozessen und der Genauigkeit der mathematischen Beschreibung, sowie von deren Modellparametern. Für solche Modelle ist eine Vielzahl an Parametern typisch, welche oft sehr mühsam zu bestimmen sind. Nicht alle Größen sind einer Messung zugänglich, weshalb oft auf Werte aus der vorhandenen Fachliteratur zurückgegriffen werden muss. Da sich hier oft mehrere Werte finden, wird meist der Wert verwendet, welcher die geringste Abweichung zwischen gemessenem und simuliertem Verhalten provoziert. Durch ein solches Vorgehen können Modellparameter aber auch zu bloßen Fittingparametern verkommen. White-Box-Modelle sind oft multidimensional und multiphysikalisch aufgebaut, um die Kopplungen zwischen den elektrochemischen, elektrischen und thermischen Prozessen wiederzugeben. Die Modelle werden häufig mit einer Finiten Elemente-Methode gelöst, bei der die Lösungen der auftretenden Differentialgleichungen in den Knotenpunkten eines Netzes numerisch approximiert werden. Der komplexe Aufbau dieser Modelle, sowie das aufwendige Lösungsverfahren führen zu einem äußerst hohen Rechenaufwand, welcher sich dramatisch erhöht, wenn sich physikalische Größen während der Simulation sprunghaft ändern, wie dies beispielsweise bei dynamischen Belastungen der Fall ist. (Erhard 2017; Krewer et al. 2018)



### ***Black-Box-Modelle***

Black-Box-Modelle werden auch als phänomenologische Modelle bezeichnet und basieren auf historischen Daten, sowie Echtzeitdaten einer Zelle. Sie werden zur Bestimmung des Lade- und des Alterungszustands genutzt. Ablaufende physikalische Prozesse müssen bei Verwendung dieser Modelle nicht bekannt sein, da die Zusammenhänge zwischen Batteriezuständen und Betriebsbedingungen algorithmisch auf Basis von Daten hergestellt werden. Black-Box-Modelle nutzen Algorithmen zum maschinellen Lernen, um nichtlineare Beziehungen zwischen verschiedenen Modellgrößen herzustellen. Hierfür sind sehr große Datenmengen notwendig. Black-Box-Modelle beschreiben das Ein- und Ausgangsverhalten einer Zelle innerhalb eines engen Betriebsfensters. Da die Modellparameter mit Hilfe verschiedener Algorithmen datenbasiert bestimmt werden, können sie keinen realen Größen zugeordnet werden. Diese Modelle besitzen also eine geringe physikalische Tiefe und erlauben keine räumliche oder zeitliche Separierung dynamischer Prozesse. Die Konstruktion eines Black-Box-Modells kann sich durch einen äußerst hohen experimentellen Aufwand auszeichnen, die Ausführung ist dagegen sehr ressourcenschonend. Jedoch erfordert beispielsweise die Beschreibung von Alterungseffekten eine ständige Neukonstruktion des Modells, da der Alterungszustand der Zelle anhand der Veränderung der Modellparameter über der Zeit bestimmt wird. (Krewer et al. 2018; Schindler 2018)

### ***Grey-Box-Modelle***

Grey-Box-Modelle kombinieren den empirisch, mathematisch orientierten Ansatz von Black-Box-Modellen mit dem physikalischen Hintergrund der White-Box-Modelle. Der wichtigste Ansatz in dieser Gruppe von Modellen ist der, welcher auf einem Ersatzschaltbild beruht. Ersatzschaltbildmodelle bestehen aus einer Topologie einfacher elektrotechnischer Zweipole, welche die dominierenden elektrochemischen Prozesse repräsentieren. Da diese Prozesse auf Grund ihrer Überspannungen die Klemmspannung während der Entladung vermindern, werden sie im Rahmen der Modellierung mit elektrischen Ersatzschaltbildern als Verlustprozesse interpretiert. Verlustprozesse mit ähnlichen Zeitkonstanten werden hierbei oft zusammengefasst, um die Modellordnung und damit den Parametrierungs- sowie den Berechnungsaufwand zu reduzieren. Der vergleichsweise einfache Aufbau dieser Modelle erlaubt eine einfache Hochskalierung auf Modul- bzw. Systemebene. Die Qualität der Simulationsergebnisse hängt bei dieser Modellklasse direkt von der Qualität der zur Parametrierung genutzten Messwerte ab. Daher wird bei der Nutzung von Impedanzspektren eine Validitätsbeurteilung mittels Kramers-Kronig-Beziehung empfohlen. Zur Parametrierung können teilweise standardisierte Verfahren wie die elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS) oder die Verteilung von Relaxationszeiten (DRT) verwendet werden, was den Aufwand geringhält. Auch eine Kopplung des elektrischen Ersatzschaltbildes an ein thermisches Modell ist möglich. Dank ihrer



Parametrierungs- und Recheneffizienz eignen sich diese Modelle für den Einsatz in Batteriemanagementsystemen im Automotive-Bereich. Ersatzschaltbildmodelle lassen sich in Modelle mit und ohne elektrochemisch motivierten Hintergrund einteilen. (Krewer et al. 2018; Schindler 2018)

Da die Übertragbarkeit der Degradation von Einzelzellen auf die Zellen im System gegeben ist (vgl. Abschnitt 3.3), kann das Batterieverhalten über die Simulation des Einzelzellenverhaltens nachgebildet werden. Aufgrund der minimalen Temperaturunterschiede im Gesamtsystem kann für das Modell die Temperatur theoretisch vernachlässigt werden. Weiterhin wurde die Anforderung gestellt, dass das Modell grundsätzlich orts aufgelöst funktioniert, da sich nach den Langzeituntersuchungen vor allem im oberen Bereich der AKASOL-Zellen eine Veränderung von außen feststellen ließ. (vgl. Abbildung 5.16) Zur Ermittlung der Ursachen dieser Deformationen kann ein Modell auf Basis der Halbzellen beitragen. Es wurden zwei grundlegende Ansätze, ein White-Box- und ein Grey-Box-Modell zur orts aufgelösten Simulation des Zellverhaltens im Projekt verfolgt.



**Abbildung 5.16:** Zellen nach Langzeitversuchen mit Schnellladeverfahren und Veränderungen im oberen Bereich

Die Messungen, der für das elektrische Netzwerk relevanten Größen (Grey-Box-Ansatz), erfolgten in Abhängigkeit des Ladezustands, der Temperatur und der Alterung des jeweilig betrachteten Systems. Diese Vorgehensweise der zerstörungsfreien Charakterisierung von Zellen ist die in diesem Projekt die einzige Möglichkeit Daten in Abhängigkeit



vom Alterungszustand zu ermitteln. Weiterhin wurde die Klassifizierung der Alterungseffekte in Abhängigkeit von den grundlegenden Modellen (z. B. Betrachtung der Entwicklung des Innenwiderstands, der Durchtrittsreaktionen und des Diffusionsverhaltens) vorgenommen. In der Abbildung 5.17 ist ein beispielhaftes Ersatzschaltbild zur Simulation der Zelleigenschaften abgebildet. Die Spannung  $U_q$  bildet die ladezustands- und temperaturabhängige Quellspannung der gesamten Zelle ab. Das erste RC-Glied ( $R_{DL}$ ) steht für Durchtrittsprozesse der Ladungsträger und das zweite für Transportprozesse wie Diffusion. Die ohmschen Anteile des elektrochemischen Systems werden in dem Widerstand  $R_i$  zusammengefasst. Durch den Betrieb ändern sich die Parameter dieser Elemente. So steigt der Innenwiderstand einer Zelle mit zunehmender Alterung beispielsweise durch das Wachstum der SEI-Schicht kontinuierlich an.

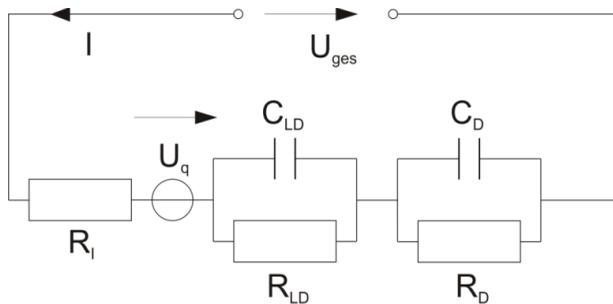


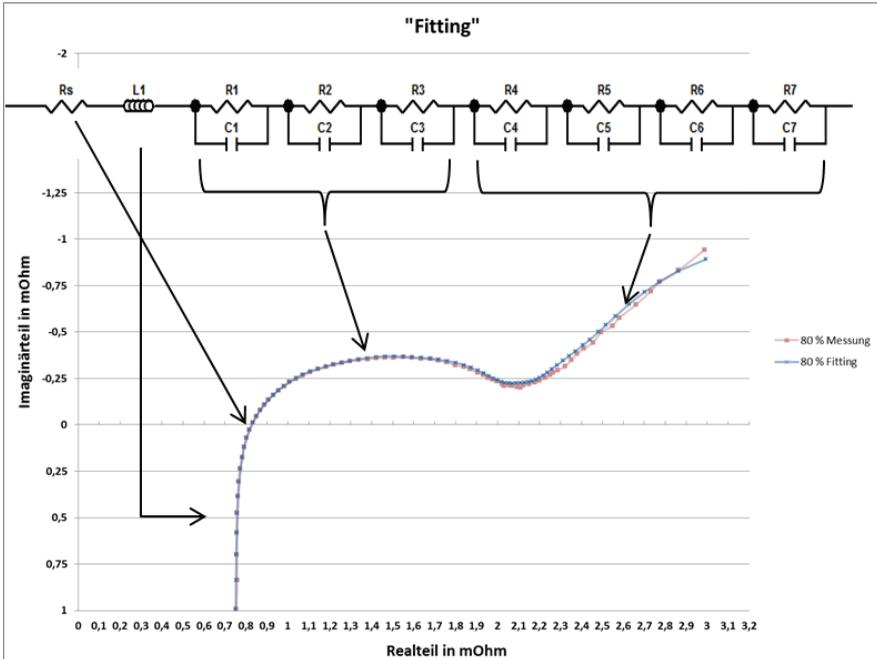
Abbildung 5.17: Ersatzschaltbild mit alterungsabhängigen Komponenten (Haubrock 2011)

Zunächst wurde detailliert das elektrische Verhalten der Einzelzellen analysiert und zur Charakterisierung verwendet, um anhand eines Zellmodells die evaluierten Ladeverfahren weiter zu optimieren und somit beispielsweise die auftretende Verlustleistung zu minimieren. Hierfür wurden die Zellen mittels der elektrochemischen Impedanzspektroskopie analysiert und der durch ohmschen Anteil, Ladungsträgerdurchtritt und Diffusion hervorgerufene Innenwiderstand in Abhängigkeit des Ladezustands bestimmt. Im Anschluss wurde ein genaues Ersatzschaltbild gewählt und durch Parameterfitting die elektrischen Zweipol-Größen bestimmt. Die nachstehende Abbildung veranschaulicht ein solches Vorgehen am Beispiel einer Zelle des Herstellers LISHEN bei einem Ladezustand von 80 %.

Das elektrische Ersatzschaltbild wurde anschließend in Matlab/Simulink umgesetzt und diente im Anschluss der Verbesserung der ausgewählten Ladeverfahren. So können anhand des Modells beispielsweise Pulsbreite, Frequenz und Amplitude eines Pulsladeverfahrens variiert und der Spannungsabfall am Innenwiderstand der Zelle bestimmt werden. Dieser ist wiederum maßgeblich für die Verlustleistung und somit Erwärmung der Zelle von Bedeutung. Modellierete Variationen der Ladeverfahren, welche sich anhand der Ergebnisse empfehlen, wurden anschließend am Prüfstand getestet und verifiziert.



Neben den Modellen, denen ein elektrisches Ersatzschaltbild zugrunde liegt (vgl. Abbildung 5.17 und Abbildung 5.18), wurde parallel an der Erstellung eines Modells in COM-SOL Multiphysics gearbeitet. Dieses Modell erlaubt Simulationen die orts aufgelöst sind. Basis dieser numerischen Simulationen sind fundamentale physikalische Gesetzmäßigkeiten, die mit Hilfe von partiellen Differentialgleichungen beschrieben werden. Die so entstehenden Gleichungssysteme werden mit Hilfe verschiedener mathematischer Lösungsverfahren, wie zum Beispiel der Finiten-Elemente-Methode (FEM) gelöst.



**Abbildung 5.18:** Impedanzspektrum und auf die Messung angewendetes ESB bei einem Ladezustand von 80 %

Dementsprechend können neben Stromdichte- und Temperaturverteilungen weitere relevante Größen, wie beispielsweise Elektrodenpotenziale und -ladezustände sowie Konzentrationsverteilungen, berechnet werden. Somit lagen für das Arbeitspaket zwei verschiedene Lösungsansätze vor. Zum einen ein Modell, welches auf grundlegenden fundamentalen physikalischen Grundgleichungen basiert (White-Box-Modell), zum anderen die, welche einen empirisch mathematischen Ursprung haben (Grey-Box-Modelle). Diese Modelle besitzen, wie beschrieben, jeweils Stärken und Schwächen, die in Abhängigkeit von den zu untersuchenden Problemstellungen und zur gegenseitigen Verifikation und Validierung genutzt werden können.



## COMSOL

Zu Beginn der Modellbildung in COMSOL wurde ein Modell, bestehend aus fünf Schichten, aufgebaut. Das Modell besteht aus den beiden Stromkollektoren, den Elektroden und einem Separator. Als Eingangsgrößen werden, die für die KOKAM-Zellen relevanten Daten verwendet. Die einzelnen Elektrodenpotenziale gehen in die Berechnungen ebenso ein, wie auch die realen Schichtdicken, Abmaße und das verwendete Material. (vgl. Abbildung 5.19 und Tabelle 21) Im nächsten Schritt wurde die Anzahl der Lagen der Elektroden erhöht, um so die reale Zelle abbilden zu können. Die nutzbare Kapazität lag aufgrund der geringen Anzahl der verwendeten Schichten bei 0,581 Ah.

**Tabelle 21: Geometrische Dimensionen der verwendeten Pouchzelle aus dem Datenblatt der KOKAM Zelle und (Erhard 2017)**

Schicht Höhe x Breite [mm]	Dicke [µm]
Stromkollektor Anode (Kupfer) $T_{\text{Kupfer}} 213 \times 215$	13,5
Ableiter Anode (Kupfer) $T_{\text{Kupfer,tab}} 28 \times 80$	13,5
Stromkollektor Kathode (Aluminium) $T_{\text{Alu}} 213 \times 215$	22
Ableiter Kathode (Aluminium) $T_{\text{Alu,tab}} 28 \times 80$	22
Aktivmaterial Anode (Graphit) $T_{\text{Graphit}} 213 \times 215$	69,4
Aktivmaterial Kathode (NMC) $T_{\text{NMC}} 213 \times 215$	65,5
Separator $T_{\text{sep}} 213 \times 215$	25

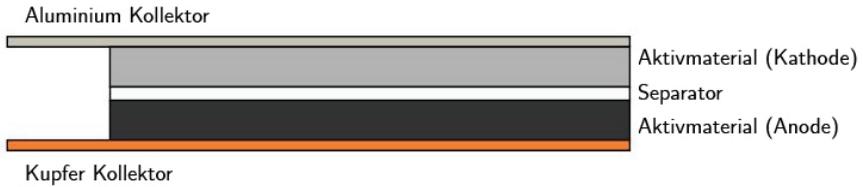
Im weiteren Verlauf der Arbeiten waren vor allem die Ergebnisse, die sich zur Temperaturverteilung ergeben, wichtig. Um ein vereinfachtes thermisches Modell validieren zu können, sind eine Vergleichssimulation und entsprechende Messungen unabdingbar. Diese erlauben nicht nur eine entsprechende Parametrierung, sondern dienen zur Prüfung und Einschätzung der Ergebnisse aus der Simulation mit einem vereinfachten Modell.

Bei der Parametrierung der Simulationsmodelle in COMSOL können Alterungseffekte, wie die Schichtdicke der SEI-Schicht (Solid Electrolyte Interphase) und der Verlust von Aktivmaterial berücksichtigt werden. Das dreidimensionale Modell der Lithium-Ionen-Pouchzelle besteht aus einem Stapel aus 5 Schichten:

- Ableiter Anode (Kupfer)
- Anode (Graphit)
- Separator (getränkt mit Elektrolyt 1 M LiPF<sub>6</sub> in 1:2 EC:DMC)
- Kathode (NMC)
- Ableiter Kathode (Aluminium).

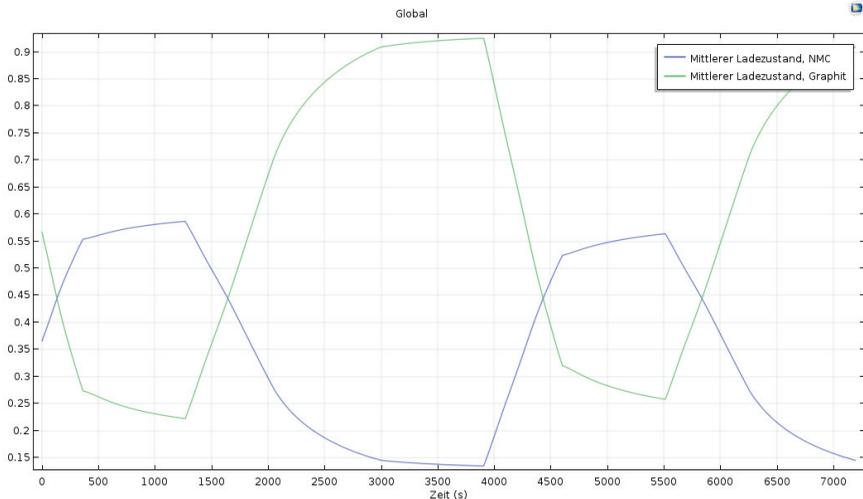


In Abbildung 5.19 ist ein schematischer Aufbau eines Zellstreifens dargestellt. Jede Schicht ist ein separat erstelltes geometrisches Modell.



**Abbildung 5.19:** Zweidimensional dargestellter, einlagiger Zellstreifen nach (Erhard 2017)

In der nachfolgenden Abbildung ist der Ladezustand der beiden Elektroden (NMC-Kathode und Graphit Anode) einer Simulationszelle während eines in COMSOL simulierten Lastprofils (vgl. Abbildung 5.21) abgebildet.



**Abbildung 5.20:** simulierter Ladezustand beider Elektroden über das Lastprofil (Abbildung 5.21) (Simulation aus dem COMSOL-Modell)

Für Simulationen mit einem konstanten Strom (Lade- oder Entladerichtung) ließen sich Ergebnisse mit einer sehr hohen Auflösung erzielen. Dabei können diverse Vorgänge wie beispielsweise das Wachstum von Passivierungsschichten und deren Auswirkungen innerhalb der Berechnung berücksichtigt werden.

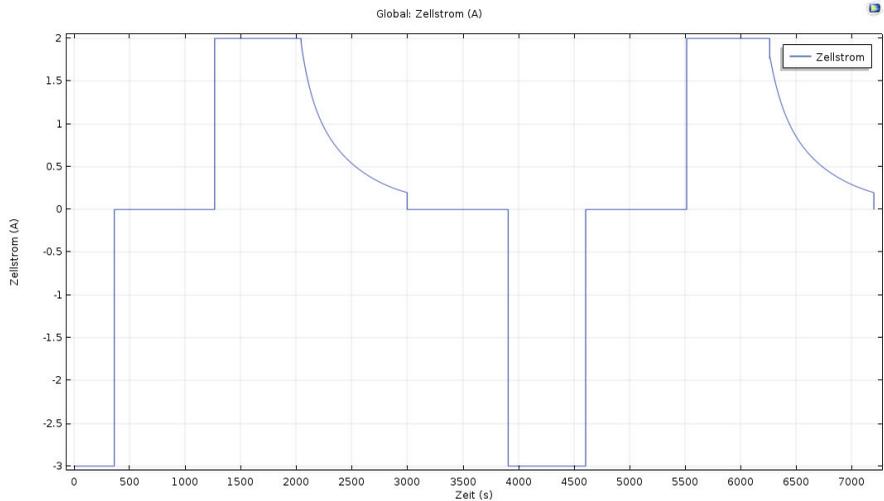


Abbildung 5.21: Stromprofil für die Berechnungen in COMSOL

Die Spannungsverteilung innerhalb der Zelle am Ende einer simulierten Entladung mit einem Stromrate von 3C, weist eine stetige Verringerung in Richtung des Pluspols der Batterie auf. Das deutet auf einen niedrigeren SOC in dieser Region hin.

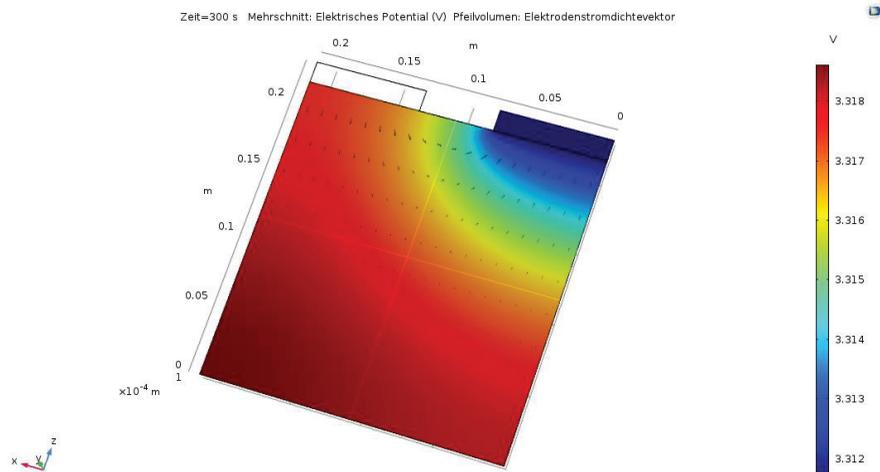


Abbildung 5.22: Potentialverteilung am Ende einer CC-Entladung

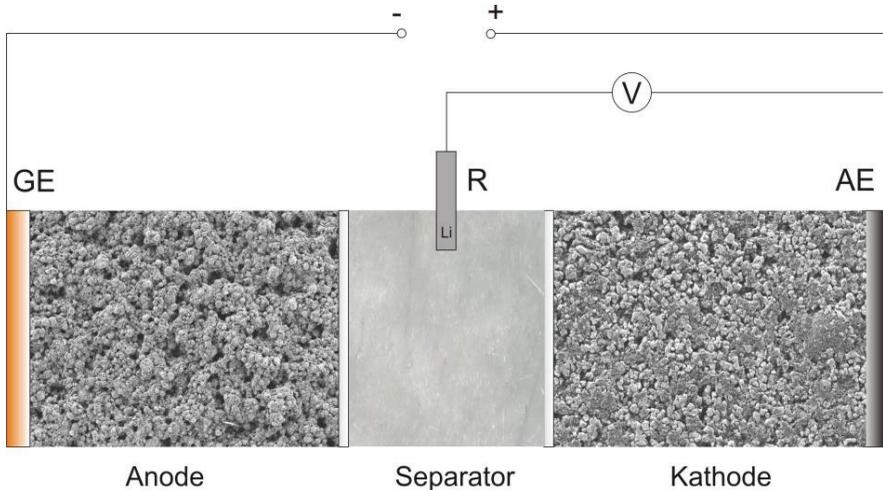


Probleme entstanden bei der Belastung mit dynamischen Stromprofilen. Für Testsimulationen wurde als Dateneingang eine Rechteckfunktion mit einer Stromrate von 3C und der Frequenz von 1 Hz verwendet. Die genutzte Rechenleistung lag bei einem Arbeitsspeicher von 250 GB unter Verwendung von 16 CPU's. Selbst bei dieser hohen Rechenleistung ist das Verhältnis von Simulationszeit zu simulierter Zeitspanne als nicht geeignet zu bewerten. Innerhalb von 82 Stunden wurden lediglich 108 Sekunden Belastung simuliert. Dieses Missverhältnis eignet sich nicht, um Alterungsuntersuchungen auf Ebene der Vollzellen vorzunehmen. Die Lösung, die sich hieraus ergab, war die Reduktion des Netzes und die Prüfung nach weiteren Vereinfachungen im Modell. Da sich eine geeignete Modellbildung in COMSOL als schwierig darstellte, wurden weitere Methoden zur orts aufgelösten Simulation innerhalb der Projektlaufzeit entwickelt und erprobt.

Um eine Verringerung der Rechenzeit zu erreichen, wurde eine Reduktion der Netzstruktur durchgeführt. Darüber hinaus wurden Gruppierungen auf Ebene der Partikeldimension (Interkalation der Partikel in die Graphitelektrode) vorgenommen. Als Ergebnis lässt sich nach den unterschiedlichen Ansätzen, die zur Reduktion der Rechenzeit verwendet wurden, festhalten, dass der Ansatz, der auf den grundlegenden physikalischen Gleichungen basiert, bei der Modellbildung für die Betrachtung von Alterung bei Schnellladung allenfalls für die Untersuchung kurzweiliger Phänomene und nicht aber für die Untersuchung ganzer Lebenszyklen geeignet ist. Im weiteren Verlauf des Projekts wurde dieses Modell entsprechend für die Betrachtung in einem kleinen zeitlichen Rahmen verwendet. Die Ergebnisse aus den Simulationen konnten beispielsweise für das Verständnis von Interkalationsprozessen und deren Änderung über die Lebensdauer benutzt werden. Ebenfalls eignen sich diese zur Verifikation und Validierung von Ergebnissen anderer Simulationsmodelle, die beispielsweise auf einem Ersatzschaltbild beruhen.

### ***Ersatzschaltbild***

Zur Parametrierung der Ersatzschaltbildmodelle wurden die im Projekt verwendeten Zellen (KOKAM-SLPB120216216HR2) mittels Groß- und Kleinsignalen charakterisiert. Diese Messungen wurden auf Ebene von Voll- und Halbzellen sowie auf Ebene der Module (12s1p) durchgeführt und ausgewertet. Als Eingangsgrößen für das Modell werden die Ruhespannungen der gesamten Zelle und, je nach Modellansatz, die der einzelnen Elektroden verwendet. Weiterhin werden Widerstandsanteile aus den verschiedenen Messungen extrahiert. Zur Messung der Halbzellenpotenziale werden Vorrichtungen der Firma EL-Cell GmbH für eine 3-Elektrodenmessung verwendet, um eine Ortsauflösung im Modell hinterlegen zu können. Aufgebaut wurden die Laborzellen mit Material, welches dem aus den KOKAM Nano Zellen entspricht (NMC 111 und Graphit). Die Messung läuft nach dem in Abbildung 5.23 dargestellten Prinzip ab und liefert durch das Prinzip der 3-Elektrodenmessung übertragbare Größen zur Darstellung der einzelnen Elektroden.



**Abbildung 5.23: Messprinzip zur Parametrierung für Laborzellen in einer 3 Elektrodenanordnung wobei AE die Arbeitselektrode, R die Referenzelektrode und GE die Gegenelektrode darstellt (schematische Darstellung)**

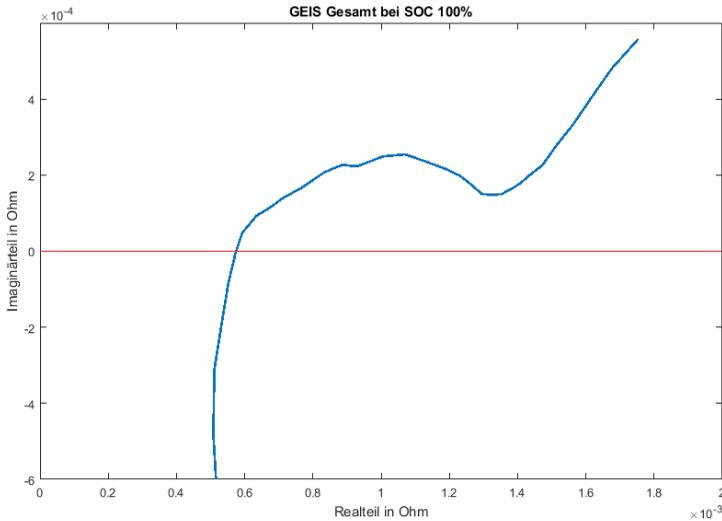
Die Widerstandsanteile wurden in ohmsche (Elektronenleitung im Material) und elektrochemische Anteile (Ionenleitung) aufgeteilt. Diese Aufteilung erfolgte anhand der Impedanzspektren und deren Auswertung mittels verschiedener Analysen. Beispielhaft ist in der folgenden Abbildung 5.24 ein Impedanzspektrum, was an einer KOKAM-Zelle nach einer Vollladung aufgenommen wurde, dargestellt. Der ohmsche Anteil ist im Nulldurchgang der Impedanzmessung zu lokalisieren. Alle kapazitiven Anteile (oberhalb der Nulllinie) stellen Oberflächenreaktionen und Diffusionsvorgänge in der Zelle dar. Die induktiven Anteile der Impedanz einer Zelle sind im negativen Bereich zu finden. (vgl. auch Abbildung 5.18)

Der große Halbkreis repräsentiert die verschiedenen Transportvorgänge an den Oberflächen der Elektroden. Nach diesem Halbkreis schließt sich ein Diffusionszweig an. Diese beiden Phänomene werden im Ersatzschaltbild (vgl. Abbildung 5.25) berücksichtigt. Durch unterschiedliche Auswertungsmethoden lassen sich differenzierte Modelle im Bereich der ersatzschaltbildbasierten Simulation parametrieren. Der Datensatz, welcher in dem Projekt verwendet wurde, wurde während der Projektlaufzeit auf unterschiedlichen Ebenen vervollständigt.

Das ursprünglich als kleines Netzwerk geplante Alterungsmodell wurde erweitert und zur orts aufgelösten Simulation von Alterungseffekten und deren Auswirkung verwendet. Eine entsprechende Modellstruktur wurde geschaffen und die Daten, die aus der Parametrierung der Halbzellen gewonnen wurden, konnten durch Skalierung und ein im Fortlauf des



Projektes entwickeltes Verfahren für die Parameteridentifikation eines orts aufgelösten Modells verwendet werden. (Oberland in Veröffentlichung)



**Abbildung 5.24: Galvanostatische Impedanzspektroskopie an einer KOKAM-Zelle mit einem SOC von 100 %**

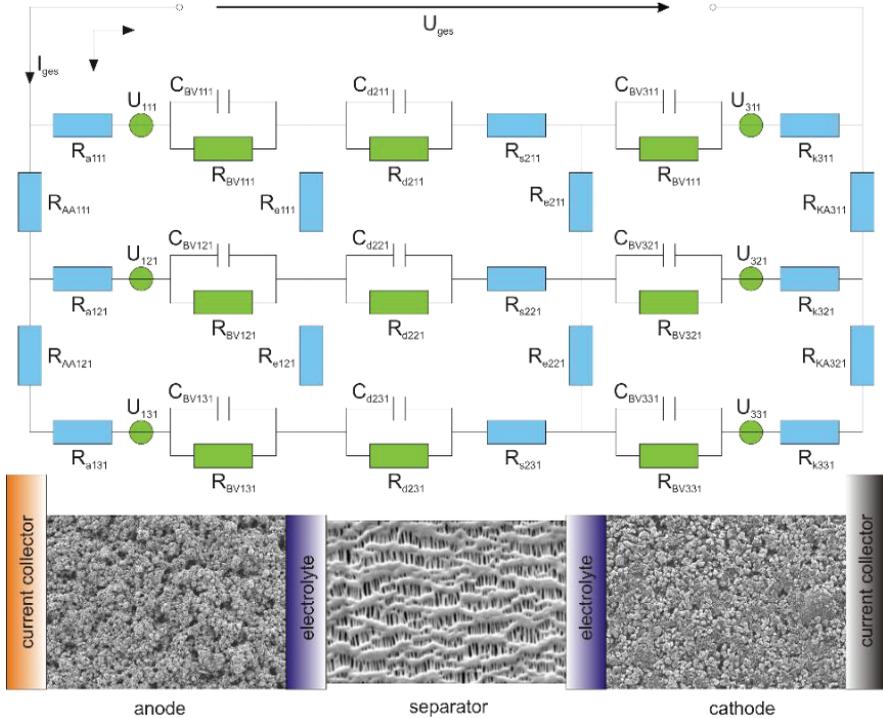
Eine verwendete Struktur mit entsprechender Zuordnung der auf Zellebene abgebildeten Bereiche ist in Abbildung 5.25 dargestellt. Die Auflösung ist abhängig von der Anzahl der Stränge und kann, nach Bedarf gewählt werden. Zu Beginn der Berechnung wurde ein Simulationsmodell mit 3 Strängen verwendet.

Da die Parametrierung der einzelnen Elemente des Ersatzschaltbilds aus der Impedanzspektroskopie und einer Skalierung von Halbzellenmessungen auf die Ebene der Vollzelle vorgenommen wurde, konnten dementsprechend die gemessenen und errechneten Werte der einzelnen Ersatzschaltbildelemente unter dem Aspekt der Alterung im Ersatzschaltbild halbzellseitig betrachtet werden. Der Vorteil an dieser Stelle ist die relativ kurze Laufzeit der Simulationen und die Fähigkeit zur Simulation von dynamischen Prozessen. Weiterhin eignet sich dieser Modellansatz aufgrund seiner Eigenschaften zur Skalierung auf den unterschiedlichen Ebenen, wie Zelle, Modul und Teilsystem.

Die Charakterisierung erfolgte mittels galvanostatischer Impedanzspektroskopie ( $I_{max} = \text{konstant}$ ), welche einen stationären Ladezustand garantiert. Nachteilig kann sich für diese Messmethode eine Abweichung vom linearen Verhalten durch eine hohe Spannung (wenn  $\Delta U$  größer 10 mV) ergeben. Die Messungen wurden in

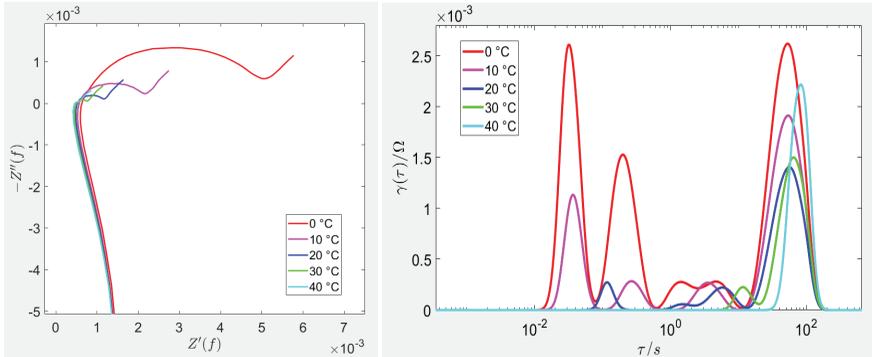


Ladezustandsschritten von 10 % über einen SOC von 0 bis 100 % vorgenommen. Eine thermische Charakterisierung erfolgte ebenfalls durch Messungen im Bereich von 0 bis 40 °C. Nach jedem Schritt erfolgte eine kapazitätsbezogene Kalibrierung des Ladezustands.



**Abbildung 5.25:** Ortsaufgelöstes Ersatzschaltbildmodell (oben) und eine nicht maßstabgenaue Entsprechung auf Zellebene (unten)

Aus den Impedanzspektren (vgl. Abbildung 5.24) können die einzelnen, in Abbildung 5.25 dargestellten Ersatzschaltbildelemente, abgeleitet werden. Weiterhin wird für die Veränderung von Parametern eine Analyse der unterschiedlichen Relaxationszeiten (DRT-Analyse) aus der Impedanzspektroskopie vorgenommen. Diese Zeitkonstanten beschreiben einen bestimmten Prozess innerhalb des elektrochemischen Systems und können für die Charakterisierung von galvanischen Zellen und deren Prozessen verwendet werden. In den Simulationen können über die Geometrie der Zelle Verteilungen von verschiedenen Potentialen, Ladezuständen und Strömen bestimmt werden.



**Abbildung 5.26:** Impedanzspektren an einem Modul für unterschiedliche Temperaturen (links) und die sich daraus ergebende DRT-Analyse (rechts)

Im Betrieb von Lithium-Ionen-Zellen können Inhomogenitäten in den Verteilungen verschiedener physikalischer Größen auftreten und so durch eine ungleiche Belastung die Alterung von Zellen ungünstig beeinflussen. Betroffen sind hiervon Potential, Stromdichte, Lithium-Konzentration, sowie die Temperatur. Diese Größen sind durch elektrische, chemische und thermische Prozesse aneinandergeschlossen, sodass sie sich gegenseitig beeinflussen, was zu einer hohen Dynamik in der Ausprägung dieser Verteilungen führt. Die Ursachen hierfür sind vielfältig und finden sich auf verschiedenen Größenskalen. So kommt es beispielsweise durch begrenzte Transportprozesse zur ungleichmäßigen Verteilung der Lithium-Konzentration auf Partikelebene, was wiederum zu einer inhomogenen Potentialverteilung entlang des Partikels führt. (Erhard 2017) Im Folgenden sollen jedoch makroskopische elektrische und thermische Effekte, sowie deren Kopplung an zellinterne chemische Prozesse aufgrund deren Relevanz für die Anwendungspraxis im Fokus stehen.

Auf Grund der endlichen Leitfähigkeit der in Lithium-Ionen-Zellen verwendeten Ableitermaterialien treten an den Stromableitern Spannungsgradienten auf, wodurch terminalnahe Zellareale stärker polarisiert werden, als terminalferne Areale. Da die Stromdichte in den Ableitern mit steigender Entfernung von den Terminals abnimmt, sinkt der Spannungsgradient entlang der Elektroden. Dieses Phänomen wurde von (Erhard et al. 2017) mit Hilfe lokaler Potentialmessungen an einer Multi-Tab-Zelle nachgewiesen. Im Rahmen dieser Messungen wurden über der Zeit Oszillationen lokaler Potentiale beobachtet, wenn die entsprechende Elektrodenregion einen Ladezustand erreicht, an dem die Graphitanode eine Phasenumwandlung durchläuft. Diese Schwingungen sind umso stärker ausgeprägt, je weiter das entsprechende Elektrodenareal vom Terminal entfernt ist, da mit steigender Entfernung der Einfluss der Ruhespannungskennlinie gegenüber dem Spannungsgradienten entlang der Elektroden steigt. Außerdem ist das Schwingverhalten



umso intensiver, je stärker sich der Anstieg im Graphitruhepotential ändert. Das beschriebene Phänomen ist jedoch nur bei kleinen Strömen beobachtbar, da bei hohen Strömen der ohmsche Spannungsabfall über den Stromableitern das Verhalten dominiert und der Einfluss der Ruhespannungskennlinie schwindet. (Erhard et al. 2017)

Die Inhomogenität der Spannung entlang der Elektroden wirkt sich direkt auf die Verteilung der Stromdichte aus. So fließen auf Grund der höheren Polarisation höhere lokale Ströme in den Bereichen der Zelle, welche sich in direkter Nähe zu den Terminals befinden. Terminalferne Regionen liefern dagegen einen vergleichsweise kleineren Anteil zum Gesamtstrom der Zelle. Durch Messung lokaler Ströme an einer LFP/Graphit-Zelle mit einer segmentierten Kathode konnte dieses Verhalten von der Arbeitsgruppe um Zhang während einer CC-Entladung nachgewiesen werden (Zhang et al. 2013b). Die Stromverteilung zeigt jedoch nur zu Anfang der Entladung das beschriebene Profil. Im Laufe der Zeit sinken die anfangs hohen Ströme der terminalnahen Segmente, während die zu Beginn geringen Ströme der terminalfernen Areale immer weiter ansteigen. Dieses Verhalten liegt darin begründet, dass sich die terminalnahen Regionen durch die anfangs sehr hohen Ströme stärker entladen als die Zellbereiche, welche einen größeren Abstand zu den Terminals besitzen. Hieraus folgt die Ausprägung einer inhomogenen Verteilung des Ladezustandes entlang der Elektroden. Die monoton abfallende Kennlinie führt dazu, dass die Leerlaufspannung der terminalfernen Zellregionen zu Beginn der Entladung relativ gesehen zur Leerlaufspannung der terminalnahen Bereiche immer weiter ansteigt. Folglich sinken anfangs hohe und steigen anfangs geringe lokale Ströme. Dieses Phänomen geht so weit, dass sich die anfangs eingestellte Stromverteilung ab einem gewissen Zeitpunkt umkehrt. Zum Ende der Entladung kommen also die größten lokalen Ströme aus den Zellarealen mit dem größten Abstand zu den Terminals. (Zhang et al. 2013b)

Der ohmsche Spannungsgradient entlang der Elektroden und die inhomogene Leerlaufspannungsverteilung wirken einander entgegen, wobei je nach vorangeschrittener Entladedauer jeweils einer der beiden Effekte die Ausprägung der Stromdichteverteilung dominiert. Aus dem beschriebenen Verlauf der Stromdichteverteilung folgt, dass sich die Ladezustandsverteilung zu Beginn der Entladung inhomogener, später jedoch immer homogener entwickelt. Eine vollständige Homogenisierung tritt dennoch nur bei geringen Strömen im Bereich von C/5 auf. Jedoch beginnen nach Abbruch der Entladung interne Ausgleichsströme von Zellregionen mit höherer Leerlaufspannung zu Arealen niedrigerer Spannung zu fließen, wodurch sich die lokalen Ladezustände weiter angleichen. Auf Grund der Lade-Entlade-Hysterese in einer Lithium-Ionen-Batterie werden sich die lokalen Ladezustände aber nie komplett ausgleichen. Dies liegt darin begründet, dass sich Zellareale höherer Spannung entladen, sich also auf der Entladekurve bewegen, wohingegen Bereiche niedrigerer Spannung geladen werden, sich also auf der Ladekurve bewegen. Das Abfahren der beiden verschiedenen Kennlinien sorgt dafür, dass sich zwar



die Spannungen der verschiedenen Segmente, jedoch nicht ihre Ladezustände, völlig ausgleichen. (Zhang et al. 2013b; Fleckenstein et al. 2011)

Auch die Höhe des Gesamtstromes besitzt einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Verteilung der Stromdichte. Bei hohen Strömen dominiert der Einfluss des ohmschen Spannungsabfalls entlang der Elektroden das Verhalten gegenüber der Ruhespannungskennlinie, was dazu führt, dass die lokalen Ströme ein monotones Verhalten aufweisen und sich in ihrer Höhe deutlich stärker voneinander unterscheiden, als bei niedrigen C-Raten. Außerdem kommt es zu keiner Umkehrung des Stromdichteprofiles, da auf Grund des durch den hohen Strom bedingten großen ohmschen Spannungsabfalls, die Entladeschlussspannung erreicht wird, bevor die Leerlaufpotentiale der weiter entfernten Elektrodenbereiche die der terminalnahen Areale übersteigen. Aus der gesteigerten Inhomogenität in der Stromdichteverteilung folgt auch eine inhomogenere Ladezustandsverteilung. Beispielsweise konnte bei einer 4C-Entladung an einer LFP/Graphit-Zelle eine DOD-Abweichung von etwa 30 % bei Erreichen der Entladeschlussspannung nachgewiesen werden. Bei niedrigen C-Raten kommt es hingegen zur Ausbildung eines welligen, eher homogenen Stromprofils, was eine ebenfalls homogene Ladezustandsverteilung begünstigt. (Zhang et al. 2013b)

Ebenfalls besitzen thermische Randbedingungen einen entscheidenden Einfluss auf die Ausbildung von Verteilungen in einer Zelle. So führt eine Verminderung der Umgebungstemperatur zur Ausprägung eines sehr einheitlichen Stromprofils, was in der Reaktionskinetik begründet liegt. Tiefe Temperaturen erschweren den Ablauf von chemischen Prozessen innerhalb einer Zelle, was zum Anstieg des Durchtrittswiderstands, sowie des SEI-Widerstands führt. Der Anstieg dieser internen Widerstände sorgt für höhere Überspannungen bei gleichbleibendem Strom. In Folge dessen schwindet der Einfluss des Spannungsabfalls über den Stromableitern, was wiederum zu einer homogeneren Stromverteilung führt. Bei Erhöhung der Umgebungstemperatur kann ein entgegengesetztes Verhalten beobachtet werden, was diese Erklärung stützt. Der Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Stromdichteverteilung wurde bereits in Simulationen reproduziert. (Erhard et al. 2017; Zhang et al. 2013b)

Dieser Einfluss zeigt sich besonders deutlich, wenn die Temperatur einen Gradienten ausbildet, wofür mehrere Ursachen bekannt sind. In diesem Abschnitt wurde bereits auf den Spannungsgradienten entlang der Stromableiter eingegangen, welcher auf Grund der schwindenden Stromdichte mit steigender Entfernung von den Terminals sinkt. Der Gradient in der Stromdichte provoziert einen Gradienten in der Verlustwärme, welcher wiederum zur Folge hat, dass sich die Ableiter in Terminalnähe stärker erwärmen als in großer Entfernung von den Terminals. Eine weitere Ursache können große Widerstände, beispielsweise Kontaktwiderstände an Schweißpunkten zwischen Elektroden und Tabs, darstellen, an denen sich, bedingt durch die erhöhte Wärmeentwicklung, lokale Hotspots



ausbilden. Eine inhomogene Temperaturverteilung führt dazu, dass auch die interne Zellimpedanz eine ungleichmäßige Verteilung aufweist. Lokal hohe Temperaturen sorgen für niedrige lokale Impedanzen, woraus hohe lokale Stromdichten resultieren. Da die Verlustwärme bei elektrischer Leitung quadratisch von der Stromstärke abhängt, erwärmen sich ohnehin schon warme Regionen noch weiter, wodurch der Temperaturgradient verstärkt wird. (Fleckenstein et al. 2011)

Darüber hinaus ist auch das Verhältnis von Entlade- zu Ladeimpedanz eine Funktion der Temperatur. Dieser Quotient sinkt im Temperaturintervall von 23 °C bis 40 °C mit steigender Temperatur, wobei die Entladeimpedanz über einen weiten SOC-Bereich größer ist als die Ladeimpedanz. Folglich werden kältere Zellareale in geringerem Maße entladen, als sie geladen werden, was dazu führt, dass sich hier höhere Ladezustände einstellen als in wärmeren Regionen. Jedoch wird dieser Prozess durch den steigenden Ruhespannungsgradienten limitiert, weshalb die Inhomogenität im Ladezustand gegen einen festen Wert konvergieren sollte, der von der C-Rate während der Zyklisierung abhängt. Außerdem wird die Leerlaufspannung von der Temperatur beeinflusst, was den Entropieänderungen zugeschrieben wird, die bei interkalationsbedingten Phasenumwandlungen in der Graphitanode auftreten. Über einen weiten Ladezustandsbereich ist der lineare Temperaturkoeffizient der Ruhespannung positiv, sie steigt also im Allgemeinen bei Temperaturerhöhung. Daraus folgt, dass wärmere Regionen bei gleichem Ladezustand eine höhere Leerlaufspannung aufweisen als kältere Regionen. Dies führt zum Auftreten interner Ausgleichsströme, welche die wärmeren Areale entladen und die kälteren Bereiche aufladen, bis der Spannungsgradient verschwindet. Der dargelegte Effekt verstärkt also den SOC-Gradienten von den kälteren zu den wärmeren Zellregionen. (Fleckenstein et al. 2011)

Um die Wirkung der Verteilung über den gesamten SOC abbilden zu können, wurde der Ansatz auf Basis des elektrischen Ersatzschaltbildes verwendet. Im Laufe des Projektes wurde der Ansatz stetig weiterentwickelt. Nach einer erfolgreichen Umsetzung in MATLAB wurde die Berechnung auf Grundlage des Knotenpotentialverfahren vorgenommen. Dabei wird ein Bezugsknoten der Schaltung festgelegt, indem das Potential eines beliebigen Knotenpunkts zu 0 angenommen wird. Nun werden für alle Knotenpunkte, mit Ausnahme des Bezugsknotens, die Knotenpunktgleichungen in Matrizenform aufgestellt:

$$\begin{bmatrix} G_{11} & \cdots & G_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{n1} & \cdots & G_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \varphi_1 \\ \vdots \\ \varphi_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{qg1} \\ \vdots \\ I_{qgn} \end{bmatrix}$$

Dabei wird die Matrix als Leitwertmatrix bezeichnet. Auf ihrer Hauptdiagonalen befinden sich die Summenleitwerte  $G_{11}$  bis  $G_{nn}$ . Hierbei handelt es sich um die Summe aller Leitwerte, die an den entsprechenden Knotenpunkt angrenzen. Die Elemente, die sich nicht auf der Hauptdiagonalen befinden, werden als Koppelleitwerte bezeichnet. Der



Koppelleitwert  $G_{\mu\nu}$  entspricht der Summe aller Leitwerte, die den Knoten  $\mu$  direkt mit dem Knoten  $\nu$  verbinden, versehen mit einem negativen Vorzeichen. Existiert keine direkte Verbindung zwischen zwei Knotenpunkten, so ist der entsprechende Koppelleitwert 0.

Da  $G_{\mu\nu} = G_{\nu\mu}$  gilt, handelt es sich bei der Leitwertmatrix um eine symmetrische Matrix. Der Vektor auf der rechten Seite der Gleichung beinhaltet jeweils die Summe der Quellströme, deren Quellen direkt mit dem entsprechenden Knotenpunkt verbunden sind. Bei Bildung der Summe werden in den Knoten hineinfließende Ströme als positiv und vom Knoten abfließende Ströme als negativ angenommen. Wurden die Leitwertmatrix und der Quellstromvektor aufgestellt, kann das Gleichungssystem mit Hilfe des Gaußschen Eliminationsverfahrens nach dem Vektor der Knotenpotentiale gelöst werden. Nun sind die Potentiale aller Knoten, bezogen auf den Bezugsknoten, bekannt. Durch Differenzbildung können aus ihnen jegliche Spannungen des Netzwerkes bestimmt werden. Mit Hilfe der Leitwerte lassen sich außerdem die unbekanntenen Ströme berechnen. (Frohne et al. 2005)

Ein elektrisches Netzwerk kann nur dann mittels Knotenpotentialverfahren untersucht werden, wenn es keine anderen Elemente als Stromquellen und ohmsche Widerstände enthält. Typischerweise finden sich in Ersatzschaltbildern für Lithium-Ionen-Batterien jedoch auch Kapazitäten, welche dabei helfen, das dynamische Verhalten der Zelle abzubilden. Kapazitäten weisen eine zeitabhängige Strom-Spannungscharakteristik auf, die durch nachfolgende Gleichung beschrieben wird. Hier stehen  $i(t)$  für den Strom,  $C$  für die Kapazität und  $u(t)$  für die Spannung über dem Kondensator. (Frohne et al. 2005)

$$i(t) = C \cdot \frac{du(t)}{dt}$$

Diese Differentialgleichung kann nun nach der Eulerschen Rückwärtsstrategie diskretisiert werden. Es resultiert die folgende Gleichung, wobei  $k$  und  $k + 1$  für zwei aufeinanderfolgende diskrete Zeitpunkte stehen und  $h$  die Schrittweite zwischen diesen beiden Zeitpunkten bezeichnet.

$$i(k + 1) = C \cdot \frac{u(k + 1) - u(k)}{h}$$

Nun werden ein Leitwert  $G$  und ein Quellstrom  $i(k)$  folgendermaßen definiert:

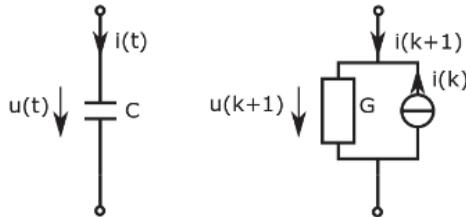
$$G = \frac{C}{h}$$

$$i(k) = \frac{C \cdot u(k)}{h}$$

Gemäß Abbildung 5.27 wird also die Kapazität in eine Parallelschaltung aus einem ohmschen Widerstand und einer idealen Stromquelle überführt. (Unbehauen 2000) Werden alle Kapazitäten des Ersatzschaltbildes nach dem dargelegten Vorgehen diskretisiert, besteht das Netzwerk nur noch aus Widerständen und Stromquellen. Das

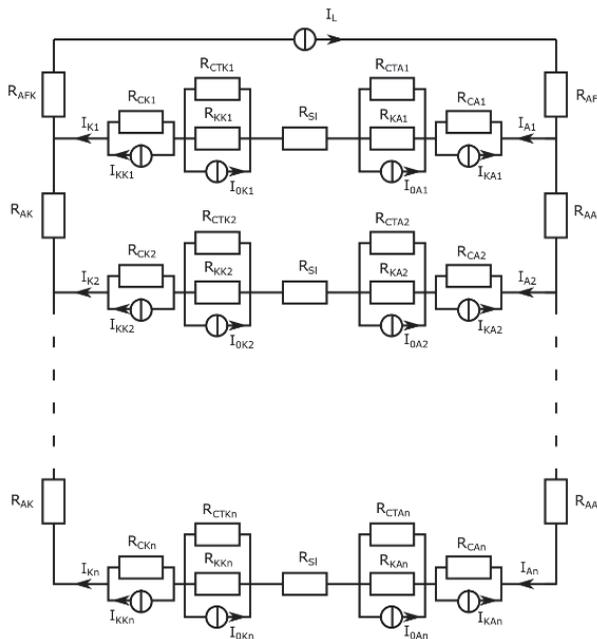


Knotenpotentialverfahren kann also angewendet werden. Die vorgestellte Diskretisierung entspricht einer numerischen Lösung der Differentialgleichung des Kondensators mit Hilfe des impliziten Eulerverfahrens.



**Abbildung 5.27:** Diskretisierung einer Kapazität  $C$  mit Paralleleitwert zur digitalen Nachbildung eines Kondensators im Simulationsmodell

Zum Zwecke der Ordnungsreduktion wurde eine Simulation mit dem Ersatzschaltbild aus Abbildung 5.25, jedoch ohne die Stränge mit den Separatorquerwiderständen, durchgeführt und mit den Ergebnissen des ursprünglichen Modells verglichen.

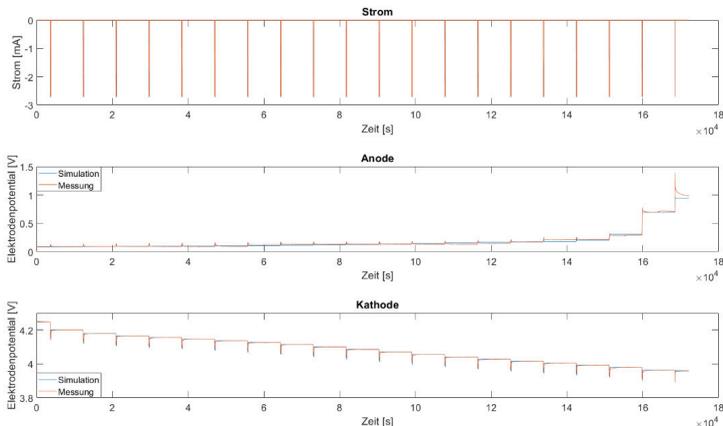


**Abbildung 5.28:** Umgewandeltes Ersatzschaltbild unter Vernachlässigung der Querwiderstände des Separators



Eine Darstellung der simulierten Klemmspannungen entfällt, da sich die beiden Graphen quasi nicht voneinander separieren lassen. Die Quadratwurzel der mittleren quadrierten absoluten Abweichung zwischen den beiden Simulationen beträgt 442,7 nV, was vernachlässigbar klein ist. Die Separatorquerwiderstände besitzen aufgrund der relativ hohen Werte nur einen extrem geringen Einfluss auf das simulierte Klemmspannungsverhalten. Im Sinne einer Reduktion des Rechenaufwandes werden diese im Folgenden vernachlässigt, was zur Verwendung des in Abbildung 5.28 dargestellten Ersatzschaltbildmodells führt. Bei Bedarf, beispielsweise zur Simulation eines Fehlbetriebs können diese wieder aufgenommen werden.

In Abbildung 5.29 sind die simulierten und die gemessenen Verläufe der beiden Halbzellpotentiale, sowie das aufgeprägte dynamische Stromprofil dargestellt. Daraus wird deutlich, dass das Modell auch beim hier verwendeten Validierungsprofil prinzipiell in der Lage ist, das Verhalten der realen Zelle zu reproduzieren. Auffällig sind die Abweichungen zwischen dem gemessenen und dem simulierten Potential der Anode. Diese sind abermals der für das Ruhepotential der Anode implementierten Funktion geschuldet, welche sich für einige Ladezustände deutlich von den entsprechenden Messwerten unterscheidet. Dementsprechend liegt das simulierte Potential über dem gemessenen, wenn bei dem entsprechenden Ladezustand der Wert der hinterlegten Ruhepotentialfunktion größer ist als der gemessene. Analog dazu kehrt sich dieses Phänomen um, wenn der Messwert größer ist als der entsprechende Funktionswert.

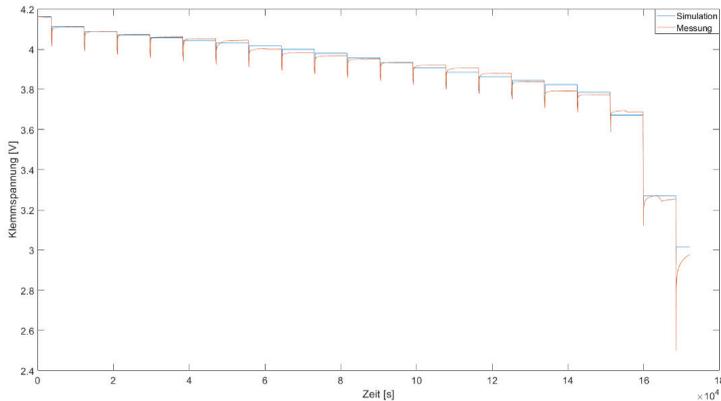


**Abbildung 5.29: Dynamisches Stromprofil und gemessene, sowie simulierte Halbzellpotentiale von Anode und Kathode**

In Abbildung 5.30 sind die reale, sowie die gemessene Klemmspannung für das dynamische Validierungsprofil dargestellt. Beide wurden aus der Überlagerung der beiden



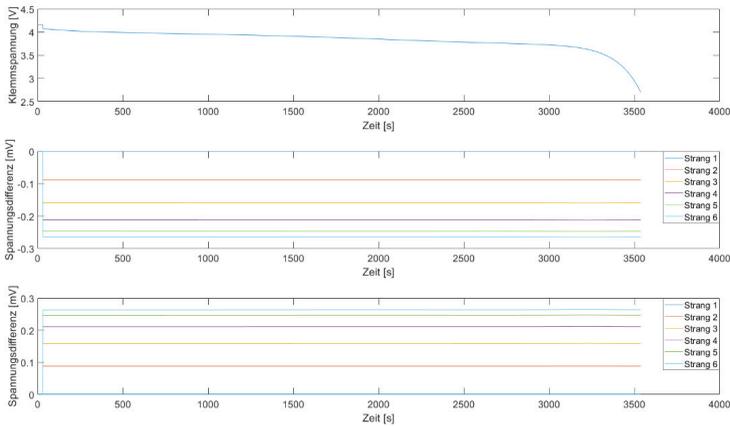
Halbzellpotentiale berechnet. Da schon das Verhalten der Halbzellen im Allgemeinen gut reproduziert wird, zeigen auch die Klemmspannungen ein ähnliches Verhalten. Jedoch können Abweichungen in den Spannungsplateaus der Ruhephasen beobachtet werden, welche der Anode zugeschrieben werden können. Die zu schnelle Relaxation der simulierten Klemmspannung kann hingegen beiden Elektroden zugeordnet werden.



**Abbildung 5.30:** Reale und simulierte Klemmspannung für das dynamische Validierungsprofil (Abbildung 5.29)

Anhand des absoluten RMSE (root-mean-square error) kann abgeschätzt werden, ob über dem betrachteten Zeitraum eher eine Überlagerung oder eine Auslöschung der Fehler der Halbzellpotentiale stattfindet. Für das Anodenpotential beträgt dieser 45,8 mV, für das Kathodenpotential 18,6 mV und für die Klemmspannung 52,1 mV. Da der absolute RMSE der Vollzelle die der Halbzellen überragt, tritt hier eine Überlagerung auf. Der relative RMSE der Klemmspannung beträgt 1,74 %. In Anbetracht des geringen Fehlers und der Fähigkeit des Modells, das reale Zellverhalten prinzipiell wiederzugeben, kann das Modell auch für das verwendete dynamische Stromprofil als valide betrachtet werden.

Zur Simulation einer statischen Last wurde als Stromprofil exemplarisch eine CC-Entladung mit einer Stromstärke von 2,7 mA und einer Entladeschlussspannung von 2,8 V gewählt. Da die Charakterisierung der Testzelle ebenfalls mit dieser Stromstärke durchgeführt wurde, lassen sich auf diese Weise die validesten Ergebnisse produzieren. Der Einschaltvorgang ist zu Beginn durch das plötzliche Absinken der Spannung zu erkennen. Am Ende der Entladung erfolgt der Einbruch der Spannung aufgrund des Anstiegs der Widerstandsanteile und der sich entsprechend dem Ladezustand der Elektroden entwickelnden Leerlaufspannungen.



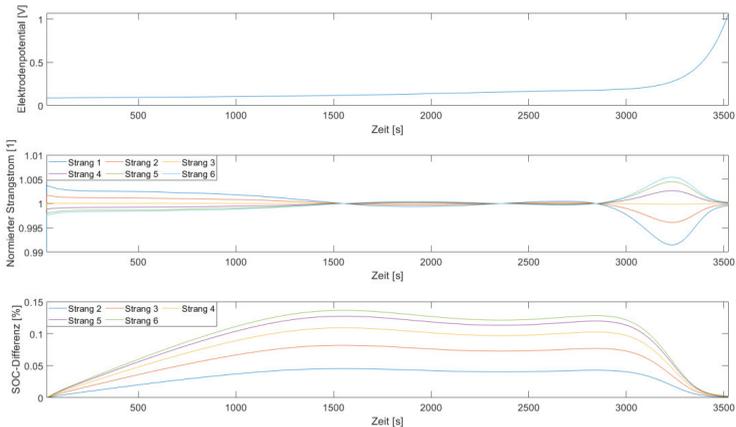
**Abbildung 5.31: Klemmspannung (oben) und Potentialverteilung im negativen (mitte), sowie positiven Ableiter (unten) bei simulierter CC-Entladung mit dem Simulationsmodell aus Abbildung 5.28**

In Abbildung 5.31 sind die Klemmspannung (oben) und die Potentialverteilung im negativen (Mitte), sowie positiven Ableiter (unten) dargestellt. Bei den Potentialverteilungen handelt es sich um die Spannungen entlang der Ableiterwiderstände, zwischen dem Knotenpunkt des jeweiligen Stranges und dem jeweiligen Klemmpotential. Hierbei ist sehr auffällig, dass die Spannungsdifferenzen aller Stränge über der gesamten Entladedauer konstant zu sein scheinen. Spannungszusatzungen wie in (Erhard et al. 2017) können hier nicht beobachtet werden, was auf die Ruhepotentialfunktion der Anode zurückgeführt werden kann. Weiterhin ist ein Absinken des Potentialgradienten bei steigender Entfernung vom Referenzknoten in beiden Ableitern erkennbar. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Strombelastung der Ableiter mit steigender Entfernung von den Klemmen sinkt, wodurch der Spannungsabfall über den Ableiterwiderständen mit steigender Klemmenentfernung ebenfalls geringer ausfällt.

In Abbildung 5.32 sind die Strom- und Ladezustandsverteilung der simulierten CC-Entladung dargestellt. Die Stromverteilung wird durch die, auf den durchschnittlichen Zweigstrom normierten, lokalen Ströme beschrieben, die Ladezustandsverteilung hingegen durch die Differenz zwischen dem jeweiligen lokalen SOC und dem SOC des ersten Strangs. Zur besseren Abschätzung von Korrelationen mit dem Elektrodenpotential der Anode, ist dieses in Abbildung 5.32 ebenfalls dargestellt. Aus der Stromverteilung wird deutlich, dass zu Beginn der Entladung die Strangströme umso größer sind, je näher sich der jeweilige Strang an den Klemmen der Zelle befindet. Im Verlauf der Entladung nähern sich die lokalen Ströme immer weiter an, bis sie sich nach einer Zeit von 1550 s alle



schneiden. Ab diesem Zeitpunkt kehrt sich die Stromverteilung um, sodass die größten Beiträge zum Gesamtstrom aus den ableiterfernen Zellregionen kommen. Nach 1900 s erreichen die lokalen Ströme ihre lokalen Extrema, anschließend homogenisiert sich die Stromverteilung, bis sich nach einer Zeit von 2360 s erneut alle Ströme schneiden. Die Verteilung kehrt sich ein weiteres Mal um, sodass die größten lokalen Ströme nun wieder in den terminalnahen Regionen fließen. Nach 2845 s kehrt sich die Stromverteilung zum letzten Mal um und zeigt nun ihre inhomogenste Ausprägung.



**Abbildung 5.32: Anodenpotential (oben), Stromverteilung (mitte) und Ladezustandsverteilung (unten) bei simulierter CC-Entladung mit dem Simulationsmodell aus Abbildung 5.28**

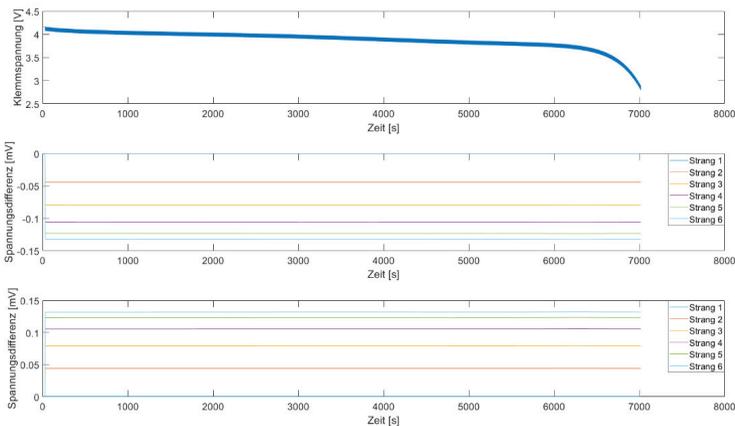
Die Ladezustandsverteilung ist eng mit der Stromverteilung verknüpft. So geht aus Abbildung 5.32 hervor, dass sich zu Beginn der Entladung eine immer inhomogener werdende Ladezustandsverteilung ausprägt. Terminalnahe Zellregionen werden stärker entladen als terminalferne. Die SOC-Verteilung homogenisiert sich jedoch, ab dem Zeitpunkt von 1550 s, da sich hier die Stromverteilung umkehrt. Dementsprechend prägt sich bei erneuter Umkehrung des Stromprofils erneut eine inhomogenere Ladezustandsverteilung aus. Nach der letzten Umkehrung des Stromprofils erreichen die einzelnen Zellregionen schnell denselben Ladezustand, da sich hier die inhomogenste Stromverteilung einstellt. Die bereits stark entladenen Stränge in Nähe der Klemmen werden hier nur noch schwach entladen und die bis dahin weniger belasteten Regionen am anderen Ende der Zelle werden nun stark entladen. Dies führt zu einer Homogenisierung der Ladezustandsverteilung zum Ende der Entladung.

Die anfängliche Stromverteilung liegt in den ohmschen Spannungsabfällen entlang der Ableiter begründet. Aufgrund der unterschiedlich starken Polarisierung der einzelnen Stränge liefern diese unterschiedlich hohen Beiträge zum Gesamtstrom. Durch die



ungleichmäßige Entladung sinken die lokalen Ladezustände und damit auch die lokalen Leerlaufspannungen der terminalnahen Zellregionen schneller als die der terminalfernen. Dies führt zu einer Veränderung der Potentialverteilung, wodurch sich die Stromverteilung ab einem gewissen Zeitpunkt umkehrt. Anschließend werden terminalferne Regionen stärker entladen als terminalnahe, bis sich die Stromverteilung, aufgrund der erneut veränderten Potentialverteilung, wieder umkehrt. Die Ausprägung der Stromverteilung hängt also stark von den hinterlegten Ruhepotentialkennlinien der beiden Elektroden ab. Eine starke Änderung in der Steigung der Ruhespannungskennlinie provoziert eine Umkehrung der Stromverteilung. Bei der hier verwendeten LMO/Graphit-Zelle können sprunghafte Spannungsänderungen den Phasenübergängen bei Erreichen einer neuen Interkalationsstufe im Anodenmaterial zugeordnet werden.

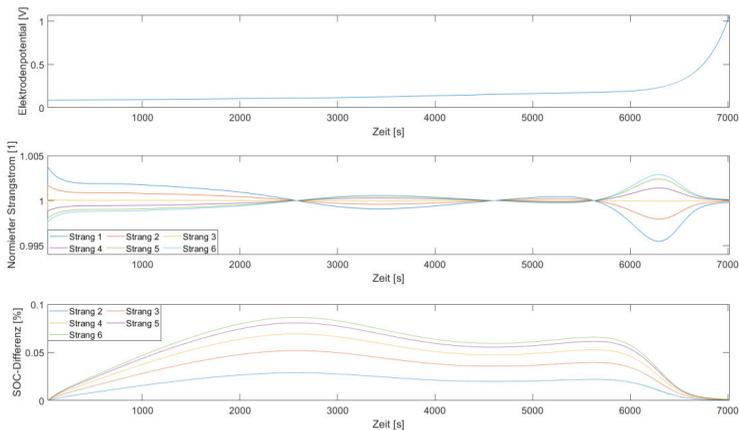
Ein weiteres Phänomen, das in Abbildung 5.32 erkennbar ist, ist der mit zunehmender Strangnummer geringer werdende Gradient, der sich sowohl in der Strom- als auch in der Ladezustandsverteilung einstellt. Dieser Effekt wurde schon bei der Potentialverteilung diskutiert. In Folge des entlang der Ableiter immer geringer werdenden ohmschen Spannungsabfalls stellt sich ein abnehmender Gradient in der Polarisierung der einzelnen Stränge ein. Dies führt zu einem abnehmenden Gradienten in der Stromverteilung, was wiederum zu einem sinkenden Gradienten in der Ladezustandsverteilung führt. Es handelt sich also um einen Effekt, über den alle drei Verteilungen miteinander verknüpft sind. Die hier simulierte Stromdichteverteilung weist eine gute Übereinstimmung mit der gemessenen Verteilung aus (Zhang et al. 2013b) und der simulierten Stromdichteverteilung aus (Erhard et al. 2017) auf. Darüber hinaus zeigen auch die Potential- und Ladezustandsverteilung ähnliche Verläufe wie die Ergebnisse in (Erhard et al. 2017).



**Abbildung 5.33: Klemmspannung (oben) und Potentialverteilung im negativen (mitte), sowie positiven Ableiter (unten) bei simulierter Pulsentladung**



Um die Ausprägung von Verteilungen bei einer dynamischen Last zu untersuchen, wurde eine Pulsentladung simuliert. Die Höhe eines Entladepulses beträgt 2,7 mA, wobei seine Dauer, sowie die Dauer der Pause zwischen zwei Pulsen, eine Sekunde beträgt. Als Entladeschlussspannung wurden wieder 2,8 V gewählt. In Abbildung 5.33 sind die Klemmspannung (oben), sowie die Potentialverteilung im negativen (Mitte) und im positiven Ableiter (unten) dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass im Sinne einer übersichtlichen Darstellung der arithmetische Mittelwert der Spannungsdifferenzen über eine Pulsperiode zur Beschreibung der Potentialverteilungen verwendet wurde. Während eines Strompulses sind die lokalen Spannungsdifferenzen also doppelt so groß wie aus Abbildung 5.33 hervorgeht, wohingegen sie während der Pausen annähernd 0 V erreichen. Auch hier kann mit steigender Terminalentfernung ein sinkender Spannungsgradient beobachtet werden.



**Abbildung 5.34: Anodenpotential (oben), Stromverteilung (mitte) und Ladezustandsverteilung bei simulierter Pulsentladung (unten)**

In Abbildung 5.34 sind das Elektrodenpotential der Anode (oben), sowie die Strom- (mitte) und Ladezustandsverteilung (unten) der simulierten Pulsentladung dargestellt. Aus Gründen der Übersicht wurde zur Darstellung der Stromverteilung der arithmetische Mittelwert der lokalen Ströme über eine Periode, normiert auf den durchschnittlichen Zweigstrom, aufgetragen. Wie schon bei der CC-Entladung ist auch hier ein abnehmender Gradient in der Strom- und Ladungsverteilung erkennbar. Auch die Korrelationen zwischen Anodenpotential und Strom- sowie Ladungsverteilung entsprechen denselben Zusammenhängen, wie bereits bei der CC-Entladung diskutiert.

Unter Beachtung der Tatsache, dass bei der Pulsentladung die Spannungsdifferenzen während der Entladepulse doppelt so groß sind, wie in Abbildung 5.33 dargestellt,

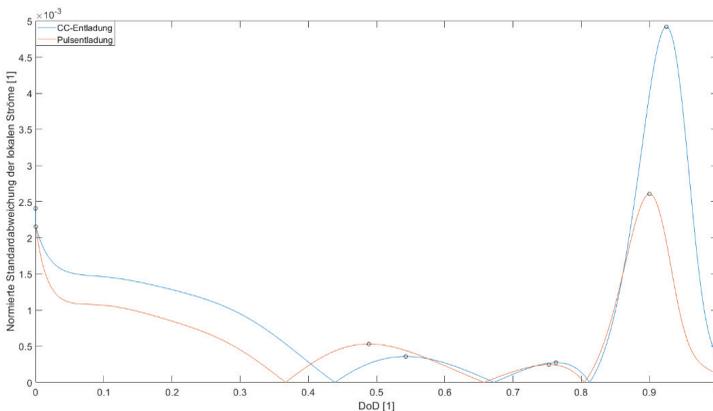


nehmen diese für die entsprechenden Stränge dieselben Werte an, wie bei der CC-Entladung (vgl. Abbildung 5.31). Dies liegt darin begründet, dass der Laststrom in beiden Simulationen gleich groß ist und sich die Stromverteilungen nicht stark genug voneinander unterscheiden, um Unterschiede in der Potentialverteilung zu provozieren (vgl. Abbildung 5.32 und Abbildung 5.34).

Um die Homogenität der Stromverteilung bei CC- und Pulsentladung miteinander zu vergleichen, werden die auf den durchschnittlichen Zweigstrom normierten Standardabweichungen der lokalen Ströme  $\sigma_k$  für jeden Zeitpunkt nach der folgenden Gleichung berechnet.

$$\sigma_k = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (I_{jk} - I_{Avg})^2}}{I_{Avg}}$$

Hierbei stehen  $n$ ,  $I_{jk}$  und  $I_{Avg}$  für die Anzahl der Stränge, den lokalen Strom im Strang  $j$  zum Zeitpunkt  $k$  und den durchschnittlichen lokalen Strom. Zur besseren Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Entladeverfahren, wurde die Standardabweichung der lokalen Ströme für die Pulsentladung mit Hilfe der über eine Periodendauer arithmetisch gemittelten Strangströme berechnet. Die normierte Standardabweichung der lokalen Ströme ist ein Maß für die Inhomogenität der Stromverteilung in jedem Zeitschritt. (Zhang et al. 2013a)



**Abbildung 5.35: Normierte Standardabweichung der lokalen Ströme der simulierten Entladungen (vgl. Abbildung 5.32 und Abbildung 5.34)**

In Abbildung 5.35 ist die normierte Standardabweichung der lokalen Ströme bei CC- sowie Pulsentladung als Funktionen der Entladetiefe dargestellt. Die Nulldurchgänge in den Verläufen entsprechen den Zeitpunkten, zu denen alle lokalen Ströme gleich groß sind



(vgl. Abbildung 5.32 und Abbildung 5.34). Hingegen können Maxima der Standardabweichungen den Zeitpunkten zugeordnet werden, zu denen die Stromverteilung ein Maximum an Inhomogenität erreicht und beginnt, sich umzukehren. Prinzipiell zeigt die Standardabweichung für beide Entladeverfahren einen recht ähnlichen Verlauf. Jedoch treten Nullstellen und lokale Maxima der beiden Entladeverfahren zu leicht unterschiedlichen Entladetiefen auf. Auffällig ist hier, dass die Standardabweichung der Pulsentladung größtenteils geringer ist als die der CC-Entladung. Während der Entladephase zwischen dem ersten und dem zweiten Nulldurchgang zeigt die Pulsentladung eine inhomogenere Stromverteilung als die CC-Entladung. Vor allem das letzte Maximum ist bei der Pulsentladung deutlich schwächer ausgeprägt als im Fall der CC-Entladung. Die sich einander entsprechenden lokalen Maxima der normierten Standardabweichung der lokalen Ströme der beiden Entladungen werden in Tabelle 22 gegenübergestellt.

**Tabelle 22: Maxima der normierten Standardabweichung der lokalen Ströme beider Entladungen (vgl. Abbildung 5.35)**

Nummer des Maximums	CC-Entladung	Pulsentladung
1	0,00241	0,00215
2	0,00036	0,00053
3	0,00027	0,00025
4	0,00492	0,00261

Als Maß für die Inhomogenität der Stromverteilung über der gesamten Entladedauer dient der Stromverteilungsuneinheitlichkeitsfaktor  $\bar{\sigma}_{SV}$ , der durch nachfolgende Gleichung als zeitgemittelte Standardabweichung der normierten Standardabweichung der lokalen Ströme definiert ist. Der Stromverteilungsuneinheitlichkeitsfaktor ist umso größer, je inhomogener die Stromverteilung ausgeprägt ist. Sind alle lokalen Ströme in jedem Zeitpunkt gleich groß, so beträgt er 0. (Zhang et al. 2013a)

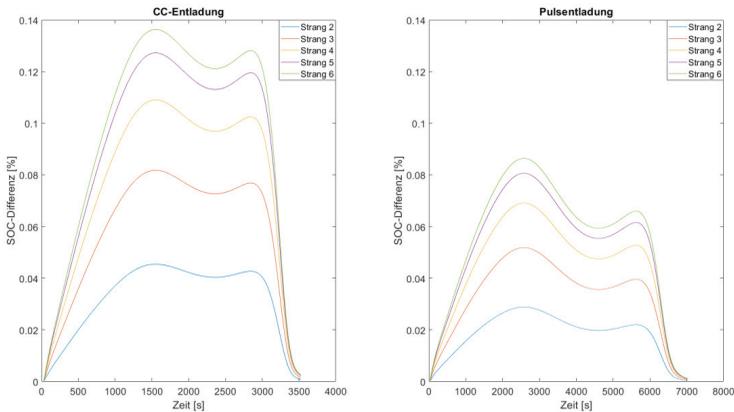
$$\bar{\sigma}_{SV} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N \sigma_k^2 \cdot h}{\sum_{k=1}^N h}}$$

Für die betrachtete CC-Entladung und für die Pulsentladung beträgt der Stromverteilungsuneinheitlichkeitsfaktor  $14,743 \cdot 10^{-4}$  bzw.  $8,728 \cdot 10^{-4}$ . Während der Pulsentladung stellt sich also eine deutlich homogenere Stromverteilung ein als bei der CC-Entladung.

In Abbildung 5.36 sind die Ladezustandsverteilungen von CC- und Pulsentladung noch einmal im Vergleich dargestellt. Nach dem ersten Maximum in den SOC-Differenzen fallen diese während der Pulsentladung deutlich steiler ab, als bei der



Konstantstromentladung, was mit der bereits erwähnten größeren Inhomogenität der Stromverteilung während der Pulsentladung in der zweiten Entladephase begründet werden kann. Bisher schwach entladene Zellregionen werden in diesem Zeitraum stärker entladen, als während der CC-Entladung, was zu einem schnelleren Abbau von Ladezustandsdifferenzen führt.



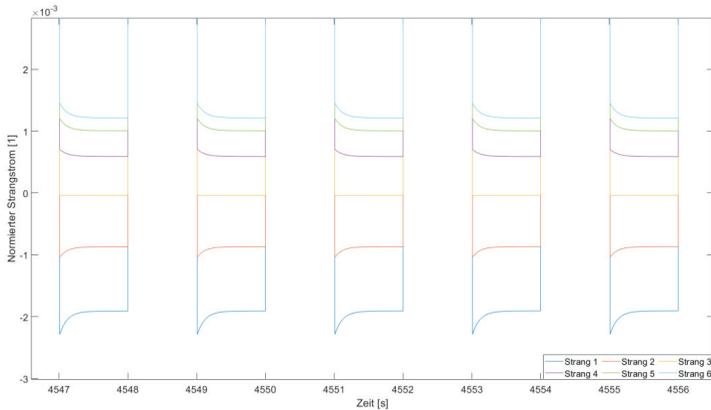
**Abbildung 5.36: Ladezustandsverteilung der CC- (links) bzw. Pulsentladung (rechts)**

Noch auffälliger ist jedoch, dass die Ladezustandsverteilung während der gesamten Pulsentladung homogener ist, als während der CC-Entladung. So zeigen sich während der Entladung mit dem Pulsprofil stets niedrigere Ladezustandsdifferenzen. Die Ursache hierfür wird in Abbildung 5.37 deutlich. Hier ist ein Ausschnitt der normierten, jedoch nicht gemittelten, Stromverteilung der Pulsentladung dargestellt. Darin ist erkennbar, dass während der Pausen, zwischen den Strompulsen, lokale Ströme verschiedener Richtungen fließen, obwohl kein Strom über die äußere Last fließt. Es handelt sich hierbei um interne Ausgleichsströme, die zwischen den einzelnen Zellregionen fließen und so die lokalen Ladezustände aneinander angleichen. So ist in der Abbildung erkennbar, dass im dargestellten Intervall, während der Entladepausen, die Stränge 1 bis 3 von den Strängen 4 bis 6 geladen werden. Dies führt zu einer gleichmäßigeren Ladezustandsverteilung, was wiederum eine homogenere Stromverteilung begünstigt.

Simulationen mit dem Modell auf Basis eines elektrischen Netzwerks zeigen beim Vergleich von CC-Entladung und Pulsentladung einer Zelle, eine deutlich homogenere Verteilung des Ladezustands in einem aus 6 Strängen aufgebauten Modell. Dies ist auf die während der Pulsphasen stattfindenden Ausgleichsprozesse zurückzuführen. Ladungsträger können verteilt in die Elektroden interkalieren. In der nachfolgenden Abbildung ist der Vergleich zwischen einer CC-Entladung und einer Pulsentladung mit einer



Pulslänge von einer Sekunde dargestellt. Die Pausenzeit beträgt ebenfalls eine Sekunde. Im Fall der Pulsentladung kann das Auseinanderdriften der Ladezustände nahezu halbiert werden. Dies führt zu einem homogeneren Verhalten während des Betriebs und kann so einer schnelleren Alterung bei relativ hohen Strömen entgegenwirken. Dieses Verhalten lässt sich ebenso auf die Laderichtung übertragen.



**Abbildung 5.37: Ausschnitt der Stromverteilung bei Pulsentladung**

Um die Alterung im Modell berücksichtigen zu können, wurden während der Projektlaufzeit Alterungsuntersuchungen auf verschiedenen Ebenen durchgeführt. Neben Untersuchungen an den kommerziellen Vollzellen, Modulen und den Systemen wurden ebenso die Laborzellen mit Lade- und Entladezyklen beaufschlagt. Es wurden Impedanzspektren aufgenommen und mittels DRT-Analyse ausgewertet.

In Abbildung 5.38 sind die aus den Impedanzspektren gewonnenen DRT-Analysen für eine Kathode bei einer 3-Elektroden-Messung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich mit steigender Zyklenzahl die Überspannungsanteile einzelner Prozesse verändern. In dieser Abbildung steigt der Widerstand im Zeitbereich für die Durchtrittsreaktion durch die Passivierungsschicht der Kathode an. Dieser Reaktionsschritt liegt gewöhnlich in einem Zeitbereich von  $10^{-2}$  s bis zu  $10^0$  s. (Gerschler 2012; Krewer et al. 2018) Ursache für den steigenden Anteil der Überspannung ist das laufende Wachstum solcher Schichten. Weiterhin erhöht sich der Anteil des Widerstands, den die Diffusion der Ladungsträger verursacht. Dabei spielen Verlustprozesse im Elektrolyten, die durch Ablagerungen von Material an den Passivierungsschichten zur Degradation beitragen, eine wesentliche Rolle. Die Zeitkonstanten dieser Prozesse verändern sich ebenfalls, was die dynamischen Eigenschaften der Zellen über die Lebensdauer ebenfalls verändert.



Beispielsweise hat diese Entwicklung einen Einfluss auf das Frequenzverhalten und den Resonanzwiderstand der Zellen.

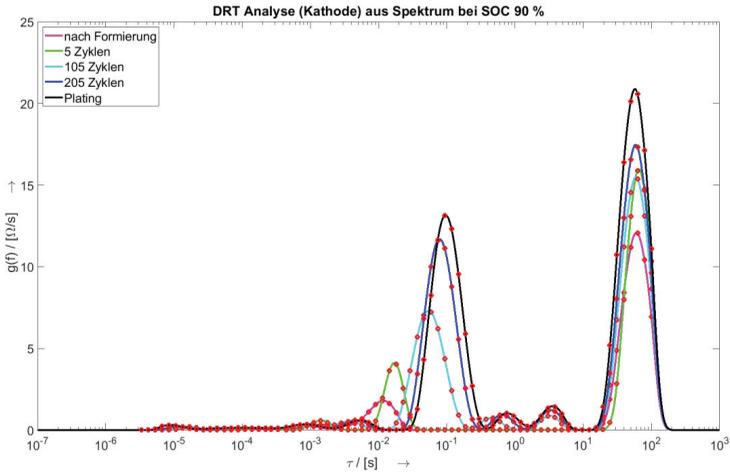


Abbildung 5.38: Entwicklung von Zeitkonstanten der Kathode nach mehreren Zyklen

Es besteht demnach die Möglichkeit, die Änderung des elektrischen Verhaltens einzelnen Prozessen und der jeweiligen Halbzelle über die gesamte Lebensdauer zuzuordnen. Somit kann mit dem orts aufgelösten ESB-Modell auf einzelne Veränderungen eingegangen und deren Wirkung durch eine Simulation beschrieben werden.

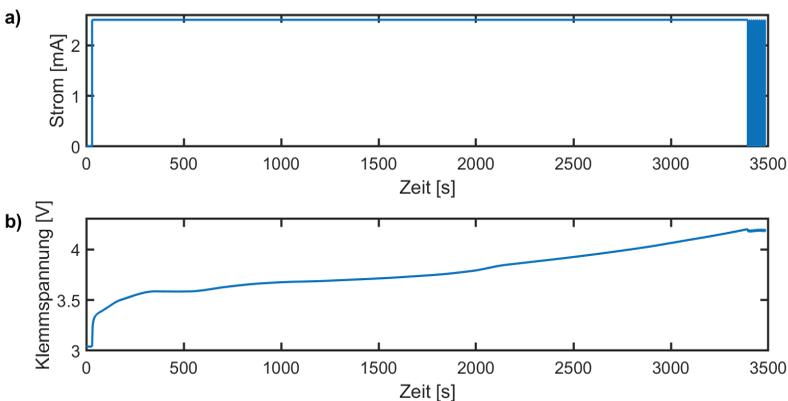
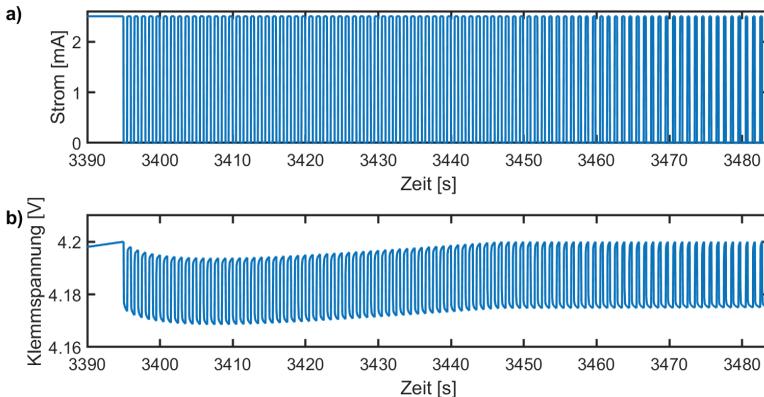


Abbildung 5.39: Simulierter Strom- und Spannungsverlauf des in Kapitel 3.1 beschriebenen und ausgewählten Pulsladeverfahrens



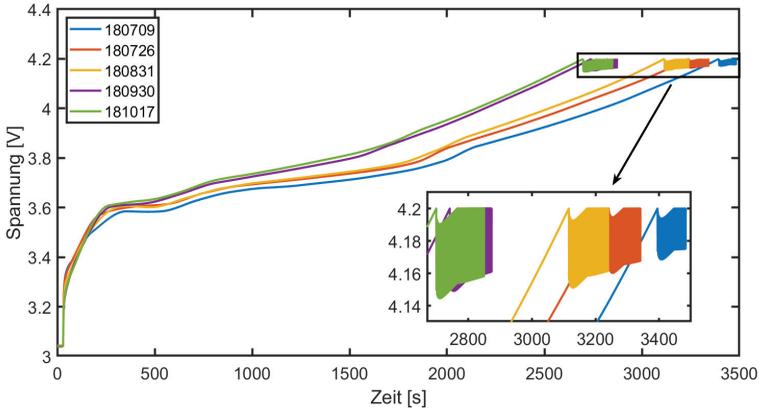
In Abbildung 5.39 ist die Simulation des Strom- und Spannungsverlaufes für eine Gesamtzelle einer Ladung aus dem Datensatz einer Laborzelle nach dem in Kapitel 3.1 beschriebenen und ausgewählten Pulsladeverfahren dargestellt. Dabei wird erst mit einem konstanten Strom geladen. Danach schließt sich die Pulsphase (vgl. Abbildung 5.40), welche nach Erreichen der Spannungsgrenze beginnt, an.



**Abbildung 5.40: Strom- und Spannungsverlauf der Simulation während der Pulsphase**

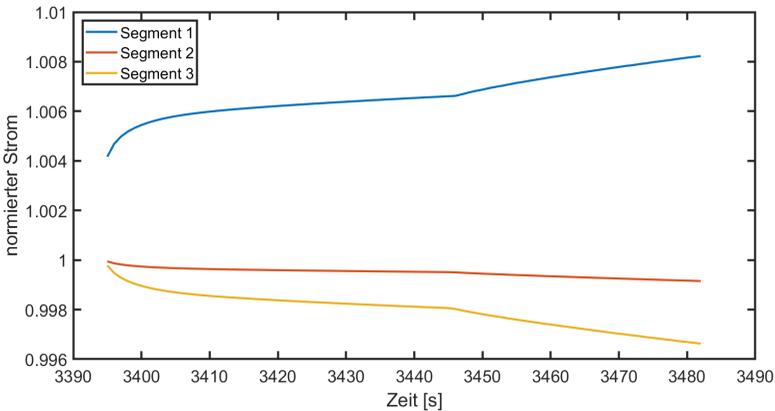
In der Abbildung 5.41 sind die simulierten Verläufe der auf Daten von Halbzellen beruhenden Modellvorstellung dargestellt. Es fällt auf, dass es durch die alterungs-basierten Veränderungen der Zellen zu einer Verkürzung der Konstantstromphase kommt. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Dauer der Pulsphase mit der Alterung zunimmt und der Spannungshub eines Pulses ebenso bei fortschreitender Alterung ansteigt. Diese Ergebnisse konnten durch die Messungen an den im Projekt verwendeten KOKAM-Zellen bestätigt werden. Die Alterung der Zelle hat demzufolge einen Einfluss auf die Dauer der beiden Phasen des Ladeverfahrens. Zum einen ist dies Folge der abnehmenden Kapazität der Zelle (vgl. Abbildung 5.9) und zum anderen durch die Erhöhung der einzelnen Widerstandsanteile verursacht (vgl. Abbildung 5.38).

Da in der orts aufgelösten Simulation die einzelnen Segmentströme berechnet werden, können die Auswirkungen der Alterung auf diese beschrieben werden. In der Abbildung 5.42 ist die Entwicklung des maximalen Segmentstroms bei Einteilung der Zelle in drei Abschnitte in Ableiterrichtung (Modellvorstellung vgl. Abbildung 5.25) dargestellt. Das erste Segment ist demnach das, welches die größte Nähe zu den beiden Ableitern aufweist. Das zweite Segment stellt den mittleren Bereich der Gesamtzelle dar. Am weitesten entfernt von den Ableitern ist das dritte Segment.



**Abbildung 5.41:** Entwicklung der simulierten Spannungskennlinie für das ausgewählte Pulsladeverfahren unter Berücksichtigung der Alterung

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass der Segmentstrom des ersten Segmentes größer als der normierte Segmentstrom der gesamten Zelle ist. Damit lässt sich vermuten, warum es gerade im oberen Bereich der Zellen, welche mit einem solchen Ladeverfahren gealtert wurden, zu verstärkten Ablagerungen kommt (vgl. Abbildung 5.16).



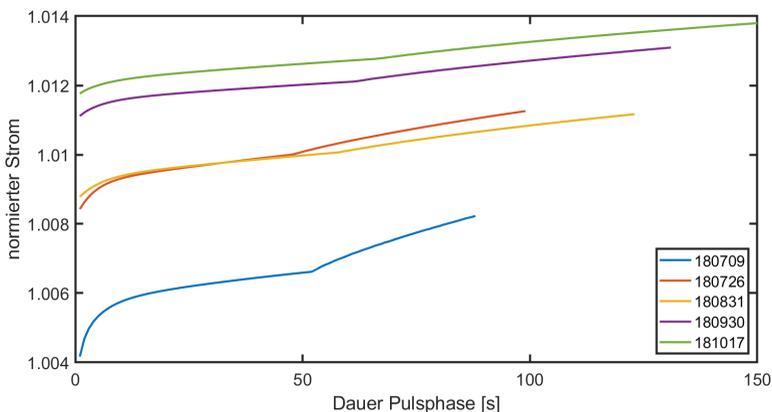
**Abbildung 5.42:** Entwicklung der maximalen Segmentströme innerhalb der Pulsphase bei der neuwertigen Zelle (180709)

Dabei handelt es sich um Ablagerungen von metallischem Lithium auf der Oberfläche der Anode, welches aufgrund der hohen Lithiumkonzentration in der Kohlenstoffstruktur gar nicht oder nicht schnell genug interkalieren kann. Somit ist davon auszugehen, dass der



obere Bereich der Zellen aufgrund der Strompulse am Ende des Ladeverfahrens zu einer verstärkten Alterung in diesem Bereich neigt. Die beiden anderen Areale werden den Ergebnissen nach weniger belastet als im Standardladeverfahren mit gleicher Stromhöhe, da diese für die Dauer der gesamten Pulsphase unter dem normierten Strom der gesamten Zelle liegen.

Wird die Alterung der Zellen berücksichtigt, zeigt sich, dass die Aufteilung des Stromes sich zu Ungunsten des oberen Bereiches der Zelle entwickelt. In Abbildung 5.43 ist die Entwicklung der Maxima der Ströme aus dem ersten Segment abgebildet. Dabei ist zu erkennen, dass diese sich immer weiter vom normierten Strom entfernen. Zu Beginn der Zellalterung (180709) ist die maximale Abweichung am niedrigsten. Während der verschiedenen Alterungsstufen steigt die Abweichung der dargestellten Segmentströme immer weiter an und erreicht am Ende der Zellalterung (181017), wobei das Kriterium 80 % der ursprünglichen Kapazität gilt, die größte Abweichung. Das bedeutet, dass die Aufteilung des Stromes in der Zelle inhomogener wird und das Segment an den Ableitern immer stärker belastet wird, je weiter die Zelle gealtert ist.



**Abbildung 5.43: Entwicklung der Maxima der Ströme aus dem ersten Segment über die Alterung der Zelle**

Die Stromverteilung durch Pulse ist, wie in diesem Projekt durch die Simulationen nachgewiesen wurde, besser weil Pausen, zu einer günstigeren Ladungsverteilung beitragen. Demgegenüber steht aber die Tatsache, dass die Bedingungen für eine betriebsbedingte Alterung im oberen Segment der Zelle durch die Pulsphase forciert werden. Die Stromhöhe des Strangstroms im ersten Segment des Modells liegt während dieser Ladephase ständig über dem normierten Strom der Gesamtzelle. Damit lässt sich aus der Simulation eine hohe Belastung dieser Areale in der Zelle ableiten. Als Konsequenz ist eine übermäßige Alterung in diesen Bereichen zu sehen. Abhilfe könnte eine konstruktive



Veränderung der Zellen bringen, indem ein Ableiter im ersten Segment und ein zweiter im letzten Segment angebracht werden. Diese würde zu einer verbesserten Stromaufteilung führen und die Alterung der Zellen für das betrachtete Verfahren reduzieren.

Damit wurde in diesem Arbeitspaket gezeigt, dass ein ESB basiertes Simulationsmodell zur Betrachtung globaler Effekte in Bezug auf die Alterung bei hochdynamischen Belastungen geeignet ist. Ein auf Fundamentalgleichungen beruhendes Simulationsmodell eignet sich hingegen eher für eine lokale Betrachtung von Auswirkungen der Alterung. Weiterhin lässt sich aus den durchgeführten Simulationen erkennen, dass die Verteilungen von Ladezustand, Strom und Potential durch die Verwendung von Pulsmustern gezielt beeinflusst werden können. Dabei tragen die eingepprägten Strompulse beim Entladen und Laden zu einer im Sinne von Homogenität besseren Verteilung bei. In den stromlosen Pausen fließen zwischen den durch die Strompulse verursachten Arealen mit inhomogenen Ladezustände Ausgleichsströme, wodurch sich die Areale im SOC angleichen. Diese Belastungen wirken sich aber aufgrund der homogeneren Verteilungen der elektrischen und thermischen Größen bei Pulsloadungen und -entladungen weniger aus, als wenn mit einem durchgängigen Strom geladen wird. Lediglich in den Randbereichen des Ladezustands stellen sich durch die Pulsloadung starke, mit übermäßiger Alterung in Zusammenhang stehende, Belastungen für die oberen Bereiche der Elektroden ein.

Nach Auswahl geeigneter Ladeverfahren kann das Modell mit Hilfe von Lebensdaueruntersuchungen gezielt parametrisiert und zur Vorhersage des Betriebsverhaltens von gealterten Zellen oder Modulen verwendet werden. Anschließend lassen sich damit optimale Pulsdauern, -frequenzen und -formen ermitteln und vorgeben. Darüber hinaus kann es als Sicherheitsfunktion in einem BMS berücksichtigt werden. Ebenso lassen sich auf Basis der durchgeführten Simulationen Verbesserungsvorschläge für die Konstruktion der Zellen und den Aufbau einer gesamten Batterie ableiten.



## 5.4 Business Case im Anwendungskontext

### *Wolfsburg AG*

Im Hinblick auf die spätere Verwertung oder die Initiierung von Anschlussprojekten spielt die Wirtschaftlichkeit des zu erarbeitenden Systems Hochleistungsbatterie-Schnellladetechnik eine wesentliche Rolle. Trotz des ökologischen Nutzens und der Emissionsreduktion wird sich ein überwiegend elektrisch geführter Verkehr nur durchsetzen, wenn dieser entweder durch Rahmenbedingungen vorgegeben wird und/ oder sich als wirtschaftlich erweist. Die Kosten eines elektrifizierten (Personen- oder Güter-) Transportes setzen sich dabei im Wesentlichen aus der Batterie und der vorzuhaltenden Ladeinfrastruktur zusammen. Spezifische Kosten beziehen sich darüber hinaus auf die zurückzulegende Strecke und beförderte Personen oder Güter.

Als Ergebnis ist ein Auslegungstool entstanden, welches bei individuellen Randbedingungen bei der Einführung eines elektrifizierten Verkehrs unterstützen kann. Hierbei sind Batterie und Ladeinfrastruktur bezüglich ihres Energieinhaltes und der Leistung in Abhängigkeit von Batteriekosten (Lebensdauer, Energiedurchsatzkosten), Haltestellen, Haltezeiten, Streckenprofilen, Zuladung und Energieversorgung für verschiedene Anwendungen weitgehend allgemeingültig auslegbar und können an spezifische Besonderheiten angepasst werden.

Ziel dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung war es, anhand eines durch die Wolfsburg AG entwickelten Software-Tools zu erkennen, wann und an welcher Stelle auf einer E-Buslinie eine Ladestation vorhanden sein muss beziehungsweise welche Strecke ein Bus mit einer gegebenen Batteriegröße zurücklegen kann.

### ***Einflussgrößen***

Auf der Nutzeroberfläche des Auslegungstools sind fahrzeugspezifische und infrastrukturelle Einflussgrößen zu benennen. Eine notwendige Eingabegröße ist das Gesamtgewicht des Fahrzeugs. Das Gesamtgewicht setzt sich zusammen aus Fahrzeugmasse (inklusive Batterien) und Zuladung. Innerhalb der Betrachtung beeinflusst es die im Hintergrund ablaufende Berechnung von Roll-, Steigungs- und Beschleunigungswiderständen.

Da der vorrangige Zweck des Auslegungstools die Untersuchung des ÖPNV war, wird die Fahrzeugmasse insbesondere von der Zuladung beeinflusst, die wiederum im ÖPNV größtenteils aus Fahrgästen besteht. Um die Anzahl letzterer und folglich die resultierende Zuladung zu jedem Messpunkt bestimmen zu können, bedarf es einer Möglichkeit der Erfassung. Zur automatisierten Erfassung von Fahrgastzahlen existieren Fahrgastzählsysteme. Nach Rücksprache mit den Betreibern der in der ersten Ausführungsphase zu untersuchenden Buslinien kristallisierte sich jedoch heraus, dass derartige Systeme in den betriebenen Fahrzeugen entweder nicht verbaut sind oder aufgrund mangelnder Zuverlässigkeit nicht kontinuierlich betrieben werden. Aus diesem Grund wurden



manuelle Fahrgastzählungen an unterschiedlichen Tagen und zu unterschiedlichen Zeiten unternommen. Dabei wurden von zwei Personen jeweils die Ein- und Ausstiege an allen Haltestellen erfasst und dokumentiert. Diese tageszeitspezifischen Daten können entweder ungefiltert oder in Form von Durchschnittswerten verwendet werden.

Zusätzlich zum Gesamtgewicht werden noch folgende Angaben für die Berechnung benötigt:

- ob Rekuperation (Rückgewinnung von Energie beim Bremsen) Anwendung findet und falls ja, mit welchem Wirkungsgrad dies geschieht
- wie hoch der hypothetische relative Ladezustand beim Start der Buslinie ist und ebenso der minimale SOC, der nicht unterschritten werden soll
- Angabe der Fahrzeugleermasse
- Angabe der Fahrzeugquerschnittsfläche
- Höhe des Luftwiderstandswerts (auch cw-Wert)
- je nach Auslegungsart entweder die Angabe einer fixen Batteriekapazität oder aber die Angabe von verfügbarer Anschlussleistung an den Haltestellen der Linie für etwaiges Opportunity Charging
- Angabe der Liniendaten
- Angabe der Investitionskosten

In der Abbildung 5.44 ist dargestellt, welche Einflussgrößen in das Berechnungsmodell eingehen, um die Wirtschaftlichkeit zu berechnen.

### ***Anwendungsbeispiele zur Auslegung mithilfe des entwickelten Software-Tools***

Insgesamt werden an dieser Stelle die Ergebnisse zur Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für drei Anwendungsbeispiele dargestellt. Hierbei wird zunächst auf die jeweils betrachteten Strecken des ÖPNV und ihre Herausforderungen eingegangen. In den Bewertungsabschnitten der Ergebnisse dieses Abschnitts werden zu Beginn alle Buslinien nach Batteriegröße und Ladeinfrastruktur ausgelegt und anschließend auf ihre Plausibilität analysiert.

#### **Linie 830 der Regionalbus Braunschweig GmbH**

Zu den untersuchten Strecken gehört die Buslinie 830 der Regionalbus Braunschweig GmbH (RBB) zwischen Clausthal-Zellerfeld und Goslar. Hierbei liegt die Herausforderung in den zu überwindenden Höhenmetern. Der höchste Punkt auf der Strecke ist die Haltestelle Auerhahn und liegt bei rund 630 m über Normal-Null (NN). Der niedrigste Punkt liegt bei 260 m über NN am Zentralen Omnibusbahnhof (ZOB) in Goslar. Den Hauptteil der Strecke fährt die Linie auf der Bundesstraße 241, welche von Hohenwepel bei Warburg (Nordrhein-Westfalen) bis Vienenburg (Niedersachsen) verläuft. Da es sich bei der Stadt Clausthal-Zellerfeld um eine Universitätsstadt handelt, welche über keine direkte Bahnanbindung verfügt, ist es notwendig auf Busverbindungen beispielsweise nach



Goslar zurückzugreifen. Dies hat zur Folge, dass besonders viele Studenten die Busverbindung als Bahnzubringer nutzen. Dadurch kommt es in der Linie 830 zu einem vermehrten Fahrgastaufkommen, welches bei der Untersuchung der Tauglichkeit der Elektrifizierung beachtet werden muss. Bei der Betrachtung ist es sinnvoll, beide Streckenabschnitte einzeln im Software-Tool einzulesen. Das Tool berechnet bei der Eingabe nur eines Abschnittes, wie oft die ausgewählte Strecke hintereinander abgefahren werden kann. Da dies ohne eine Rückfahrt nicht möglich ist, bedarf es der Eingabe des zweiten Abschnitts.

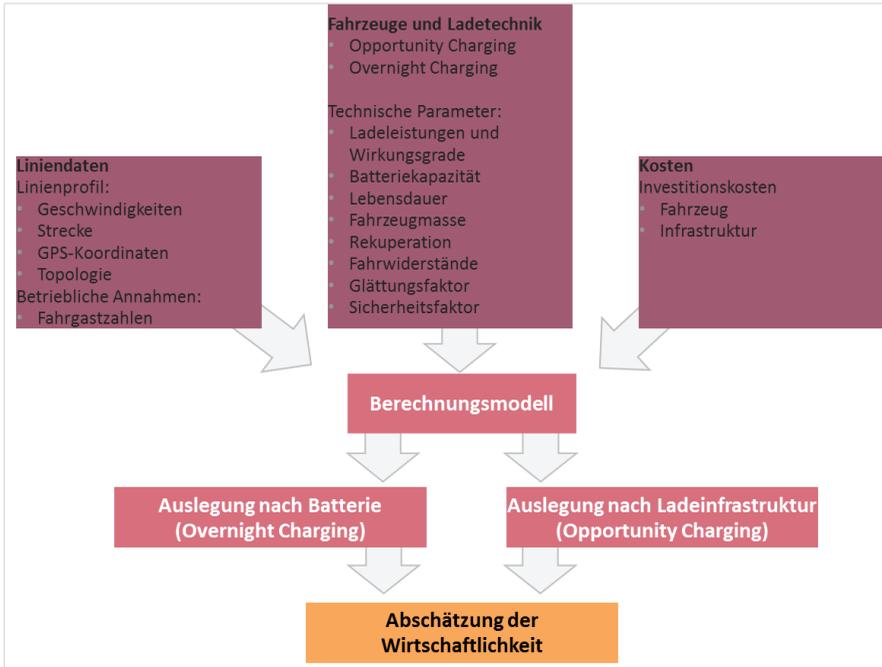


Abbildung 5.44: Einflussgrößen zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit

### Streckenbeschreibung

Die Linie 830 der RBB startet im Stadtteil Clausthal am Kronenplatz. Dieser befindet im Zentrum des Ortsteils Clausthal. Von hier aus ist neben der Innenstadt auch das Hauptgebäude der TU Clausthal schnellstmöglich zu erreichen. Aus diesem Grund sind an dieser Haltestelle die meisten Zusteige zu verzeichnen. Ein weiterer „Hotspot“ für Zusteigende ist der ZOB von Clausthal. Dieser liegt rund einen Kilometer vom Kronenplatz entfernt und verbindet die beiden Stadtteile Clausthal und Zellerfeld miteinander. Aufgrund des Höhenunterschieds von 40 m ist es möglich, durch Rekuperation eine gewisse



Menge an elektrischer Energie in die Fahrzeugbatterie zu speisen. Diese kann anschließend für die Überwindung der Höhendifferenz von rund 100 m auf einer Strecke von 7,5 km ausgenutzt werden. Mit einer Höhe von 630 m über NN ist die Haltestelle Auerhahn der höchste Punkt auf der Strecke.

Von der Haltestelle Auerhahn bis zum ZOB in Goslar geht es hauptsächlich bergab. Das bedeutet, dass rund 11 km Wegstrecke und 370 m Höhenunterschied für die Rekuperation genutzt werden können. Die Strecke vom Kronenplatz in Clausthal-Zellerfeld zum ZOB Goslar hat somit eine Gesamtlänge von rund 19 km. Die Fahrzeit des Busses beläuft sich je nach Verkehrslage auf etwa 29 Minuten.



**Abbildung 5.45: Streckenverlauf der Buslinie 830 der RBB (Clausthal-Zellerfeld nach Goslar)**

Der Rückweg von Goslar nach Clausthal ist aufgrund der Steigungen und der damit verbundenen Überwindung der Höhenmeter mit einem wesentlich höheren Energieaufwand verbunden. Ab Auerhahn ist allerdings etwas Gefälle vorhanden, welches für die Rekuperation genutzt werden kann.

Der Unterschied zur Hinfahrt besteht darin, dass in Clausthal noch mehrere Haltestellen angefahren werden. Somit ergibt sich für den Streckenabschnitt von Goslar nach Clausthal-Zellerfeld eine Gesamtlänge von rund 21 km bei einer Fahrzeit von etwa 32 Minuten. Neben den hier behandelten Strecken gibt es auch noch eine erweiterte Fahrt, welche über den Ort Hahnenklee führt. Dieser Streckenausläufer wird über den Betriebstag jedoch nur sporadisch angefahren. Da die Messfahrten zu Zeitpunkten stattfanden, zu denen Hahnenklee nicht angefahren wurde, bleibt dieser Streckenabschnitt unbeachtet.

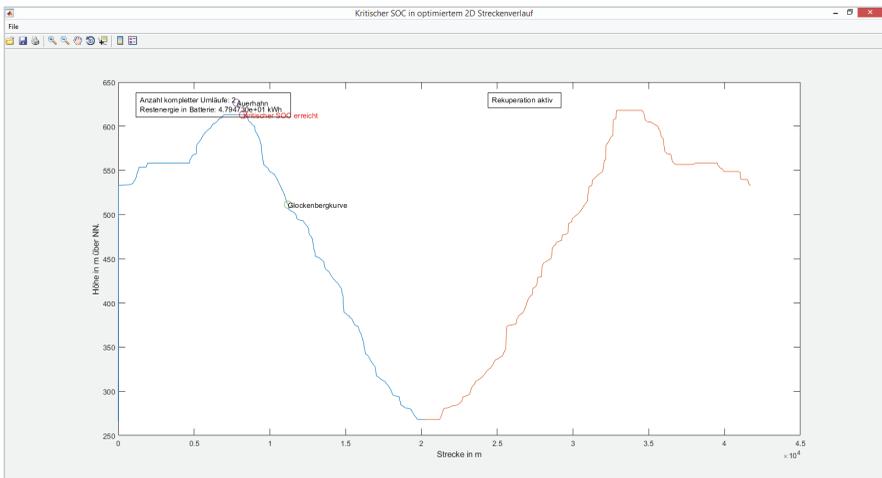


## Eingabe der Daten und Bewertung

Die grafische Oberfläche des Eingabetools wurde für die Linie 830 der RBB und mithilfe der Daten eines Solaris-Urbino 12 electric ausgefüllt. Das Software-Tool bearbeitet die Daten weiter und gibt ein Ergebnis aus. Es erfolgt eine Auslegung nach Batteriegröße oder nach Ladeinfrastruktur. Im Folgenden werden beide Optionen untersucht.

## Auslegung nach Batteriegröße

Bei der Auslegung nach der Batteriegröße wird berechnet, wie viele Umläufe der Bus mit der vorgegebenen Batteriekapazität bewältigen kann. Der Solaris-Urbino 12 electric hat eine maximale Batteriekapazität von 240 kWh. Nach der Eingabe dieses Wertes in das vorgesehene Feld berechnet das Software-Tool, an welchem Punkt und in welchem Umlauf die Batterie ihren kritischen SOC erreicht. Nach dem erfolgreichen Einlesen besteht die Möglichkeit, sich den Ort, an dem der kritische SOC eintreten wird, auf dem Streckenverlauf in 2D- oder 3D-Ansicht anzeigen zu lassen. Für die weitere Betrachtung wird die 2D-Darstellung in Abbildung 5.46 herangezogen.



**Abbildung 5.46: Markierung des kritischen SOC im 2D-Streckenverlauf der Linie 830 der RBB**

Die Abbildung zeigt die Strecken Clausthal-Zellerfeld nach Goslar (blaue Linie) und Goslar nach Clausthal-Zellerfeld (rote Linie) unter Angabe der Höhenmeter und Länge der Strecke in Metern. Das Tool berechnet mithilfe der gemachten Angaben den kritischen SOC und markiert dessen Erreichen auf dem Streckenverlauf. Das Software-Tool benennt die Haltestellen vor und hinter dem SOC, um deutlich zu machen, dass an diesen Stellen Ladeinfrastruktur und eine längere Verweilzeit notwendig wären, um die Batterie nachzuladen. Welchen Wert der errechnete kritische SOC hat und wie viele Umläufe



erzielt werden können, wird in der Darstellung aufgeführt. Ebenso ist erkenntlich, ob die Rekuperation aktiviert oder deaktiviert ist. Die vom Software-Tool markierten Haltestellen liegen aufgrund der Glättung nicht immer auf dem dargestellten Streckenverlauf, sondern etwas darüber oder darunter.

An diesem Punkt ist es möglich, sich den Streckenverlauf ohne die Markierung des kritischen SOC anzeigen zu lassen. Hier kann ebenso zwischen der 2D- und 3D-Ansicht gewählt werden. Bei der 2D-Ansicht kann entschieden werden, ob der Glättungsfaktor berücksichtigt werden soll (optimierte Darstellung) oder nicht. Anschließend werden die angegebenen und berechneten Daten an Microsoft Excel weitergegeben und als Datei in dem Verzeichnis aus welchem die Anwendung ausgeführt wird, abgespeichert.

Basierend auf der anfangs gemachten Angabe, dass der minimale SOC bei 20 % liegt und die Batteriekapazität 240 kWh beträgt, ergibt sich für den kritischen SOC ein Wert von etwa 48 kWh. Aufgrund der Aktivierung der Rekuperation mit einem Wirkungsgrad von 80 %, schafft der Bus zwei Umläufe, bis er den oben genannten Wert erreicht. Das bedeutet, der Bus würde ohne Zwischenladung zweimal von Clausthal-Zellerfeld nach Goslar und zurück, fahren können. Erst nach diesen beiden Umläufen erreicht die Batterie kurz hinter der Haltestelle Auerhahn ihren kritischen SOC.

In der Praxis bedeutet dies, dass der Bus nach zwei Umläufen zurück ins Depot fahren muss, um dort aufgeladen zu werden. Beim Laden im Betriebshof erfolgt das Laden meist über mehrere Stunden mit Leistungen von 50 bis 100 kW. Das bedeutet am Beispiel des Solaris Busses eine Ladedauer von rund 2,5 bis 5 Stunden. Wird die Leistung durch z. B. induktives Laden mittels Pantographen erhöht, kann die Lade- und somit die Standzeit deutlich verkürzt werden.



**Abbildung 5.47: Konduktives Laden per Pantograph auf dem Betriebshof der Göttinger Verkehrsbetriebe GmbH**



### *Auslegung nach Ladeinfrastruktur*

Für die Auslegung nach Ladeinfrastruktur müssen vorab geeignete Standorte für Ladepunkte ermittelt werden. Bei der Linie 830 würden sich die Haltestellen Auerhahn und ZOB Goslar aufgrund des verfügbaren elektrischen Anschlusses und der längeren Aufenthaltszeit besonders anbieten.

Bei der Auslegung nach Ladeinfrastruktur wird davon ausgegangen, dass an jedem Ladepunkt der Bus vollgeladen wird. Die abrufbaren Ladeleistungen der einzelnen Ladepunkte wurden bei dem zuständigen Betreiber (Harzenergie) angefragt und betragen:

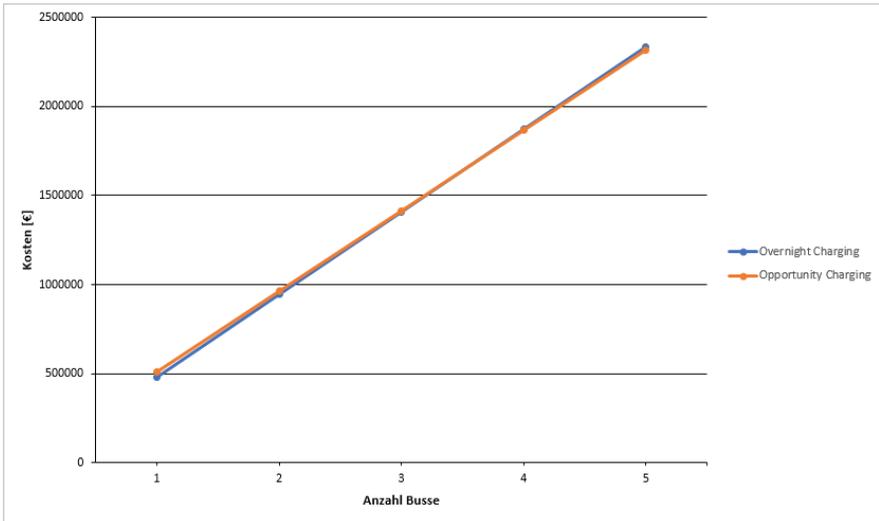
- Auerhahn: 20 kW
- Goslar ZOB: 50 kW

Das Software-Tool berechnet mithilfe dieser Werte die Batteriegröße, die der Bus mindestens verbaut haben muss, um den Streckenabschnitt mit dem höchsten Energiebedarf zwischen den Ladepunkten zu überwinden. Bei der Strecke zwischen Clausthal-Zellerfeld und Goslar ist dies der Abschnitt von Goslar ZOB bis zur Haltestelle Auerhahn, da für die Überwindung der rund 370 Höhenmeter der Energieaufwand hoch ist. In Auerhahn kann lediglich auf der Fahrt von Clausthal-Zellerfeld nach Goslar geladen werden, da sich die Haltestelle in einer Einbuchtung auf der rechten Seite (von Clausthal-Zellerfeld kommend) befindet. Unter dieser Berücksichtigung berechnet das Software-Tool eine Mindestbatteriegröße von 99,8 kWh. Dies entspricht einem modularen System mit vier AKASYSTEM 15M-Trögen. Wird angenommen, dass auch auf der Rückfahrt in Auerhahn geladen werden kann, ergibt sich für die Batteriegröße ein niedrigerer Wert von etwa 88 kWh. Ein geringerer Wert ist plausibel, da der Bus vor dem letzten Streckenabschnitt erneut vollgeladen werden kann.

### *Vergleich der beiden Auslegungsvarianten*

Bei der Auslegung nach Batteriegröße werden Werte für Ladestationen angenommen, welche auf dem Betriebshof installiert werden. Da hier die Möglichkeit der Ladung über Nacht (Overnight Charging) besteht, können so einfache Wechselstromladestationen zum Einsatz kommen. Diese sind aufgrund ihres einfachen Aufbaus und leichter Installation günstiger als die beim Opportunity Charging benötigten Gleichstromladestationen. Bei Betrachtung der vom Software-Tool erzeugten Microsoft Excel-Dateien fällt auf, dass die Barwerte bei der Wahl von fünf Fahrzeugen einen marginalen Unterschied aufweisen.

Durch die Abbildung 5.48 wird deutlich, dass mit steigender Anzahl an Fahrzeugen der Wechsel von Overnight zu Opportunity Charging lohnenswert ist. Betrachtet man eine höhere Anzahl an Fahrzeugen als die hier gewählten fünf, würde das Ergebnis eindeutiger sein. Bei dieser Darstellung lohnt sich ein Wechsel ab etwa 3,5 Fahrzeugen.



**Abbildung 5.48: Gegenüberstellung von Overnight- und Opportunity Charging für die Linie 830**

Bei der Einschätzung und Bewertung der Ladeoptionen wird am Beispiel der Linie 830 ersichtlich, dass die Eingabe der Kosten für Ladeinfrastruktur eine wesentliche Rolle spielt. Die im vorliegenden Projekt möglichst einzusetzende Schnellladeinfrastruktur mit einer hohen Leistung und über einen Pantographen kann aufgrund von fehlender Netzkapazität hier nicht eingesetzt werden. Sollte dies dennoch gewünscht sein, ist eine aufwendige Installation von Trafo und Energiespeicher nötig.

Bei Betrachtung der Strecke und der entsprechenden Haltestellen wäre dies flächenmäßig nur am ZOB in Clausthal-Zellerfeld möglich. Hierbei wäre noch zu klären, wie die Eigentumsverhältnisse der Flächen sind. Derzeit gibt es laut Fahrplan keine langen Haltezeiten. Daher müsste beim Einsatz nach dieser Technologie auch der Fahrplan mit entsprechenden Standzeiten angepasst werden. Deshalb ist aus heutiger Sicht eine Kombination aus beiden Ladeoptionen empfehlenswert. Das heißt, der Bus wird im Depot geladen und kann auf der Strecke bei Bedarf nachgeladen werden.

#### Linie 801 der Stadtbus Goslar GmbH

Die Buslinie 801 der Stadtbus Goslar GmbH verbindet die Stadt Goslar mit dem angrenzenden Ortsteil Oker. Oker befindet sich rund 5 km östlich der Innenstadt Goslars und ist industriell geprägt. Der Bus startet an der Haltestelle Waldhaus in Oker und endet am Haupteingang der Asklepios Harzlinik in Goslar. Das Besondere an dieser Buslinie ist der anschließende Wechsel zur 802. Der Bus fährt vom Krankenhaus nicht zum Waldhaus zurück, sondern endet an der Haltestelle Am Müllerkamp, welche sich ebenfalls in

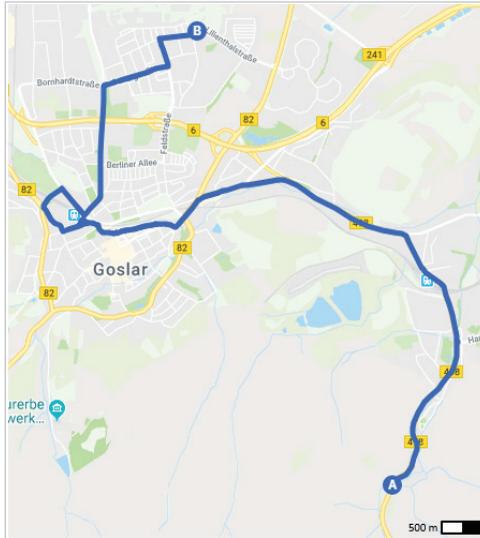


Oker befindet. Bei der Eingabe im Software-Tool ist somit darauf zu achten, dass für den Hinweg der Streckenabschnitt der Buslinie 801 (Waldhaus nach Krankenhaus) und für den Rückweg der Streckenabschnitt der 802 (Krankenhaus nach Am Müllerkamp) eingelesen wird. Die folgende Streckenbeschreibung beinhaltet nur die Strecke der 801.

### *Streckenbeschreibung*

Die Buslinie 801 der Stadtbus Goslar GmbH startet an der Haltestelle des Hotels und Restaurants Waldhaus im Okertal. Das Hotel befindet sich an der Bundesstraße 498 und liegt auf einer Höhe von circa 250 m über NN. Von dort aus geht es bis zur Haltestelle Kirchenbrücke, welche sich rund 2 km vom Startpunkt entfernt befindet, leicht bergab. Hierbei werden bis zu 45 Höhenmeter zurückgelegt. Der Bundesstraße 498 folgt die Linie bis zur Haltestelle Ginsterbusch. Die meisten Zustiege im Ortsteil Oker erfolgen am Bahnhof. Dies liegt nicht nur daran, dass es sich um einen Bahnhof handelt, sondern größtenteils an seiner zentralen Lage. Von dort bis zum Hotel „Der Achtermann“, ist ein leichter Anstieg zu verzeichnen. In rund 4,5 km werden 52 Höhenmeter überwunden. Besonders viele Personen steigen auf dieser Strecke an der Haltestelle Vienenburger Straße zu. Hier sind Möbelhäuser, Elektronikfachmärkte und Lebensmittelhändler vertreten, was es somit zu einem beliebten Einkaufsziel macht. Am Hotel „Der Achtermann“ angekommen, steigt eine Vielzahl von Fahrgästen aus, um von dort in die Innenstadt zu gelangen. Ab hier ist der Streckenverlauf bis zum Krankenhaus hauptsächlich ebenerdig und verläuft auf einer durchschnittlichen Höhe von circa 260 m über NN. Am Bahnhof finden bis zum Krankenhaus die letzten Ausstiege statt. Nach Erreichen des Haupteingangs der Harz-Klinik fährt der Bus als Linie 802 weiter. Der Streckenverlauf der Buslinie 801 hat eine Länge von knapp 13,9 km bei einer Fahrzeit von etwa 34 Minuten.

Die Strecke für die Rückfahrt vom Haupteingang des Krankenhauses zum Hotel Waldhaus ist der Hinfahrt (vgl. Abbildung 5.49) sehr ähnlich. Der Unterschied besteht darin, dass nach dem Bahnhof nicht über das Hotel „Der Achtermann“ gefahren wird, sondern über den Jakobikirchhof, welcher sich direkt in der Innenstadt befindet. Aus diesem Grund finden an dieser Haltestelle viele Ein- und Ausstiege statt. Besonders an Dienstagen und Freitagen ist aufgrund des stattfindenden Wochenmarktes mit einem erhöhten Personenaufkommen zu rechnen. Vom Jakobikirchhof geht es bis zur Kirchenbrücke in Oker hauptsächlich bergab, wobei über eine Strecke von 5,2 km etwa 60 Höhenmeter zurückgelegt werden. Anschließend geht es bis zur Endstation Waldhaus 2 km talaufwärts. Die Strecke vom Haupteingang des Krankenhauses zum Hotel Waldhaus hat eine Gesamtlänge von etwa 12,6 km. Aufgrund der Fahrt durch die Innenstadt und der damit verbundenen geringeren Geschwindigkeit, ergibt sich trotz weniger zurückgelegter Kilometer eine längere Fahrzeit von circa 37 Minuten.



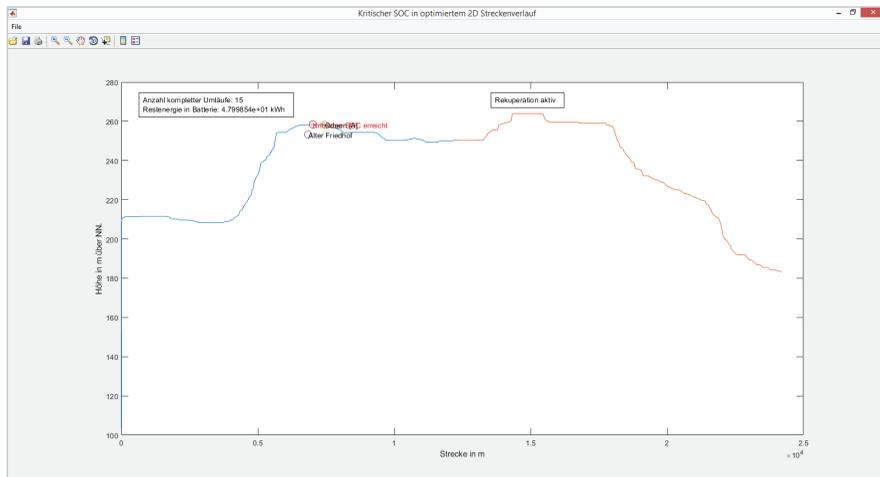
**Abbildung 5.49: Streckenverlauf der Buslinie 801 der Stadtbus Goslar GmbH (Waldhaus nach Krankenhaus)**

### *Bewertung der Ergebnisse des Auslegungstools*

Um Ergebnisse für die Linie 801 der Stadtbus Goslar GmbH zu erhalten, muss die Eingangsmaske des Tools ausgefüllt werden. Wie oben bereits deutlich gemacht, muss hier der Hinweg als 801 und der Rückweg als 802 angegeben werden. Auch in diesem Abschnitt werden die Daten eines Solaris Urbino 12 electric verwendet.

### *Auslegung nach Batteriegröße*

Nach korrekter Eingabe aller notwendigen Daten und der Auswahl der 2D-Plotdarstellung, berechnet das Software-Tool, für den kritischen SOC sowie für die Anzahl kompletter Umläufe, die in Abbildung 5.50 dargestellten Ergebnisse. Der kritische SOC wird laut Berechnung nach 15 Umläufen in Goslar zwischen den Haltestellen Alter Friedhof und Odeon [A] erreicht. Auf der Fahrt der Linie 801 vom Waldhaus zum Haupteingang des Krankenhauses wurden von 24 Haltestellen 18 angefahren, wobei der Bus immer wieder anhalten und anfahren muss, was zu einem erhöhten Verbrauch führt, welcher sich auf die Auswertung auswirkt. Aufgrund der Vielzahl an Fahrgästen ist in dem Bereich, in dem etwa 50 Höhenmeter überwunden werden müssen, der Energieverbrauch am höchsten. Aus diesem Grund ist die Berechnung des Software-Tools als plausibel einzustufen, da der kritische SOC direkt nach diesem Streckenabschnitt eintritt.



**Abbildung 5.50: Markierung des kritischen SOC im 2D-Streckenverlauf der Linie 801 der Stadtbus Goslar GmbH**

Die Berechnung des Software-Tools ergibt somit einen durchschnittlichen Energieverbrauch von 12,8 kWh pro Umlauf (etwa 25 km), was einen Energieverbrauch von 51,2 kWh auf 100 km bedeutet.

#### *Auslegung nach Ladeinfrastruktur*

Aufgrund längerer Verweilzeiten und der Verfügbarkeit einer hohen Anschlussleistung, wurden für die Auslegung nach Ladeinfrastruktur folgende Werte und Haltestellen als Ladepunkte gewählt:

- Bahnhof: 50 kW
- Harzkliniken/Haupteingang: 50 kW
- Bahnhof: 50 kW

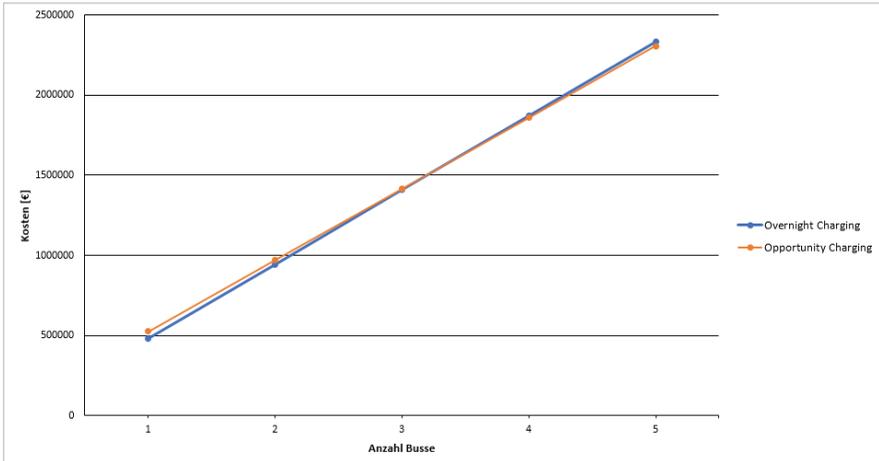
Die sich daraus ergebende Mindestbatteriegröße, um die Strecke Waldhaus nach Am Müllerkamp zu überwinden, beträgt somit rund 16 kWh. Da die Rückfahrt hauptsächlich bergab geht und daher ein Teil der Energie durch die Rekuperation zurückgewonnen werden kann, wird die berechnete Energiemenge wahrscheinlich für die Überwindung der Hinfahrt benötigt. Der erste Ladepunkt (Bahnhof) befindet sich bei etwa 257 m über NN.

#### *Vergleich der beiden Auslegungsvarianten*

Wie bereits schon bei Linie 830 beschrieben, ist auch hier der Unterschied beider Ladetechniken bei einer Auswahl von fünf Fahrzeugen sehr gering. Nach Abbildung 5.51 lohnt



sich unter reinen ökonomischen Gesichtspunkten ein Wechsel von Overnight zu Opportunity Charging bereits ab einer Anzahl von etwa 3,2 Fahrzeugen.



**Abbildung 5.51: Gegenüberstellung von Overnight- und Opportunity Charging der Linie 801**

### Linie 802 der Stadtbus Goslar GmbH

Die Strecke der Buslinie 802 der Stadtbus Goslar GmbH verläuft von der Haltestelle Am Müllerkamp in Oker bis zum Haupteingang des Krankenhauses in Goslar. Nach der Ankunft an der Asklepios Harzlinik wird die Buslinie zur 801 und tritt die Rückfahrt zum Hotel und Restaurant Waldhaus an. Auch hier ist bei der Auslegung mithilfe des Software-Tools darauf zu achten, dass als Hinweg die Strecke der 802 (Am Müllerkamp nach Krankenhaus) und als Rückweg die Strecke der 801 (Krankenhaus nach Waldhaus) eingelesen wird.

#### *Streckenbeschreibung*

Der Startpunkt der Linie 802 ist die Haltestelle Am Müllerkamp, welche sich am Ende einer Wohnsiedlung befindet. Der vor Ort verfügbare Wendepunkt eignet sich aufgrund der dort durchgeführten Pausen besonders gut als Ladepunkt. Von dort geht es bis zur nächsten Haltestelle Am Sonnenbrink zunächst leicht bergab. Mit etwa 185 m über NN ist diese Haltestelle die niedrigste gelegene auf der gesamten Strecke. Die Abbildung 5.52 zeigt den Streckenverlauf.

Über die Mühlenstraße und die Wolfenbütteler Straße geht es dann auf die Bundesstraße 498 Richtung Goslar. Nach der Haltestelle Im Schleeke fährt die Linie 802, anders als die 801, über die Sudmerbergschule und die Bundesstraße 82 direkt in die Innenstadt von Goslar. Der Jakobikirchhof dient auch hier wieder als zentraler Ein- und Ausstiegspunkt.



Über den Bahnhof und die Bundesagentur für Arbeit in der Robert-Koch-Straße geht es dann zum Haupteingang des Krankenhauses. Auf diesem Streckenabschnitt befindet sich die höchstgelegene Haltestelle Berliner Allee mit rund 267 m über NN. Somit ergibt sich vom niedrigsten zum höchsten Wert eine Differenz von 82 Höhenmetern, welche von dem Fahrzeug überwunden werden muss.



**Abbildung 5.52:** Streckenverlauf der Buslinie 802 der Stadtbus Goslar GmbH (Am Müllerkamp nach Krankenhaus)

Die Strecke von der Haltestelle Am Müllerkamp zum Haupteingang des Krankenhauses hat eine Länge von circa 13,4 km und je nach Verkehrslage benötigt der Bus etwa 42 Minuten. Die Rückfahrt der Linie 802 sieht der Hinfahrt sehr ähnlich. Bei der Fahrt vom Haupteingang der Asklepios Harzkllinik zur Haltestelle Am Müllerkamp werden bis auf die Haltestellen Breites Tor und Mauerstraße dieselben Stationen angefahren. Für die beiden genannten Stationen kommen in der Innenstadt die Haltestellen Pressehaus und Bäckerstraße hinzu. Ein weiterer Unterschied ist, dass der Bus über die Liebigstraße zur Sudmerbergschule fährt und nicht über die Kreuzung der Bundesstraße 6 und 82. Von dort aus geht es zur Endhaltestelle Am Müllerkamp. Für den hier beschriebenen Streckenverlauf von etwa 13,7 km benötigt der Bus eine Zeit von ungefähr 38 Minuten.

#### *Bewertung der Ergebnisse des Auslegungstools*

Die gleichen Parameter wie bei der Auslegung der Linie 801 gelten auch bei der Linie 802. Allerdings wird wie oben beschrieben, zuerst die Strecke „Am Müllerkamp nach

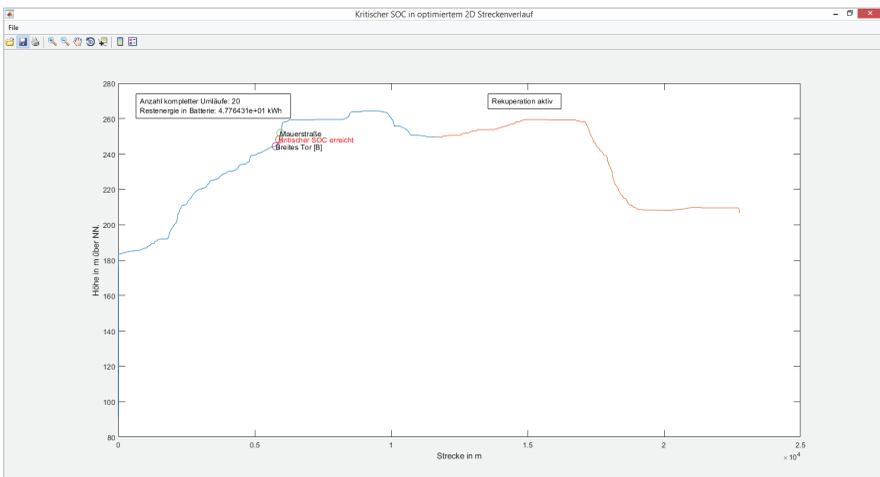


Krankenhaus“ der 802 und anschließend die Strecke „Krankenhaus nach Waldhaus“ der 801 eingelesen.

### Auslegung nach Batteriegröße

Bei der Auslegung nach Batteriegröße der Linie 802 ist ebenso darauf zu achten, dass es sich um keinen kompletten Umlauf handelt, da die Strecke Waldhaus nach Am Müllerkamp nicht in der Berechnung berücksichtigt wird. Diese Auslegung dient ausschließlich der Plausibilitätsprüfung des Software-Tools, welche anhand des Streckenverlaufs deutlich gemacht wird.

Der in Abbildung 5.53 dargestellte Streckenverlauf sieht dem der Abbildung 5.50 sehr ähnlich allerdings gespiegelt. Da bei dieser Betrachtung wieder andere Faktoren wie beispielsweise Fahrgäste und angefahrene Haltestellen eine entscheidende Rolle spielen, wurde hierfür eine weitere Auslegung durchgeführt. Das Software-Tool errechnet eine Anzahl von 20 kompletten Umläufen bis der kritische SOC erreicht wird. Dieser tritt laut Auswertung zwischen den Haltestellen Breites Tor (B) und Mauerstraße ein.



**Abbildung 5.53: Markierung des kritischen SOC im 2D-Streckenverlauf der Linie 802 der Stadtbuss Goslar GmbH**

Zu Beginn muss über eine Strecke von etwa 6 km eine Steigung von ungefähr 80 Höhenmetern überwunden werden. Danach geht es zunächst nahezu ebenerdig weiter, bis das Gefälle für die Rekuperation genutzt werden kann. Die fünf Umläufe mehr als in der vorherigen Betrachtung (Linie 801), können mit der geringeren Anzahl an Fahrgästen während der Steigung sowie weniger angefahrener Haltestellen zusammenhängen. Auf der Hinfahrt wurden beispielsweise nur 52 % der sich auf der Strecke befindenden Haltestellen angefahren. Somit ist der Energieverbrauch niedriger, da der Bus nicht so oft anhalten



und anfahren muss. Die Untersuchung zeigt, dass sich Elektrobusse im Stadtverkehr besser nutzen lassen als im Überlandverkehr. Jedoch bietet auch hier die Installation von Schnellladetechnologie eine höhere Flexibilität und gefühlte Sicherheit sowie Reichweitenverlängerung.

### ***Bewertung der Ergebnisse***

Das im Projekt MoBat entwickelte Auslegungstool bietet eine Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Schnellladeinfrastruktur im Busverkehr. Bei einer Mindestreichweite von 200 km ohne Nachladung sollten E-Busse wirtschaftlich einsetzbar sein. Unberücksichtigt bleiben in der Betrachtung die zusätzlichen Verbraucher wie die Beheizung und/oder die Klimatisierung der Fahrzeuge. Eine rein elektrische Heizung ist mit einem hohen Verlust der Reichweite verbunden. Es ist also fahrzeugseitig notwendig, Busse mit einer Reichweite von mindestens 250 km anzubieten. Die eingesetzte Batterie sollte möglichst modular gestaltet sein, so dass Anforderungen der Busunternehmen wie geringere Reichweiten oder keine Möglichkeit für Gelegenheitsladung, abgedeckt sind.

Betrachtet man die Optionen in der Ladeinfrastruktur bei E-Bussen im Allgemeinen, so kann man zusammenfassend sagen, dass

- Dauerladen (z. B. über Oberleitungen) kostspielig und unflexibel ist
- Overnight Charging ein hohes Fahrzeuggewicht durch die entsprechende Batteriegröße und damit eine reduzierte Fahrgastkapazität verursacht
- Induktives Zwischenladen zu teuren Fahrzeugen führt, eine magnetische Abschirmung erfordert, kostspielig in der Montage ist und einen geringen Wirkungsgrad bei der Energieübertragung aufweist
- Konduktives (Zwischen-)Laden zu Fahrzeugkomponenten mit geringerem Gewicht führt, eine bewährte und sichere Technologie ist, geringe Fahrzeugkosten aufgrund der reduzierten Fahrzeugkomplexität verursacht, ein Schnellladen mit hoher Leistung (bis zu 450 kW) und eine effiziente Energieübertragung bietet

In Zusammenarbeit im Projektkonsortium wurde schnelles Laden mittels Pantographen untersucht. Der technische Aufbau ist im Vergleich zu einer Ladesäule aufwendig, da verschiedenste Komponenten erforderlich sind:

- Umhausung der Anlage mit Netzanschluss und Schaltgeräten, Transformator, Ladestation und Systemcontroller
- Aufnahmemaß mit Abdeckungen für Pantograph, der invers montierte Pantograph sowie die drahtlose Kommunikation zwischen Bus und Ladestation

Die Ladung ist dabei bei einem Hochleistungsladen (HPC) mit 450 kW möglich. Bei einer Batteriekapazität von 240 kWh hat der in der Beispielrechnung eingesetzte Solaris E-Bus eine Reichweite von ungefähr 190 km. Bei Ladezeiten von rund fünf Minuten erhält der Bus einen Reichweitenzuwachs von circa 30 km. Dabei fährt der Bus an die Ladestation



unter den Pantographen. Die Kommunikation (per WLAN) zwischen Bus und Ladestation wird hergestellt. Der Busfahrer stoppt den Bus am Referenzpunkt und aktiviert die Handbremse. Nach einer Systemüberprüfung wird der Ladevorgang initiiert. Hierbei senkt sich der Pantograph auf die auf dem Bus montierten Kontaktschienen und nach Systemüberprüfungen ein kontinuierlich überwachter Ladevorgang gestartet. Je nach Wunsch kann der Ladevorgang durch Lösen der Handbremse beendet werden, anschließend hebt sich der Pantograph und der Bus kann die Ladestation verlassen. Eingesetzt wird ein solches System unter anderem in Hamburg bei der Hochbahn Hamburg AG.



**Abbildung 5.54: Konduktives Laden mittels Pantographen in Hamburg**

Zusammenfassend ist anzumerken, dass es notwendig ist individuelle Betriebskonzepte zu entwickeln, um den E-Bus bei gewohnten Einsatzbedingungen zu betreiben. Dabei gilt es, die vorhandene (Lade-)Infrastruktur entsprechend zu nutzen. Bei der Beschaffung der Busse sollte auf die geeignete Batteriegröße geachtet werden, damit diese praxistauglich und bezahlbar sind.



## 5.5 Zusammenfassung Lebensdaueruntersuchung

### *Forschungszentrum Energiespeichertechnologien*

Zuerst wurde einer der beiden präferierten Zelltypen auf seine Eignung zur Montage in einem Gesamtsystem untersucht. Die benötigten Daten für eine geeignete Vorspannung zur Integration der LISHEN-Zellen in eine entsprechende Einhausung lagen den Projektpartnern nicht vor. Dementsprechend wurde eine experimentelle Bestimmung einer Vorspannung durchgeführt, um die Eigenschaften der Zellen positiv beeinflussen zu können. Nach der Ermittlung der für die Montage benötigten Parameter wurde aufgrund dieser Ergebnisse und den Erkenntnissen der Leistungstests eine Bewertung der beiden Zelltypen vorgenommen. Dabei wurde die KOKAM-Zelle aufgrund des besseren elektrischen und thermischen Verhaltens sowie des einfacheren Handlings während der Montage als für das Projekt geeigneter bewertet. Im Anschluss wurde eine größere Anzahl von KOKAM-Zellen beschafft und einer ausführlichen Eingangsprüfung unterzogen, um die Varianz der untersuchten Eigenschaften einschätzen zu können und eine Vergleichbarkeit sicherzustellen.

Für die Langzeituntersuchung wurden die drei vorher beschriebenen Ladeverfahren verwendet. Dabei wurde in regelmäßigen Abständen durch Messungen ein Vergleich der Auswirkungen der Ladeverfahren auf den Zustand der Zellen vorgenommen. Der Kapazitätsverlust über die Anzahl der Zyklen wurde für die drei Verfahren dokumentiert. Es ist eine Abnahme für alle drei Verfahren zu erkennen. Trotzdem erreichten alle Zellen mindestens die vom Hersteller garantierten 4000 Zyklen. Zur Einordnung der Ergebnisse und zur Ermittlung der ursächlichen Alterungsmechanismen wurden ICA-Analysen durchgeführt. Dabei bleibt festzuhalten, dass bei keinem der verwendeten Verfahren zur Schnellladung eine signifikant höhere Menge an metallischem Lithium, welches abgeschieden wurde, auftrat. Abschließend stützen die Untersuchungen, welche in diesem Projekt vorgenommen wurden, zwar die These, dass die Alterung bei Verwendung der vorgeschlagenen Schnellladeverfahren im Vergleich etwas schneller voranschreitet. Andererseits liegen die Vorteile der genannten Verfahren für die betrachtete Anwendung in der deutlich reduzierten Ladezeit bei Verwendung der Schnellladeverfahren. Somit steht einer starken Verkürzung von Ladezeiten ein moderater Verlust an Lebensdauer bei Verwendung der überprüften Schnellladeverfahren gegenüber.

Ein weiterer Schwerpunkt in diesem Arbeitspaket war die Prüfung der Übertragbarkeit der genannten Ergebnisse von Ebene der Einzelzellen auf die Ebene des Systems. Dazu wurde die Entwicklung der Degradation und Spannung einzelner Zellen sowie der Temperaturen im Gesamtsystem über mehrere Zyklen betrachtet. Es wurden keine signifikanten Unterschiede zur Einzelzellenbetrachtung zur. Grund hierfür war die homogene Spannungs- und Temperaturverteilung im Gesamtsystem. Durch die Verwendung einer Flüssigkeitskühlung konnten die Temperaturen auf einem niedrigen Niveau gehalten



werden, sodass keine weiteren Faktoren für eine frühzeitige Alterung im Vergleich zur Einzelzellenbetrachtung ausgemacht werden konnten. Ebenso konnte ein Auseinanderdriften der Zellspannung durch das passive Balancing des BMS verhindert werden. Damit lässt sich festhalten, dass das erarbeitete Ladeverfahren und die damit verbundenen Ergebnisse der Alterungsuntersuchungen im Falle einer geeigneten Kühl- und Managementstruktur somit auf die Systemebene übertragbar sind.

Durch diese Erkenntnisse wurde die Modellbildung ebenso auf Basis der Einzelzellen durchgeführt. Dabei wurden zwei grundlegend unterschiedliche Ansätze verfolgt. Für die Betrachtung der Auswirkungen der Alterung bei hochdynamischen Belastungen eignet sich der Ansatz, welcher auf Fundamentalgleichungen beruht, lediglich auf lokaler Ebene. Zur Berechnung der Auswirkung der Alterung über die gesamte Lebensdauer der Batteriezellen eignet sich hingegen ein Ansatz aus dem Bereich der Grey-Box-Modelle. Die Betrachtung der Veränderung der elektrochemischen Eigenschaften erfolgte durch verschiedene Analysen, welche im Wesentlichen auf Impedanzmessungen und Konstantstrommessungen beruhten. Aus den Simulationen ließen sich Erkenntnisse über die Homogenität der Strom-, Ladezustands- und Potentialverteilung ableiten, die zum Verständnis der Auswirkung von Alterungserscheinungen innerhalb der verwendeten Ladeverfahren beitragen.

Weiterhin wurde mit einem im Projekt entworfenen und umgesetzten Planungstool ein wirtschaftlicher Vergleich bezüglich verschiedener Anwendungsszenarien möglich. Es wurden zwei unterschiedliche Linien des ÖPNV vom RBB untersucht. Dabei wurde eine anwendungsorientierte Auslegung der Batterietechnik begründet durch die realen Betriebsdaten vorgenommen. Im Anschluss konnte auf Basis der Auslegung ein wirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Lade- und Betriebsstrategien vorgenommen werden. An den Ergebnissen für die untersuchten Anwendungsbeispiele ist zu erkennen, dass der wirtschaftlich vorteilhafte Wechsel von einer Overnight Charging- zu Opportunity Charging Strategie stark von der Anzahl der Fahrzeuge abhängig ist.



## 6 Literaturverzeichnis

- Abdel-Monem, Mohamed; Trad, Khiem; Omar, Noshin; Hegazy, Omar; van den Bossche, Peter; van Mierlo, Joeri (2017): Influence analysis of static and dynamic fast-charging current profiles on ageing performance of commercial lithium-ion batteries. In: *Energy* 120, S. 179–191. DOI: 10.1016/j.energy.2016.12.110.
- Chu, Zhengyu; Feng, Xuning; Lu, Languang; Li, Jianqiu; Han, Xuebing; Ouyang, Ming-gao (2017): Non-destructive fast charging algorithm of lithium-ion batteries based on the control-oriented electrochemical model. In: *Applied Energy* 204, S. 1240–1250. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.111.
- Engelbrecht, Rainer (2014): Nichtlineare Faseroptik. Grundlagen und Anwendungsbeispiele. Berlin: Springer Vieweg.
- Erhard, S. V.; Osswald, P. J.; Keil, P.; Höffer, E.; Haug, M.; Noel, A. et al. (2017): Simulation and Measurement of the Current Density Distribution in Lithium-Ion Batteries by a Multi-Tab Cell Approach. In: *J. Electrochem. Soc.* 164 (1), A6324-A6333. DOI: 10.1149/2.0551701jes.
- Erhard, Simon (2017): Mehrdimensionale elektrochemisch-thermische Modellierung von Lithium-Ionen-Batterien. Dissertation. Universitätsbibliothek der TU München, München.
- Fleckenstein, Matthias; Bohlen, Oliver; Roscher, Michael A.; Bäker, Bernard (2011): Current density and state of charge inhomogeneities in Li-ion battery cells with LiFePO<sub>4</sub> as cathode material due to temperature gradients. In: *Journal of Power Sources* 196 (10), S. 4769–4778. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2011.01.043.
- Frohne, Heinrich; Löcherer, Karl-Heinz; Müller, Hans (2005): Grundlagen der Elektrotechnik. Mit 36 Tafeln und 172 Beispielen. Unter Mitarbeit von Heinrich Frohne, Karl-Heinz Löcherer und Hans Müller. 20., überarb. Aufl. Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden: Teubner (Lehrbuch : Elektrotechnik).
- Gao, Yang; Jiang, Jiuchun; Zhang, Caiping; Zhang, Weige; Ma, Zeyu; Jiang, Yan (2017): Lithium-ion battery aging mechanisms and life model under different charging stresses. In: *Journal of Power Sources* 356, S. 103–114. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2017.04.084.
- Gerschler, Jochen Bernhard (2012): Ortsaufgelöste Modellbildung von Lithium-Ionen-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012. Aachen: Shaker (Aachener Beiträge des ISEA, 63).
- Haubrock, Andre (2011): Degradationsuntersuchungen von Lithium-Ionen Batterien bei deren Einsatz in Elektro- und Hybridfahrzeugen. Zugl.: Clausthal, Techn. Univ., Diss., 2011. Cuvillier, Göttingen.



- Kim, Ui Seong; Yi, Jaeshin; Shin, Chee Burm; Han, Taeyoung; Park, Seongyong (2011): Modelling the thermal behaviour of a lithium-ion battery during charge. In: *Journal of Power Sources* 196 (11), S. 5115–5121. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2011.01.103.
- Köllner, Christiane (2021): Was sind die Vor- und Nachteile verschiedener Zellformate? Springer Professional. Online verfügbar unter <https://www.springerprofessional.de/batterie/energiespeicher/was-sind-die-vor--und-nachteile-verschiedener-zell-formate-/19085588>, zuletzt geprüft am 25.04.2021.
- Krewer, Ulrike; Röder, Fridolin; Harinath, Eranda; Braatz, Richard D.; Bedürftig, Benjamin; Findeisen, Rolf (2018): Review—Dynamic Models of Li-Ion Batteries for Diagnosis and Operation: A Review and Perspective. In: *J. Electrochem. Soc.* 165 (16), A3656-A3673. DOI: 10.1149/2.1061814jes.
- Marowsky, Gerd (2015): Planar Waveguides and Other Confined Geometries. Theory, Technology, Production, and Novel Applications. New York, NY: Springer New York (Springer Series in Optical Sciences Ser, v.189). Online verfügbar unter <https://e-bookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=6304182>.
- Oberland, Alexander (in Veröffentlichung): Verfahren zur Identifikation von Parametern von Halb- auf Vollzellmodelle am Beispiel von Lithium-Ionen-Zellen. Technische Universität Clausthal, Betreuung durch Prof. Dr.-Ing. H.-P. Beck.
- Oberland, Alexander; Dinse, Marc; Orazov, Nury; Thiele, Marcel; Benger, Ralf (2020): The Effect of Fire Protection Layers on the Safety Behavior of High Performance Lithium Ion Modules.
- Robert Knein-Linz (Hg.): Website K.TEX. Online verfügbar unter <https://ktex-gmbh.de/enex/>, zuletzt geprüft am 27.01.2021.
- Schindler, Stefan (2018): Diskrete elektrochemische Modellierung und experimentelle Identifikation von Lithium-Ionen-Zellen basierend auf Halbzellpotentialen. Unter Mitarbeit von Michael A. Danzer. Bayreuth: Universität Bayreuth.
- Unbehauen, Rolf (2000): Grundlagen der Elektrotechnik. Einschwingvorgänge, Nichtlineare Netzwerke, Theoretische Erweiterungen. Fünfte, neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg (Springer-Lehrbuch).
- Wuff, Boris; Thiele, Marcel; Beck, Hans-Peter: Batterie-Elektrische Schwerlastfahrzeuge im Intelligenten Containerterminalbetrieb (BESIC). Abschlussbericht im Rahmen des Förderprogramms IKT für Elektromobilität II. In: Batterie-Elektrische Schwerlastfahrzeuge im Intelligenten Containerterminalbetrieb (BESIC). Online



verfügbar unter [https://hhla.de/fileadmin/news/2016/BMWi\\_01ME12092A\\_BESIC\\_Abschlussbericht\\_des\\_Konsortiums.pdf](https://hhla.de/fileadmin/news/2016/BMWi_01ME12092A_BESIC_Abschlussbericht_des_Konsortiums.pdf), zuletzt geprüft am 25.04.2022.

- Zhang, Guangsheng; Shaffer, Christian E.; Wang, Chao-Yang; Rahn, Christopher D. (2013a): Effects of Non-Uniform Current Distribution on Energy Density of Li-Ion Cells. In: *J. Electrochem. Soc.* 160 (11), A2299-A2305. DOI: 10.1149/2.061311jes.
- Zhang, Guangsheng; Shaffer, Christian E.; Wang, Chao-Yang; Rahn, Christopher D. (2013b): In-Situ Measurement of Current Distribution in a Li-Ion Cell. In: *J. Electrochem. Soc.* 160 (4), A610-A615. DOI: 10.1149/2.046304jes.





