

HEBEA

Abschlussbericht zum Verbundprojekt

**Modellantrieb Elektromobilität – Entwicklung,
Evaluierung und Demonstration eines integrierten,
hocheffizienten Antriebssystems für
batterieelektrische Straßenfahrzeuge**

Förderkennzeichen: 19U9015E

Laufzeit: 01.08.09 - 30.09.11

21.11.2011

gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
1 Übersicht des Gesamtvorhabens	5
1.1 Aufgabenstellung, Voraussetzungen und Ziele.....	5
1.2 Arbeitsplanung	5
1.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand	6
2 Ergebnisse	8
2.1 Technische Ergebnisse	8
2.1.1 Diagnosealgorithmen zur Zustandsbestimmung von Li-Ionen Batterien [1][2] ..	8
2.2 Gesamtsystem	11
2.2.1 Algorithmen zur Ladezustandsbestimmung.....	13
2.2.2 OCV-Modul	14
2.2.3 Full Charge Detector (FCD).....	15
2.2.4 Dynamic Load Observer (DLO) Modul	16
2.2.5 AHB-Modul.....	17
2.2.6 Capacity Estimator (CE).....	18
2.2.7 Algorithmen zur Bestimmung des Innenwiderstandes	19
2.3 Validierung des Diagnosesystems.....	23
2.4 Umsetzung der Algorithmen auf die Zielplattform	24
2.4.1 Zellcontroller Board [3]	26
2.4.2 Aufbau des BMS-Slaves [3].....	27
2.4.3 Hochspannungs- und Strommess-Board.....	28
2.5 Softwareimplementierung des Batteriemagementsystems auf die Testplattform	29
2.6 Diagnosealgorithmen nach OSEK/VDX [4].....	29
2.7 Codegenerierung mit Simulink/TargetLink.....	30
2.8 Simulationsergebnisse	32
2.9 Implementierung des thermisch-elektrischen Batteriemodells [5]	33
2.9.1 Bestimmung der Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeiten mittels Aktivthermografie	35
2.9.2 Modellierung größerer Batteriestacks.....	37
2.9.3 Elektrisches Modell	38
3 Zusammenfassung.....	40

3.1	Literatur.....	41
3.2	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	42
3.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	42
3.4	Nutzen und Verwertung.....	42
3.5	Veröffentlichungen	42

1 Übersicht des Gesamtvorhabens

1.1 Aufgabenstellung, Voraussetzungen und Ziele

Ziel des Projektes HEBEA war die Entwicklung eines Antriebsstranges für ein batterieelektrischen Straßenfahrzeug sowie die Untersuchung, Bewertung und Optimierung der erreichbaren Eigenschaften in einem Demonstrationsfahrzeug.

Um einen zuverlässigen und effizienten Betrieb der Batterien und des Fahrzeugs zu gewährleisten, ist ein Batteriemanagementsystem notwendig. Das Batteriemanagement besteht aus einer Reihe von Modulen, die notwendig sind, um den Ladezustand, den Alterungszustand sowie die verfügbaren Lade- und Entladeleistungen zu bestimmen.

1.2 Arbeitsplanung

Im Rahmen der im Projekt durchgeführten Arbeiten wird eine Variante eines Batteriemanagements entwickelt, dessen Schwerpunkt auf der Bestimmung des Ladezustands durch ein bilanzierendes Verfahren mit Stabilisierung durch ein Ruhespannungsverfahren sowie der Bestimmung der Alterung durch Vorhersage der aktuellen Innenwiderstandswerte bei unterschiedlichen Strompulslängen. Dabei wird ein modularer Aufbau der Algorithmen und des Managements realisiert. Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse der durchgeführten Messungen und die Implementierung des Modells sowie dessen Verifizierung. Die entwickelten Diagnosealgorithmen zur Ladezustandsbestimmung bestehen aus einer Reihe von verschiedenen Algorithmen. Die Algorithmen verarbeiten die Daten gemessener Werte (wie Strom, Spannung oder Temperatur) oder benutzen Werte, die von anderen Algorithmen berechnet werden (wie z.B. Innenwiderstand oder Stromintegration). Um daher die am ISEA entwickelten Diagnosealgorithmen zu verifizieren, musste hierzu ein Batteriemanagementsystem (BMS) entwickelt und aufgebaut werden.

Das thermisch-elektrische Modell ist streng modular aufgebaut und kann daher leicht erweitert werden. Um dies zu erreichen, wurde eine verallgemeinerte thermische Schnittstelle zur Interaktion der verschiedenen Komponenten entwickelt und eingesetzt. Dabei wird eine hohe Flexibilität bei der Vernetzung der Zelle (variable Netzdichte in allen Richtungen) und bei der Gestaltung der geometrischen Verhältnisse in der untersuchten Anordnung angestrebt. Um die Wärmegeneration, die von den elektrochemischen Prozessen verursacht wird, in der Zelle zu bestimmen, wird das thermische Modell mit einem elektrischen Modell der Aktivmasse gekoppelt.

Damit können die Verluste der Zelle hochdynamisch und über weite Betriebsbereiche von Temperatur, Ladezustand und Alter berechnet werden.

1.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Im Bereich Lithium-Batterien sind heute weltweit die meisten Forschungsaktivitäten im Batteriebereich zu verzeichnen. Weltweit werden rund 500 Millionen Dollar / Jahr für Forschung und Entwicklung ausgegeben. Die Fortschritte in der Technologie in den letzten 10 Jahren sind stetig gestiegen. Energiedichten kommerzieller Lithiumbatterie nähern sich 200 Wh/kg.

Um aber auch längere Strecken (> 10 km) rein elektrisch fahren zu können (entweder als Hybridkonzept mit erheblich höherer Autonomiezeit oder als rein-elektrisches Fahrzeug) und gleichzeitig im Massenmarkt erfolgreich zu sein, sind neue Batteriespeichertechnologien erforderlich, die neben hohen Leistungsdichten auch hohe Energiedichten verbunden mit großen Zyklenzahlen aufweisen und dabei die nötige Sicherheit aufweisen. Der Benutzer eines Elektrofahrzeuges möchte während des Betriebes zu jedem Zeitpunkt den aktuellen Ladezustand aus dem gleichen Grund kennen wie ein Fahrer eines konventionellen Antriebes wissen möchte wie viel Benzin noch im Tank ist. Während der Füllstand eines Benzintanks leicht zu messen geht, ist dies bei der Ladezustandsbestimmung bei Li-Ionen Zellen nicht der Fall. Es gibt bis heute keine direkte Methode bzw. Messtechnik, mit der es möglich ist den Ladezustand (SOC) zu bestimmen.

Neben den Anstrengungen zur Verbesserung der Energiedichten muss demnach auch intensiv an der Entwicklung und Umsetzung von Batteriemanagementsystemen (BMS) mit den Komponenten Diagnostik (Ladezustands- und Alterungserkennung, Leistungsvorhersage) und Management (thermische Management, Ladungsausgleich, Ladestrategien) gearbeitet werden. Li-Ionen Zellen leisten großartiges, jedoch sind diese kompromisslos falls diese außerhalb ihrer Betriebsgrenzen betrieben werden. Die Konsequenzen reichen von beschleunigter Alterung der Zellen, Beschädigung ohne Auswirkungen bis hin zu lebensgefährlichen Reaktionen ausgelöst durch einen Kurzschluss oder Gefahr durch einen rapiden Temperaturanstieg. Ziel ist daher eine zuverlässige Zustandsinformation und die Maximierung der Betriebslebensdauer der eingesetzten Batteriesysteme.

Deshalb ist der übliche Weg über indirekte Methoden den SOC abzuschätzen, jedoch ergeben sich für jede einzelne Methoden entsprechende Einschränkungen bei deren Genauigkeit.

Das am häufigsten verwendete Verfahren bei Batteriemanagementsystemen ist die Amperestundenbilanzierung (AHB). Eine Ah-Bilanz integriert die Ladungsmenge, die der Batterie zugeführt oder entnommen wird, über einen bestimmten Zeitraum auf. Aus dem Verhältnis des aktuellen Werts der Ladebilanz und der Nennkapazität kann der aktuelle Ladezustand bestimmt werden. Leider kann diese einfache Ausführung nur in der Theorie zufriedenstellende Ergebnisse liefern. Als Beispiel ist hier zu erwähnen, dass bei der AHB die aktuelle Kapazität als Grundlage zur Berechnung des SOC dient. Anzumerken ist jedoch, dass die Kapazität der Batterie keinen konstanten Wert über die Lebenszeit darstellt. Dieser Wert ändert sich ja nach Temperatur, Stromstärke und Alterungszustand der Batterie. Daneben gibt es weitere Faktoren die es unmöglich erscheinen lassen, eine exakte Bestimmung mit Hilfe der oben genannten Ausführung durchzuführen. Auch wenn die Messelektronik in den vergangenen Jahren wesentliche Fortschritte gemacht hat sind die

Messungen von Strom, Spannung und Temperatur nicht fehlerfrei, das bedeutet z.B. dass bei der AHB der Fehler über die Zeit mit integriert wird und somit das Ergebnis verfälscht.

Demnach müssen neue stützende Verfahren entwickelt werden, mit deren Hilfe die jeweiligen Schwachstellen ausgeglichen werden können.

2 Ergebnisse

2.1 Technische Ergebnisse

Der Kern des im Projekt entwickelten BMS sind die entsprechenden Algorithmen für die Zustandsbestimmung und den darauf basierenden Management der einzelnen Zellen. Basierend auf selbstadaptierenden Algorithmen wird das Fahrzeug jederzeit über den Zustand der Batterie unterrichtet und alle möglichen Maßnahmen zur Lebensdaueroptimierung ergriffen.

2.1.1 Diagnosealgorithmen zur Zustandsbestimmung von Li-Ionen Batterien [1][2]

Die Bestimmung des Ladezustandes (SOC) wird oft als die vorrangige Funktionsaufgabe eines Batteriediagnosesystems bewertet, auch wenn auf den ersten Blick als relativ einfach erscheint den Ladezustand für EV oder HEV zu implementieren, z.B. besteht die Möglichkeit über die Ruhespannung (OCV), die eine starke Abhängigkeit zum SOC, zumindest für die meisten verwendeten Materialien, als Ausnahme wären hier Lithium-Eisen-Phosphat Batterien zu erwähnen, aufweist. Daher kann man durch Messung der OCV den SOC mit hinreichender Genauigkeit bestimmen. Die langen Standzeiten der Fahrzeuge ermöglicht es die Ruhespannung in regelmäßigen Abständen auszulesen um den aktuellen Ladezustand zu schätzen. Während der Fahrzeit wird häufig die Amperestundenbilanzierung (AhB) eingesetzt. Oftmals ist aber auch der Ladezustand nicht die ausschlaggebende Information. In der Tat ist für manche Anwendungen die zur Verfügung stehende Energie interessanter, die nicht nur vom SOC abhängt, sondern auch von der Temperatur, dem Innenwiderstand der Batterie und dem Stromprofil. Des Weiteren ist die Leistungsvorhersage eine weitere wichtige Funktion eines Diagnosesystems in Li-Ionen Systeme. In Applikationen wie dem Energie-Management-System von Hybridfahrzeugen ist die Leistungsvorhersage für die Betriebsstrategien ausreichend. Verfügbare Leistung sollte auch aus Gründen der Sicherheit vorhergesagt werden, da sichergestellt werden muss, dass die verfügbare Leistung für den gesamten Überholvorgang abgerufen werden kann. Dabei ist die verfügbare Leistung deutlich von der Temperatur, dem Ladezustand und der Alterung als auch der schwächsten Zelle im Pack definiert wird. All dies erhöht die Komplexität des Batteriediagnosesystems erheblich.

Verschiedene algorithmische Ansätze für Batteriediagnosesysteme wurden entwickelt und werden in der Literatur beschrieben. Einige von ihnen berücksichtigen die Temperatur nicht oder gehen davon aus, dass der Temperatureinfluss mit Hilfe des Arrhenius-Gesetz beschrieben werden kann. Die meisten dieser Algorithmen konzentrieren sich auf die Bestimmung des State-of-Charge von Batterien. Oftmals werden komplexe Batterie-Modelle in Systemen verwendet, um eine präzise SoC-Bestimmung zu erreichen. Dabei zeigen Labortests vielversprechende Ergebnisse. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass diese den Temperatureinfluss oder aktuellen Alterungszustand der Batterie in den Berechnungen nicht berücksichtigen.

Als Beispiel, Abb. 2-1 zeigt die Ergebnisse der SoC-Bestimmung mit dem Diagnosesystem parametrisiert für eine neue. Der Referenz SoC wurde offline durch die Messung des Anfangs- und Endladezustandes und durch die präzise Strommessung während des Fahrzyklus berechnet. In Abb.. 1a wurde der Algorithmus angewendet, um Daten einer neuen Zelle zu testen. Als Ergebnis wurde der SoC mit einer hohen Genauigkeit bestimmt.

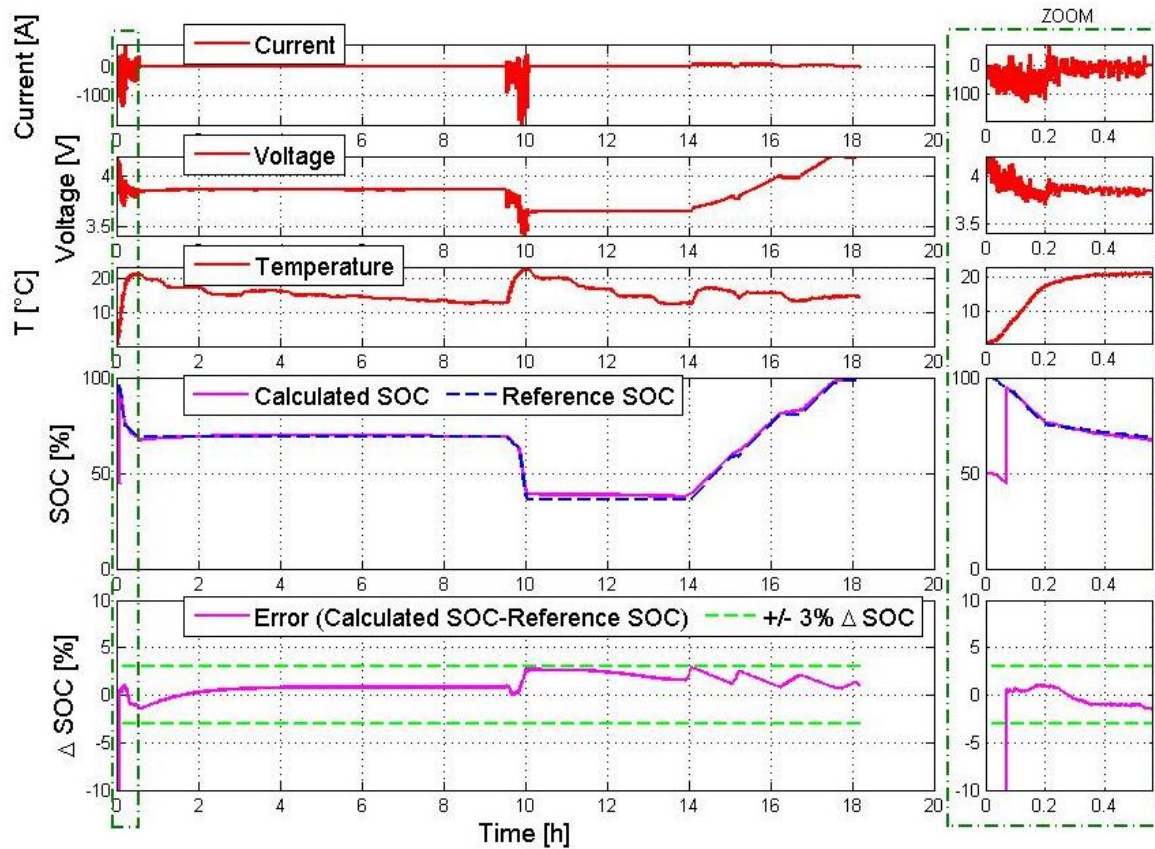


Abbildung 2-1 Bestimmung des Ladezustand für eine neue Zelle mittels des Diagnosesystem parametrisiert für eine neue Zelle

In Abb. 2-2 wurde der gleiche Algorithmus mit der gleichen Parametrisierung bei einer gealterten Zelle angewandt und zeigt eine signifikante Abweichung der berechneten SoC Werte vom Referenzwert für diesen Fall.

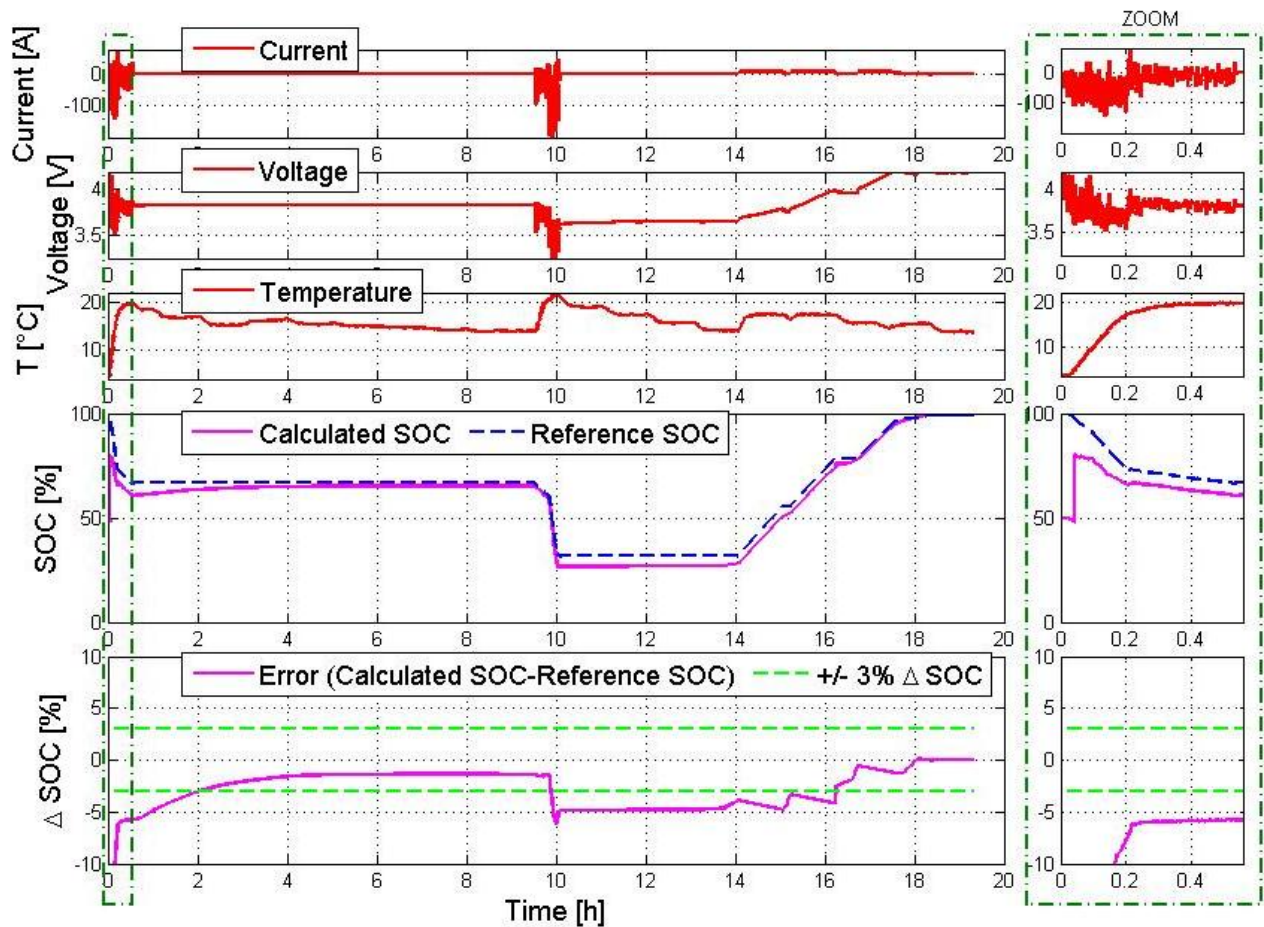


Abbildung 2-2 Bestimmung des Ladezustand für eine gealterte Zelle mittels des Diagnosesystem parametrierung für eine neue Zelle

In diesem Projekt wurden robuste Diagnosealgorithmen entwickelt, die in der Lage sind, ihre Parametrierung dem Alterungszustand der Batterie anzupassen und den Anforderungen realer Anwendungen entsprechen.

- Die Algorithmen sollen die aktuell verfügbare Energie bestimmen, die verfügbare Leistung prognostizieren und im Hinblick auf den langfristigen Betrieb muss der Kapazitätsverlust und die verringerte Leistungsfähigkeit mitverfolgt werden.
- Ein vollständiger Temperaturbereich soll für bestimmte Anwendungen (in der Regel zwischen -20°C bis $+60^{\circ}\text{C}$) in Betracht gezogen werden.
- Algorithmen müssen in der Lage sein, alle Betriebszustände, (z.B. dynamische Belastung, Ladung oder Leerlauf) bei Eintritt in den Niedrigverbrauchsmodus der Steuereinheit für den Fall dass der Zeitschritt erhöht wird.
- Die gewünschte Genauigkeit sollte realistisch gewählt sein. Am wichtigsten dabei ist, dass es von allen äußeren Bedingungen der Batterie erreicht werden kann.
- Die Algorithmen müssen im Hinblick auf Speicherverbrauch und Rechenaufwand optimiert werden. Die Implementierung auf das Mikrocontroller-System von TTC Control muss möglich sein.

2.2 Gesamtsystem

Das entwickelte Diagnose-System besteht aus einer Reihe unterschiedlicher Algorithmen (Abb. 2-3). Jeder dieser Algorithmen hat eine definierte Funktion und setzt auf klare und offensichtliche Verfahren. Jeder Algorithmus benutzt die Abhängigkeit zwischen gemessener Werte (Strom, Spannung oder Temperatur) und den Werten von anderen Algorithmen (z.B. Werte berechnet durch das Innenwiderstandsmodul oder AhB-Modul) vorzugsweise welche direkt auf physikalischen/elektrochemischen Beziehungen beruhen. Komplexe Modelle werden vermieden, da modellbasierte Algorithmen nur so präzise sein können wie die verwendeten implementierten Modelle und da diese Eigenschaften von Batterien durch geeignete analytische Funktionen angenähert werden müssen, führt dies ebenfalls zu einer Verringerung der Genauigkeit. Darüber hinaus kann die Temperaturabhängigkeit direkt, in diesem Fall, in Betracht gezogen werden. Annäherungen oft durch Modelle in Diagnosesystemen verwendet (z. B. Arrhenius-Gesetz) sind nicht erforderlich. Andere Gründe für die Vermeidung komplexer Batteriemodelle sind, dass sie nicht alle Zustände beobachten und ausreichend Zeit benötigen um Werte zu liefern.

Parameter-Kennfelder werden als Look-up Tabelle, anstatt ihre Annäherung durch Funktion oder Modell umgesetzt. Darüber hinaus sind sie in einer Weise umgesetzt, dass sie entweder on-line nach Alterungszustand der Batterie aktualisiert werden, oder direkt skalierbar bleiben. Die Parameter können aus einfachen Messungen abgeleitet werden.

Ein weiterer Vorteil bei der Implementierung des Gesamtalgorithmus in Teilmodule ist, dass die Möglichkeit besteht die Festkomma-Implementierung auf dem TTC einfacher zu realisieren ist, da unterschiedliche Teilalgorithmen getestet werden können.

Dabei besteht das Diagnosesystem aus den folgenden Modulen:

- **Measured Data Preprocessing (MDPP):** Hier werden die eintreffenden Sensordaten der Cellcontrollerboards auf deren Plausibilität, abhängig der Fahrsituation, hin überprüft (min/max Limits). Daten die als fehlerhaft klassifiziert sind werden für die weitere Berechnung ausgeschlossen. Zellen mit höchster/niedrigster Spannung und die Zelle, die die höchste Temperatur aufweist werden identifiziert
- **Open Circuit Voltage (OCV):** Der Ladezustand wird durch die Auswertung der Ruhespannungskennlinie bestimmt, sobald ausreichend Zeit zum Ausgleich der inneren Diffusionsvorgänge vergangen ist (>3h). Messfehler werden anhand oberer/unterer Fehlergrenzen berücksichtigt. Hystereseeffekt und Relaxioneffekt wurden ebenfalls berücksichtigt.
- **Full Charge Detector (FCD):** Dieses Modul dient als stützendes Verfahren zur SOC Bestimmung. Es schätzt den Ladezustand und berechnet das Vertrauensintervall durch die Beobachtung der Beziehung zwischen Spannung und Strom während dem Ladevorgang. Als zusätzliche Funktion berechnet dieses Modul die verbleibende Ladezeit
- **Dynamic Load Observer (DLO):** Dieses Modul dient als stützendes Verfahren zur SOC Bestimmung. Es schätzt den Ladezustand und berechnet das Vertrauensintervall durch die Beobachtung der Beziehung zwischen Spannung und Strom während dem Entladevorgang.

- **Amp Hour Balancing (AHB):** 1 Zähler integriert die Ladungsmenge, die der Batterie zugeführt oder entnommen wird, über einen bestimmten Zeitraum auf, einen Zähler der den Strom plus einen maximalen Fehler nach oben und einen anderen Zähler der den maximalen Fehler nach unten berücksichtigt. Der ausgegebene Ladezustandswert wird aus dem Mittelwert der drei Ladezustandswerte gebildet. Die Differenz zwischen dem Mittelwert und dem Maximal bzw. dem Minimalwert wird als Vertrauensintervall für den Ladezustand ausgegeben. Da nicht langzeitstabil, werden Kombinationen mit stützenden Verfahren eingesetzt.
- **Capacity Estimator (CE):** Dieser Algorithmus schätzt die Abnahme der Kapazität durch Alterung im Laufe der Zeit durch die Beobachtung der Batterie.
- **Energy Module (EM):** Dieses Modul berechnet die verfügbare Energie in Abhängigkeit vom SoC, Innenwiderstand und die verfügbare Kapazität durch die aktuelle Temperatur und den durchschnittlichen dynamischen Laststrom
- **Internal Resistance Calculator (IRC):** Dieses Modul berechnet den augenblicklichen Wert des Innenwiderstandes (bei gegebenen SoC und Temperatur), indem schnelle Stromänderungen und die daraus resultierende Spannungsantwort durch eine dynamische Belastung berücksichtigt.
- **Polarization Resistance Calculator (PRC):** Dieses Modul berechnet den zusätzlichen Widerstand, der einen zusätzlichen Spannungsabfall bestimmt, sobald die Batterie mit einem Entladestrom über einen längeren Zeitraum belastet wird.
- **Adaptive Internal Resistance Characteristic Map (AIRCM):** Dieses Modul berechnet den internen Widerstand der Batterie, abhängig vom aktuellen Ladezustand und Temperatur mit Hilfe von hinterlegten Kennfeldern (durch Messungen an neuen Zellen generiert) die kontinuierlich die Prognose mit dem tatsächlichen durch die Messungen dokumentierten Zustand der Batterie abgleichen und sich bei auftretenden Abweichungen automatisch anpassen (anstieg des Innenwiderstandes über die Lebensdauer). Die Kennfelder werden mit den Werten aus dem IRC-Modul adaptiert
- **Power Prediction (PP):** Dieses Modul prognostiziert mit Hilfe von adaptierbaren Kennfeldern/oder Polynomen n-ter Ordnung die verfügbare Leistung beim Laden und Entladen der Batterie für die nächsten 10~25 Sekunden. Informationen über Innenwiderstand, SoC-, Temperatur-sowie Spannungen von den detektierten „schwächsten“ bzw. „stärksten“ Zellen im Pack werden berücksichtigt.

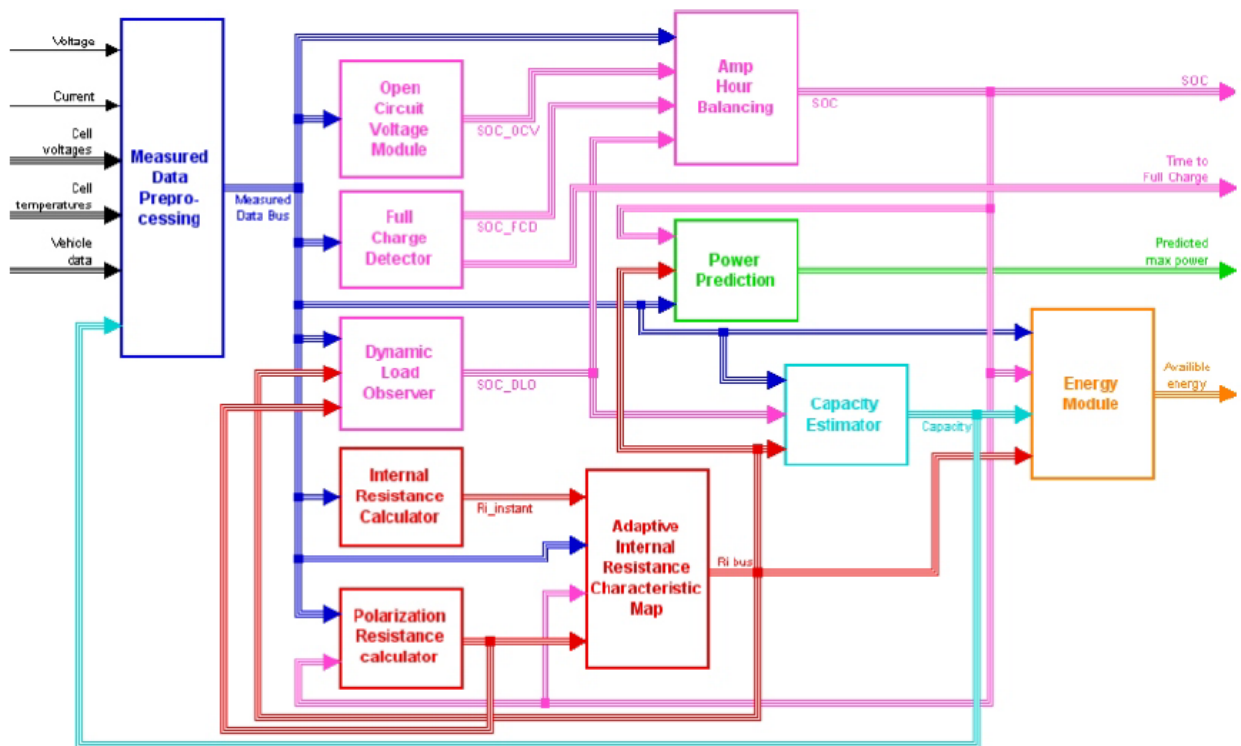


Abbildung 2-3: Diagnosealgorithmen des gesamten Systems

2.2.1 Algorithmen zur Ladezustandsbestimmung

Im Gesamtsystem sind 4 Module zur Bestimmung des Ladezustandes verantwortlich:

- Auswertung der Ruhespannungskennlinie (OCV)
- Full Charge Detector (FCD)
- Dynamic load observer (DLO)
- Amperestundenbilanzierung (AHB)

Das OCV, FCD und DLO sind stützende Verfahren, die das SoC Intervall durch die Beziehung von Strom, Spannung und Temperatur der Batterie bestimmen. Diese Algorithmen berücksichtigen alle möglichen Zustände der Batterie:

1. Dynamische Belastung der Batterie während der Fahrt => DLO-Modul ist aktiv
2. Idle-Modus, wenn die Batterie weder geladen noch entladen wird => OCV-Modul ist aktiv
3. Lade-Modus, wenn der Akku durch ein Ladegerät aufgeladen wird => FCD-Modul ist aktiv

Jeder Algorithmus berechnet nicht nur den ehesten SoC-Wert, sondern ein SoC-Intervall definiert aus zwei Grenzen (obere und untere). In die Berechnung der Grenzen werden Messungenauigkeiten und Ungenauigkeiten des Algorithmus selbst betrachtet. Diese Grenzen werden dann zusammen in dem AHB-Modul kombiniert um am SoC-Wert mit der größten Wahrscheinlichkeit für die Batterie zu erzeugen. Alle drei Algorithmen (OCV, FCD,

DLO) berechnen die SoC-Wert in Bezug auf die Kapazität der Batterie bei Nennbedingungen (23°C, 1C Entladung) bei gegebenen gealterten Zustand.

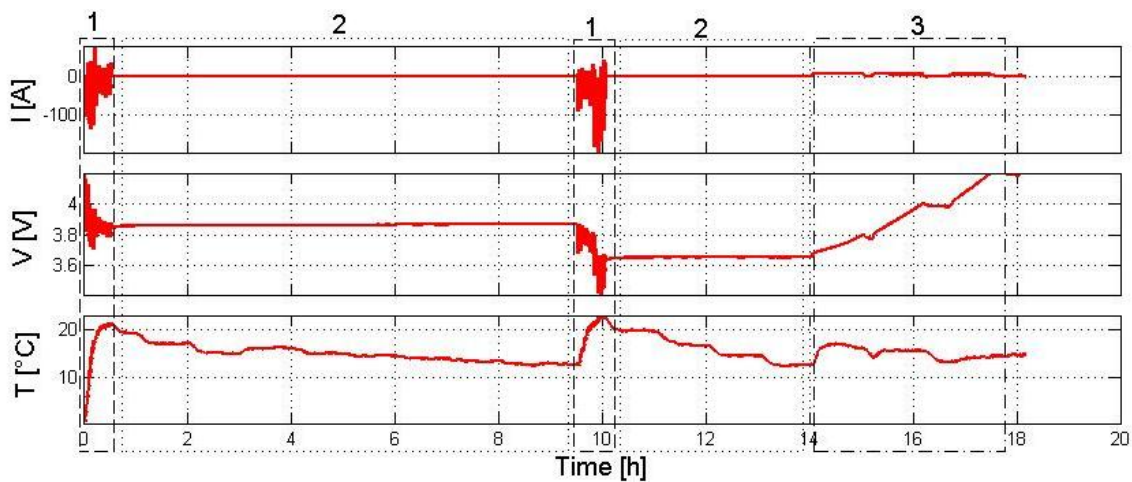


Abbildung 2-4 Fahrzyklus in drei mögliche Zustände untergliedert (dynamische Last, Leerlaufzeit, Ladung)

2.2.2 OCV-Modul

Dieses Modul berechnet obere und untere Grenze für SoC in Abhängigkeit von der Leerlaufspannung.

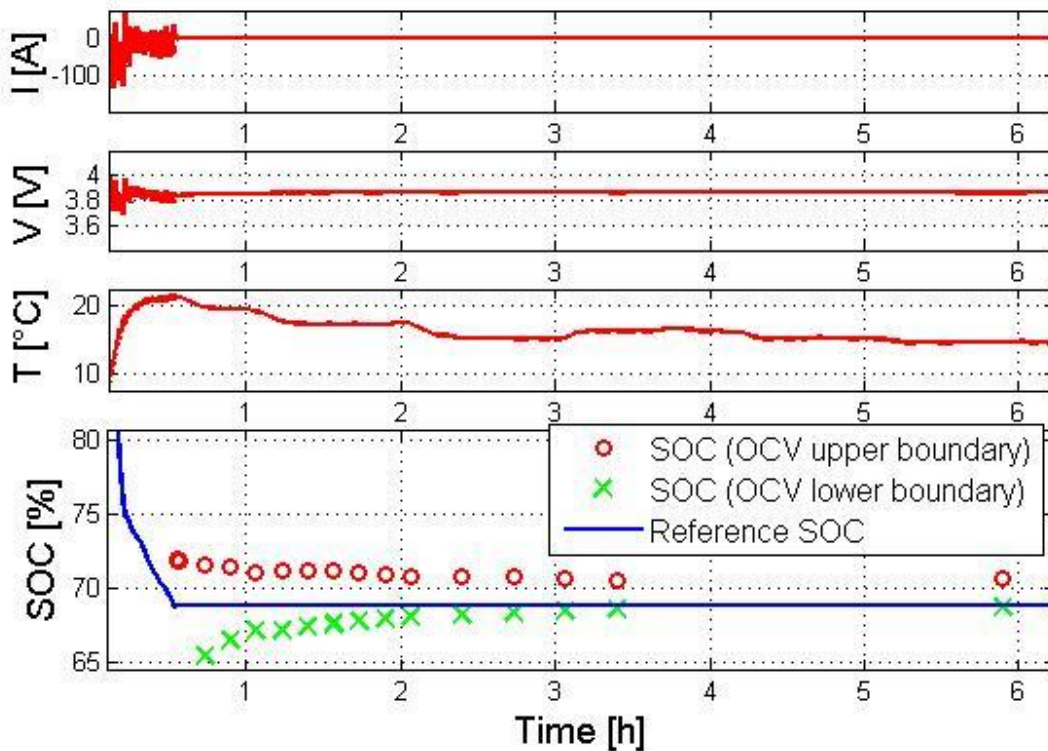


Abbildung 2-5 OCV-Modul zur Bestimmung des Ladezustandes

Ungenauigkeiten in Spannungsmessung und mögliche Abweichungen der gemessenen Spannung von OCV-Wert gemessen durch Parametrierungstests im Labor werden berücksichtigt. Ein Beispiel ist in Abb. 2-5 dargestellt. Nach einer dynamischen Belastung der Batterie kann bei stromlosem Zustand der OCV Wert gemessen werden. Da verschiedene Überspannungen eine bestimmte Abklingzeit benötigen, ist das berechnete SoC-Intervall zu Beginn des OCV Phase breit. Die Algorithmen sind in der Weise parametriert und implementiert, dass die SoC Grenzen in Abhängigkeit von Temperatur und anderen Bedingungen konvergieren. Nach einer Zeit wird der Unterschied zwischen den beiden Grenzen nur durch die Ungenauigkeit in der Spannungsmessung und der möglichen Hysterese hervorgerufen.

2.2.3 Full Charge Detector (FCD)

Dieses Modul stellt die Beziehung zwischen Spannung, Strom und Temperatur der Batterie während der Ladephasen.

Das Submodul Mode-Detector (MD) ist in dem FCD integriert und erkennt eines der folgenden Lademodi:

- Konstantstromladung
- Konstantspannungsladung
- Konstante Leistungsladung

Der Strom, Spannung und Strom werden in 4 Minuten Intervallen analysiert. Ein rekursiver Algorithmus wird verwendet, um Mittelwerte und Steigungen dieser Signale zu berechnen. Es ermöglicht das Filtern von Rauschen bei Strom/Spannungsschwankungen, die durch das Ladegerät verursacht werden. Berechnete Werte werden analysiert, um den Lademodus zu bestimmen.

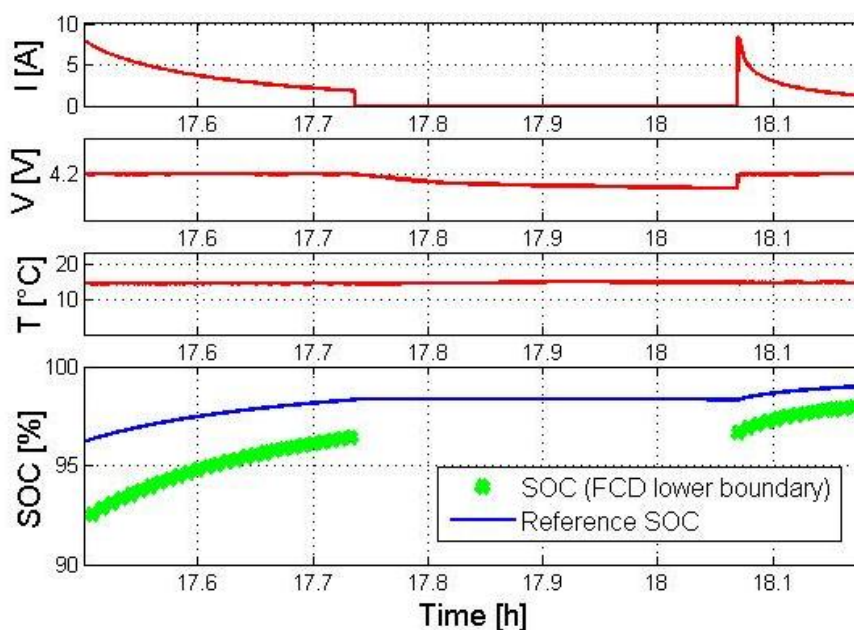


Abbildung 2-6 Vertrauensintervall des FCD-Moduls

Nach Erkennung der des Lademodi, der Ladestrom (und später auch seine Steigung) werden in Abhängigkeit von der Ladespannung und Temperatur ausgewertet und der SoC und geschätzt. Zum Beispiel verringert sich bei konstanter Spannung der Ladestrom und aktuelle Steigung nehmen je vollere die Batterie wird ab. Diese Abhängigkeit wird verwendet, um die unteren SoC Grenze zu berechnen. Abb 2-6 zeigt ein Beispiel.

2.2.4 Dynamic Load Observer (DLO) Modul

Dieses Modul wertet die Beziehung zwischen Entladestrom, Spannung und Temperatur der Batterie um die SoC Grenzen (obere und untere) zu berechnen.

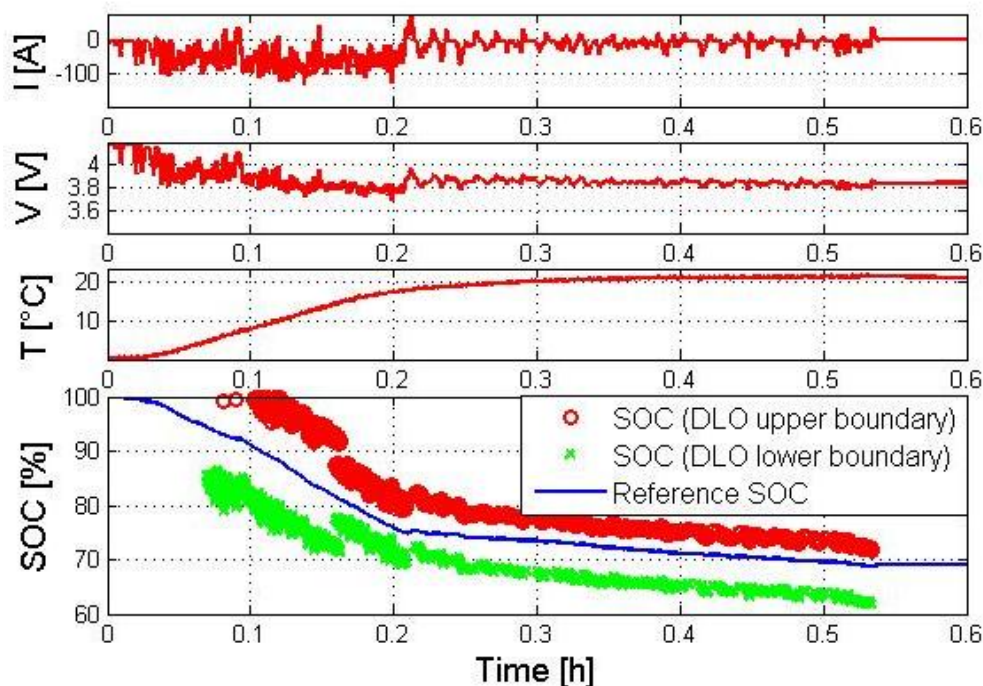


Abbildung 2-7: Berechnung des Vertrauensintervalls des DLO-Moduls

Die Grundlage für dieses Modul ist eine Entladekurve der Batterie bei Nenntemperatur und 1C Entladerate, die die Beziehung zwischen Batteriespannung und SOC bei konstantem Entladestrom zeigt.

Da im Feld der Entladestrom nicht konstant ist wird die gemessene Batteriespannung gefiltert und neu für diesen Fall berechnet mit Hilfe unter Verwendung des berechneten internen Widerstandes der Batterie, den Polarisierungswiderstand und den Skalierungsfaktoren für die Entladekurve bei verschiedene Entladeströmen und Temperaturen. Der Innenwiderstand wird als Kurzzeit-Gleichstromwiderstand (später in IRC-Modul beschrieben) dargestellt während der Polarisationswiderstand einen zusätzlichen Spannungsabfall durch den Entladestrom über eine lange Zeit (wird in PRC-Modul beschrieben) spiegelt.

Die Spannungsmessungenauigkeiten sowie die Ungenauigkeiten des Algorithmus selbst werden als obere und untere Grenzen bei der SOC Bestimmung beschrieben. Nachdem die

Entladekurve immer mit der aktuellen Kapazität bei Normalbedingungen und Alterung zusammenhängt, bezieht sich der berechnete SOC ebenfalls auf diese Skala.

2.2.5 AHB-Modul

Das Amperestundenbilanzierungs-Modul hat zur Aufgabe, die Berechnung des SoC Wertes unter Berücksichtigung des entsprechenden Konfidenzintervall. Als Grundlage werden drei Amperestunden-Zähler verwendet: einer für den tatsächlich gemessenen Strom und zwei für den gemessenen Strom unter Berücksichtigung der maximal möglichen Messfehler in positiver und negativer Richtung. Aufgrund der Integration des gemessenen Strom und dessen Messungenauigkeiten (vor allem Offsets) werden diese ebenfalls integriert. Dies führt zu divergierenden Zähler. Die SoC Grenzen zur Unterstützung werden verwendet, um diese divergierenden Amperestunden-Zähler „einzufangen“ und entsprechend zu korrigieren. Dies ist schematisch in Abb. 2-8 gezeigt.

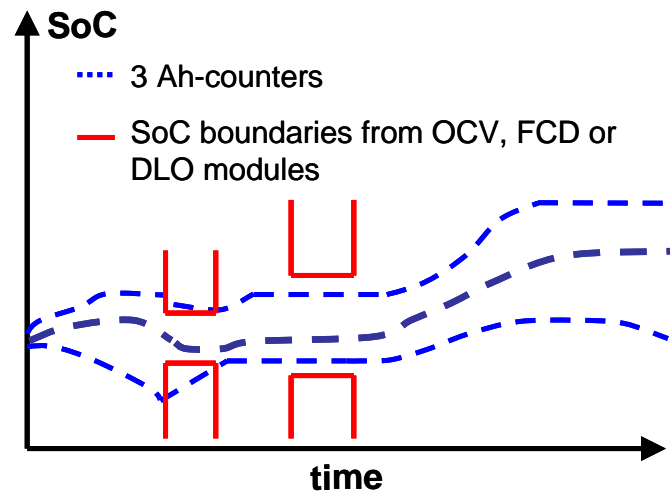


Abbildung 2-8: Implementierung von 3 Zählern

Die Korrektur der Amperestunden-Zähler lässt sich mit folgenden Gleichungen (zum Beispiel für niedrigere Ah-Zähler, wenn DLO-Modul aktiv ist) beschreiben:

$$SoC_{LB}^{new''} = SoC_{LB}^{old} + \frac{I_{min} \cdot \Delta t}{C} \cdot 100\%$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} SoC_{LB}^{new} = (1-k) \cdot SoC_{LB}^{new''} + k \cdot SoC_{DLO, LB} & \text{if } SoC_{LB}^{new''} < SoC_{DLO, LB} \\ SoC_{LB}^{new} = SoC_{LB}^{new''} & \text{otherwise} \end{array} \right.$$

where SoC_{LB}^{old} - lower Ah-counter (represented as SoC), value calculated in previous computational step;

$SoC_{LB}^{new''}$ - update of SoC_{LB}^{old} value by current integration;

I_{min} - measured current considering possible error of measurement in negative direction;

Δt - time step;

C	- battery capacity (in aged state);
$SoC_{DLO, LB}$	- lower SoC boundary calculated by DLO module
SoC_{LB}^{new}	- new calculated lower Ah-counter
k	- adapting coefficient (<1).

Die Anpassung der Koeffizienten wird dynamisch vorgenommen, je nachdem welcher Algorithmus gerade aktiv ist. Dabei lässt sich dessen Funktion in 2 Teile gliedern:

- 1) Minimierung des Einflusses von Ungenauigkeiten. Obwohl die Ungenauigkeiten der Stützverfahren in den jeweiligen Modulen berücksichtigt werden, beruhen diese auf Annahmen von Schätzungsunsicherheiten, während z.B. die Kapazität und Innenwiderstand bekannt sind. Dies muss jedoch nicht immer der Fall sein, z.B. bei Algorithmen die die Alterung anhand der Adaption der Parameter bestimmen führen ebenfalls Ungenauigkeiten mit sich. Die gesamte Ungenauigkeit könnte in einem „worst case“- Szenario geschätzt werden, jedoch würde dies zu einem zu breiten Konfidenzintervall des Ladezustandes durch die stützenden Algorithmen führen und daher nur wenig Informationen über den wahrscheinlichste SOC-Wert bereitstellen.
- 2) Berücksichtigung der Häufigkeit des Auftretens von Grenzen aus verschiedenen stützenden Algorithmen. Das FCD-Modul zum Beispiel übernimmt die Berechnung der neuen SoC Grenzen alle 4 Minuten, während das DLO-Modul jeweils alle 100 Millisekunden neue Grenzen bestimmt (bei jedem Rechenschritte). Dies würde zu einer größeren Wirkung (bei der Gewichtung in dem AHB-Modul) des DLO-Modules im Vergleich zu den FCD Moduls führen. Durch die Wahl verschiedener Anpassungen der Koeffizienten können die Auswirkungen der SoC Grenzen aus verschiedenen stützenden Verfahren ausgeglichen werden.

Die beiden letzten Amperestundenzähler werden nach dem gleichen Prinzip implementiert. Der mittlere Zähler gibt die Informationen über den wahrscheinlichste SoC Wert zurück, während der untere und obere Zähler Informationen über das Konfidenzintervall für diese SoC-Wert berechnen.

2.2.6 Capacity Estimator (CE)

Die Bestimmung des aktuellen Kapazitätsverlustes in Batterien von Elektrofahrzeugen ist der schwierigste Teil eines Batterie-Diagnose-Systems. Besonders kleine Kapazitätsverluste ist fast unmöglich zu erkennen, wenn die Batterie nur bei höheren Ladezuständen betrieben wird. Abb. 2-9a zeigt die Entladekurven der im Projekt verwendeten Kokam SLPB Zelle, die während einer Untersuchung zur beschleunigten Alterung gemessen wurden. Die Abbildung zeigt, dass die Spannungsänderung bei höheren SoCs niedrig ist und der Kapazitätsverlust nur bemerkbar ist, wenn die Batterie auf tiefe SoCs entladen wird.

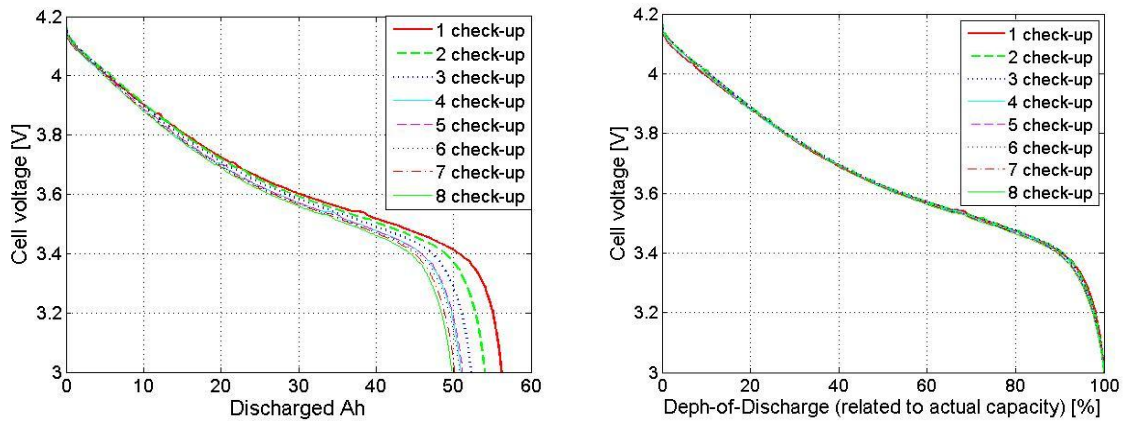


Abbildung 2-9 Entladekurven und skalierte Entladekurven bei unterschiedlicher Alterung

Abb. 2-9b zeigt die gleiche Entladekurven jedoch auf der x-Achse um die tatsächliche Kapazität der Batterie skaliert. Man erkennt, dass nach dem Skalierungsverfahren der nominalen Entladung alle Entladekurven liegen übereinander. Das gleiche Verfahren wird bei den OCV-Kennlinien, die ebenfalls zur Alterungsbestimmung verwendet werden, herangezogen.

Die stützenden Verfahren verwenden diese OCV-Kurven oder Entladekurven als Grundlage für die SoC Berechnung. Diese Kurven beziehen sich auf die aktuelle Batteriekapazität zu einem bestimmten Alterungszustand. Wenn die Informationen aus der stützenden Verfahren verwendet wird um den Ladezustand zwischen geladener und entladener Batterie zu bestimmen, können diese Werte verwendet werden, um das Missverhältnis zwischen der tatsächlichen Kapazität und der Kapazität ermittelt durch die Amperestunden Berechnung.

In der Regel zeigt dieser Algorithmus bessere Ergebnisse, je tiefer die Batterie entladen wird. Die Genauigkeit ist auch stark abhängig von den gegebenen Profilen. Die Algorithmen können keine zuverlässige Informationen über Kapazitätsverlust nach jedem Laden oder Entladen unter realen Bedingungen, aber die Kombination und Filterung der Informationen nach vielen Zyklen ermöglicht es zuverlässige Ergebnisse. Das ist absolut ausreichend, da die Alterung der Batterie relativ langsam fortschreitet.

2.2.7 Algorithmen zur Bestimmung des Innenwiderstandes

Der Innenwiderstand der Batterie kann auf verschiedene Weisen definiert werden und kann als Teil einer Ersatzschaltung für die Batterie beschrieben werden. Das Messverfahren hängt von dessen Definition ab. Für das Batterie-Diagnose-System ist das Wissen über den Innenwiderstand der Batterie sehr wichtig, weil sie in Algorithmen wie der Leistungsvorhersage, Ladungszustandsbestimmung und bei der Bestimmung der verbleibenden Energie herangezogen. Auf der einen Seite ist daher die Wahl der verwendeten Definition den Bedürfnissen der Algorithmen angepasst. Auf der anderen Seite muss die Definition in einer Weise gehalten werden, dass der entsprechende Innenwiderstand direkt im Fahrzeug aus entsprechenden Messdaten gewonnen werden. Es kann gezeigt werden, dass zwei Definitionen für entsprechende Messverfahren für das Batterie-Diagnose-System in Elektrofahrzeugen eingesetzt werden können:

- Innenwiderstand durch Puls-Tests gemessen
- Polarisationswiderstand gemessen anhand Entladekurven

2.2.7.1 Innenwiderstand anhand Puls-Messungen

Die Spannungsantwort der Batterie durch die Anwendung von Stromimpulsen ist schematisch in Abbildung 5-10 gezeigt. Diese Spannungsantwort kann durch ein Ersatzschaltbild ebenfalls in den vorherigen Kapiteln dargestellt, beschrieben werden. Die Zeitkonstante von $R_C||C$ als Teil der Ersatzschaltung ist in der Größenordnung von einigen hundert Millisekunden nach den Ergebnissen von Puls-Tests. Die Analyse der aktuellen Profile von echten Elektroautos zeigt, dass es keine hohe dynamische Belastung gibt, die mit der BMS Hardware gemessen werden kann. Daher ist es in realen Anwendungen nicht möglich und daher nicht erforderlich, zwischen R_{ser} und R_C zu unterscheiden. Daher ist der Innenwiderstand definiert als:

$$R_i = \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

mit dV als Spannungsabfall berechnet nach Abbildung 5-10 mit dI mit 1-C Rate. Dieser Widerstand entspricht der Summe von R_{ser} und R_C .

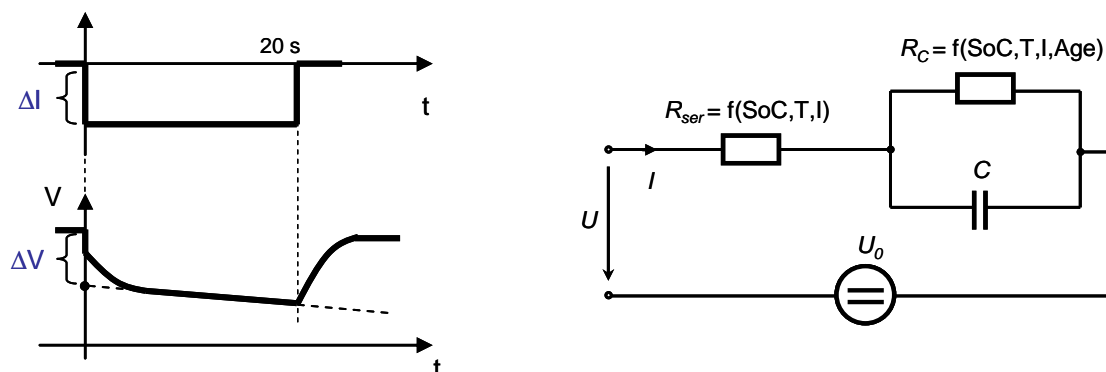


Abbildung 2-10 Methode zur Innenwiderstandsbestimmung und EBatterie-Ersatzschaltbild

In dem hier entwickelten Diagnose-System ist das IRC-Modul für die Berechnung des Innenwiderstandes wie vorher beschrieben, verantwortlich. Dieses Modul wertet die Strom-/Spannungsänderungen aus und ermittelt den Innenwiderstand bei aktuellen SoC und Temperatur.

2.2.7.2 Polarisationswiderstand (konstante Annahme für Kokam Zellen)

Abb. 5-11 zeigt die Entladekurven der Kokam SLPB Zelle bei unterschiedlichen Strömen. Ebenfalls werden die gleichen Entladekurven, aber umgerechnet auf die 1C Entladekurve, gezeigt, entsprechend dem Spannungsabfall wie oben nach dem Innenwiderstand definiert nach der neuen Gleichung: $V = V + (I_{disch} - I_1) \cdot R_i$. Es ist offensichtlich, dass ein zusätzlicher Spannungsabfall existiert, und dieser lässt sich durch einen zusätzlichen

Widerstand, genannt Polarisationswiderstand (R_p), ableiten. Für die verwendeten Zellen ergibt sich R_p mit ca. 0,6 mOhm bei 23 ° C. Der Polarisationswiderstand wurde zur Vereinfachung konstant angenommen.

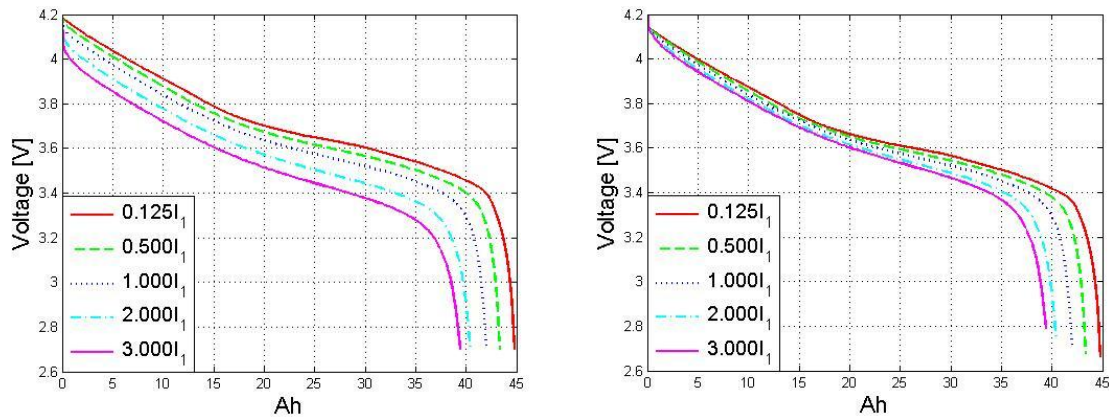


Abbildung 2-11: Entladekurven bei unterschiedlichen Strömen

Innerhalb des Diagnose-Systems wird R_p mit Hilfe des PRC-Moduls berechnet. Eine signifikante mittlere Stromänderungen sind notwendig, um in der Lage sein, diesen Widerstand online im Fahrzeug zu berechnen. Dies ist zum Beispiel für Fahrzyklen mit Autobahn- und Stadtverkehrsphasen gegeben. Die Auswertung der mittleren Spannungsänderung bezogen auf die mittlere Stromänderung macht es möglich, R_p zu schätzen. Die Genauigkeit für jeden berechneten Wert ist begrenzt, aber durch die Beobachtung mehrere Zyklen und die Anwendung von Filtermaßnahmen ist es möglich, eine ausreichende Genauigkeit zu erreichen.

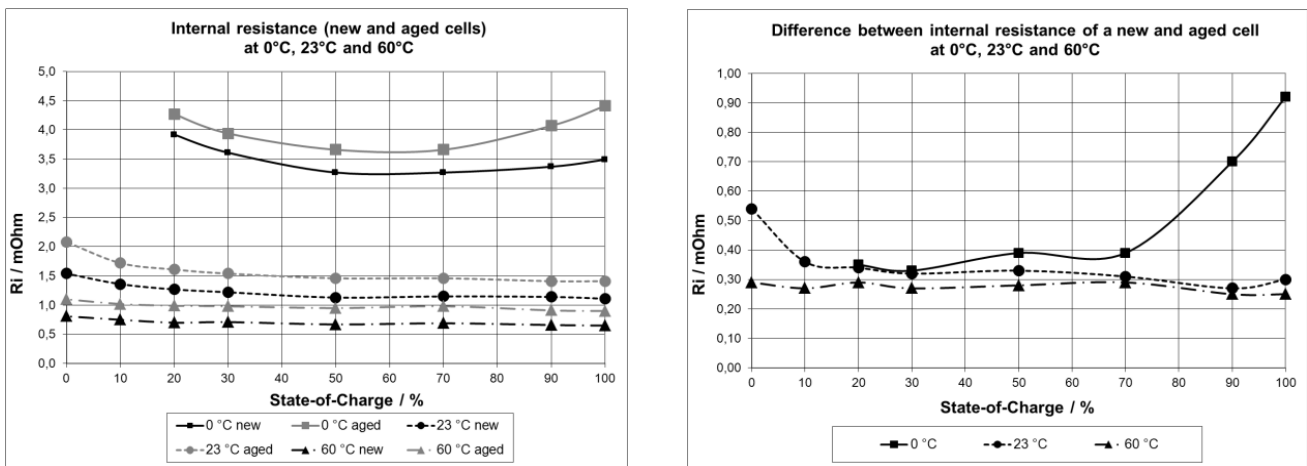
2.2.7.3 Verfolgung der Innenwiderstandsveränderung

Der Innenwiderstand, wie oben definiert, hängt wesentlich vom Ladezustand und Temperatur der Batterie ab. Obwohl das IRC-Modul das R_i für gegebenen SoC und Temperatur berechnet, ist es notwendig, das tatsächliche Kennfeld vorzugsweise für alle Temperaturen und SoCs für die gegebene Alterung der Batterie zu bestimmen. Es gibt einige Gründe dafür:

- 1) Abhängig von der Last kann das IRC-Modul einige Zeit brauchen, bevor sie in der Lage ist zuverlässige R_i -Werte mit ausreichender Genauigkeit zu liefern. Diese Situation tritt zum Beispiel ein, wenn ein Fahrzeug nach einer langen Ruhephase zu fahren beginnt, während sich der Ladezustand oder Temperatur noch deutlich verändert.
- 2) Das vollständige Innenwiderstandskennfeld wird benötigt, um Langzeitpräfigurationen durchführen zu können.

Deshalb ist ein Algorithmus nötig der den Innenwiderstand mittels IRC Modul berechnet um die Anfangskennfelder zu adaptieren. In dem entwickelten Diagnosesystem ist das AIRCM Modul für diese Aufgabe verantwortlich. Die Ausgangskennfelder für neue Zellen wurden in Laboruntersuchungen mittels Pulstests extrahiert.

Die Abbildung unten zeigt den Vergleich zwischen Innenwiderständen der gleichen Zelle in neuen und gealterten Zustand bei verschiedenen SOC's und Temperaturen. Der Anstieg des Innenwiderstandes ist fast das identisch (etwa 0,3 mOhm in diesem Beispiel) bei allen Temperaturen und SoCs mit Ausnahme einiger SoC und Temperaturkombinationen. Daher verfolgt das IRCM Modul separat die mittlere Veränderung des Innenwiderstandes und die Abweichungen von diesem Wechsel des Mittelwertes bei verschiedenen SoCs und Temperaturen. Die mittlere Veränderung wird durch einen einzigen Wert und die Abweichung von diesem Mittelwert vertreten durch eine 2D-Lookup-Tabelle dargestellt.



Der tatsächliche Innenwiderstand kann dann wie folgend berechnet werden:

$$R_i(\text{SoC}, T, \text{Age}) = R_i(\text{SoC}, T)^{\text{InitialMap}} + \Delta R_i^{\text{mean}} + \Delta R_i(\text{SoC}, T)$$

Die Trennung in ΔR_i^{mean} und $\Delta R_i(\text{SoC}, T)$ hat folgenden Vorteil. Auf der einen Seite die genaue Informationen über die R_i -Veränderung bei SoC und Temperatur-Kombinationen, die vorher bestimmt wurden für die Anpassung des Kennfeldes dienen. Auf der anderen Seite, die Informationen über die R_i -Veränderung ist auch in Form von der mittleren Veränderung für andere SoC und Temperaturkombinationen, die nie oder nur selten eingetreten sind, oder vor langer Zeit stehen zur Verfügung. Dies kann der Fall sein, z. B. wenn das Fahrzeug kurze Wege zurücklegt und dazwischen aufgeladen wird, so dass die verwendeten SoC Bereiche oberhalb von ~ 50% liegen. In diesem Fall wird die Anpassung der R_i Werte immer bei höheren SoCs Bereichen, als 50% vorgenommen. Wenn die Batterie tiefer entladen ist, wird es keine gültige Informationen über Änderungen der R_i Werte geben, jedoch die Informationen der Ausgangskarten in Kombination mit der mittleren Änderung der R_i Werte ist eine gute erste Einschätzung. Eine ähnliche Situation tritt zum Beispiel bei niedrigeren Temperaturen auf während der ersten Wintermonaten nach oder höheren Temperaturen in den Sommermonaten.

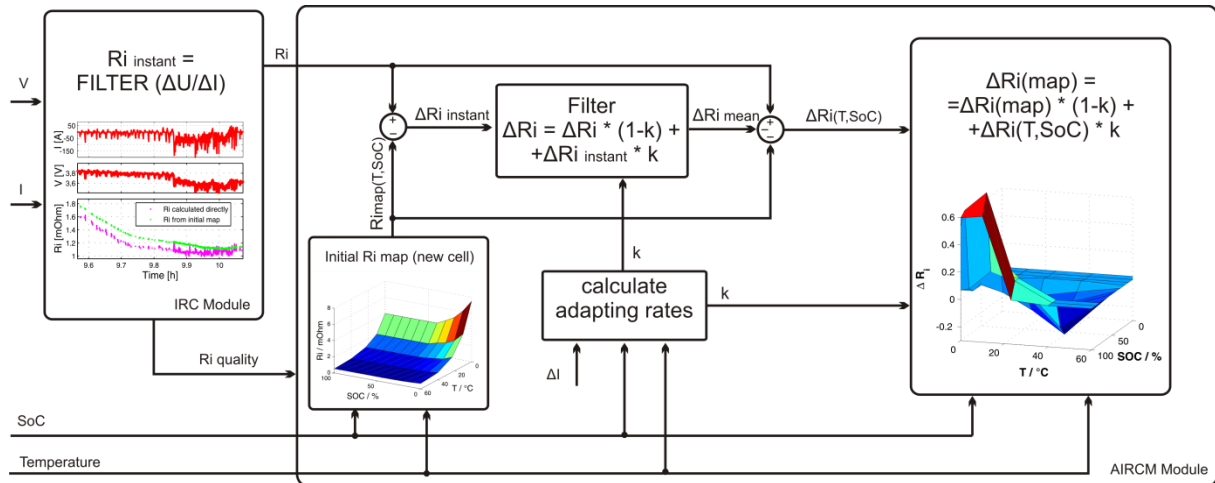


Abbildung 2-12: Funktionsweise des AIRCM-Modul

Die Abb. 2-12 zeigt die Funktionalität des AIRCM-Moduls, die Ergebnisse werden in der Abb. 2-13 dargestellt.

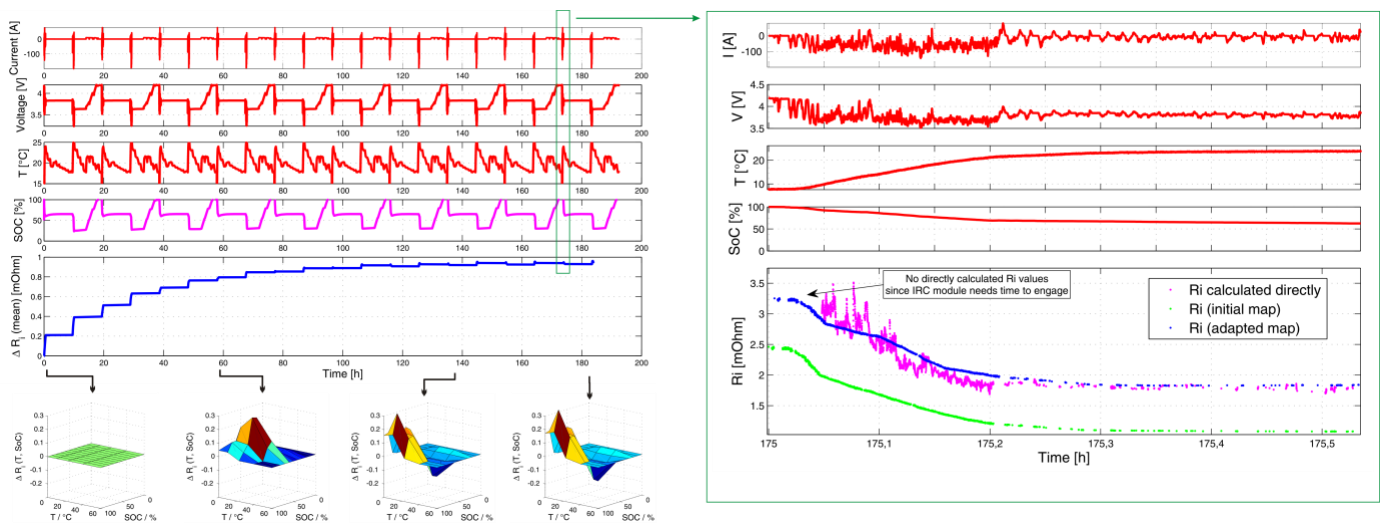


Abbildung 2-13: Ergebnisse des AIRCM-Moduls

2.3 Validierung des Diagnosesystems

Das vorgestellte Diagnosesystem enthält Algorithmen, die in der Lage sind, Veränderungen des Innenwiderstandes und der Kapazität der Batterie im Laufe der Lebensdauer zu erkennen. Abb. 2-14 zeigt den berechneten SoC mit diesen Algorithmen. In diesem Fall wurden Algorithmen für neue Zellen parametrisiert aber für gealterte Zellen angewandt.

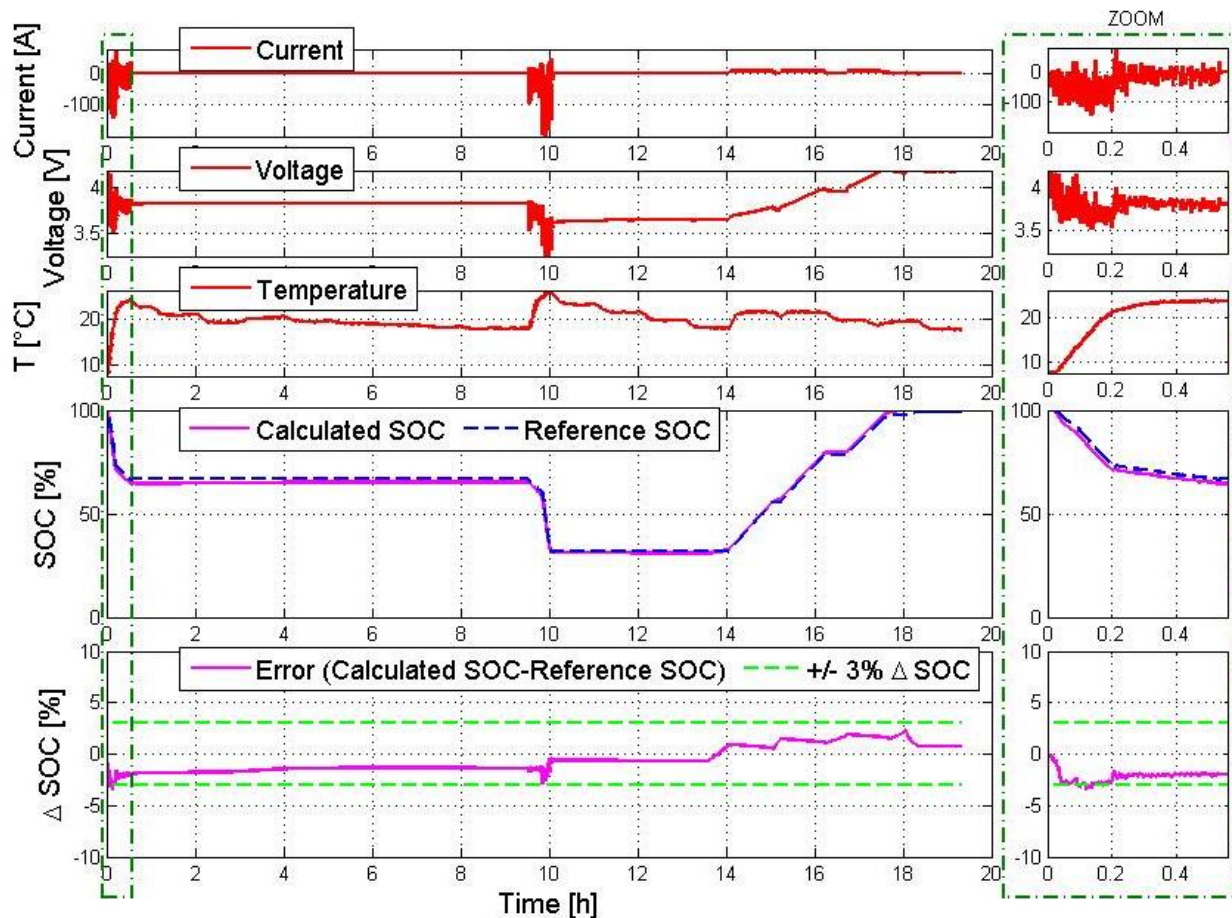


Abbildung 2-14: Simulationsergebnisse für einen dynamischen Fahrzyklus

Es kann gezeigt werden, dass nach der Adaption der Ladezustand genauer vorhergesagt werden kann.

2.4 Umsetzung der Algorithmen auf die Zielplattform

Um die entwickelten Algorithmen zu Validieren und evtl. Änderungen direkt vor Ort vornehmen zu können, musste eine BMS Plattform entwickelt werden auf der das Diagnosesystem implementiert werden kann. Dabei besteht das Batteriemanagementsystem aus einer Zentraleinheit, die von der Firma TTC Control stammt (Master) und einzeln verteilter Messerfassungseinheiten (Slaves), die über ein Bussystem (CAN) miteinander verbunden sind.

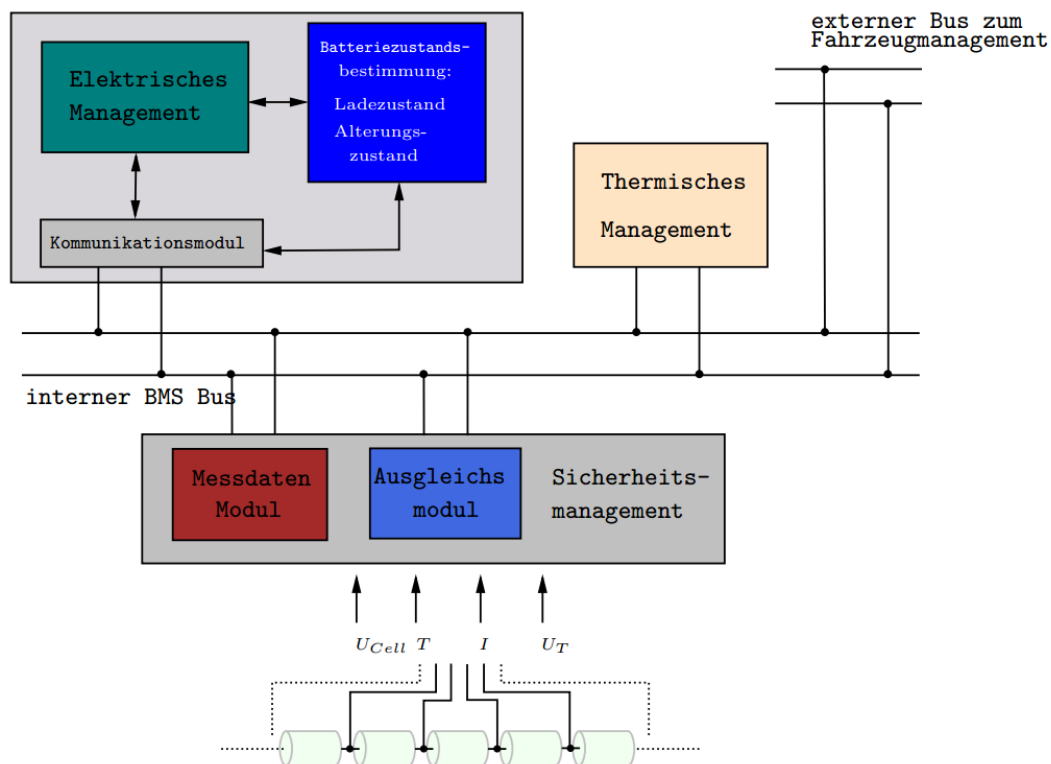


Abbildung 2-15: Aufbau eines Batteriemanagementsystems

Das Batteriemanagementsystems (BMS) ist eine wichtige Komponente für Fahrzeuge mit Li-Ionen als Traktionsbatterie. In der Abbildung 2-15 werden die Funktionen von einem Batteriemanagementsystems dargestellt, das die folgenden spezifischen Aufgaben beinhaltet:

- Datenerfassung für die einzelnen Zellen und für das gesamte Batteriepack
- Datenkommunikation mit den verteilten Systemen im Fahrzeug
- Batteriezustandsabschätzung (einschließlich Ladungszustand SOC und Alterungszustand SOH der Batterie)
- Elektrisches Management (Ladealgorithmen und Entladeüberwachung)
- Thermisches Management
- Ladungsausgleich zwischen den Zellen
- Sicherheitsmanagement (Fehlerdiagnose und Alarmmeldung)

Die Abb. 2-16 zeigt das System-Level Design für das Batteriemanagementsystem. Der Mikrocontroller der Firma TTC, auf dem die Diagnosealgorithmen ablaufen, basiert auf dem Infineon XC2287, der ebenfalls bei AKASOL Engineering zum Einsatz kommt. Dies begründet sich dadurch, dass eine 100%-ige Softwarekompatibilität gegenüber den Projektpartnern etabliert werden muss. Das Slave übernimmt die lokale Spannungs- und Temperaturerfassung der jeweiligen Teilbatterie (Zelle) und überträgt diese Daten an den Master über den CAN-Bus. Als Ladeausgleich wurde ein passives System implementiert. Beim passiven Ausgleich werden die Zellen jeweils mit einem MOSFET und einem Bypass-Widerstand parallel zur Zelle geschaltet. Den Zellen mit höherer Spannung oder höherem

Ladezustand kann die Energie über diesen Bypass-Widerstand durch die Steuerung des Schalters gezielt entnommen werden. Diese Methode kann nach Bedarf durch zuschalten der Widerstände kontinuierlich betrieben werden, um den Ladezustand oder die Spannung der Zellen auszugleichen. Um die Verlustwärme zu begrenzen, muss der Stromfluss über den Bypass-Widerstand auf etwa 200 mA begrenzt werden. Generell liegt die Leistung der Bypass-Widerstände bei etwa 1 bis 2 W.

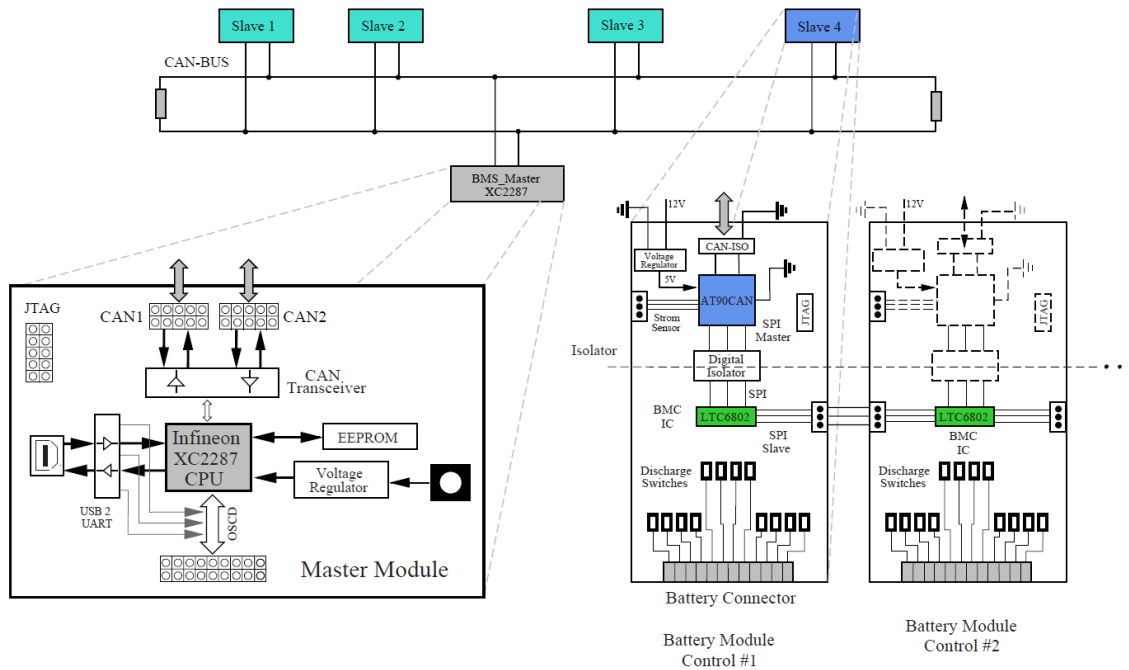


Abbildung 2-16: System-Level Design des entwickelten Batteriemagementsystem

2.4.1 Zellcontroller Board [3]

Das Zellcontroller Board (Slave) ist einer der Kernbestandteile des gesamten Batteriemangement Systems. Es ist derjenige Block, welcher am nächsten am Batteriepack verbaut ist. Aufgabe der Zellcontroller Boards ist, die Batteriepackzellen einzeln zu überwachen. Dabei müssen die Spannungen aller Zellen sowie des gesamten Packs, der gesamte Strom und die Temperatur gemessen werden.

Spannungsmessung: Die Spannungsmessung der einzelnen Zellen wird durch eine Schaltung, die aus einem Multiplexer, Sample/Hold und A/D Wandler besteht, erreicht. Die kaskadierte Spannung über den seriellen Knoten durch den Multiplexer ausgewählt. Dann wird die Spannung über den Sample/Hold als Eingangsspannung des A/D Wandler gesammelt, um diese Spannung digital zum Prozessor zu übertragen. Zurzeit wird hauptsächlich diese Schaltungsfunktion von vielen Herstellern auf deren BMS-Chips integriert.

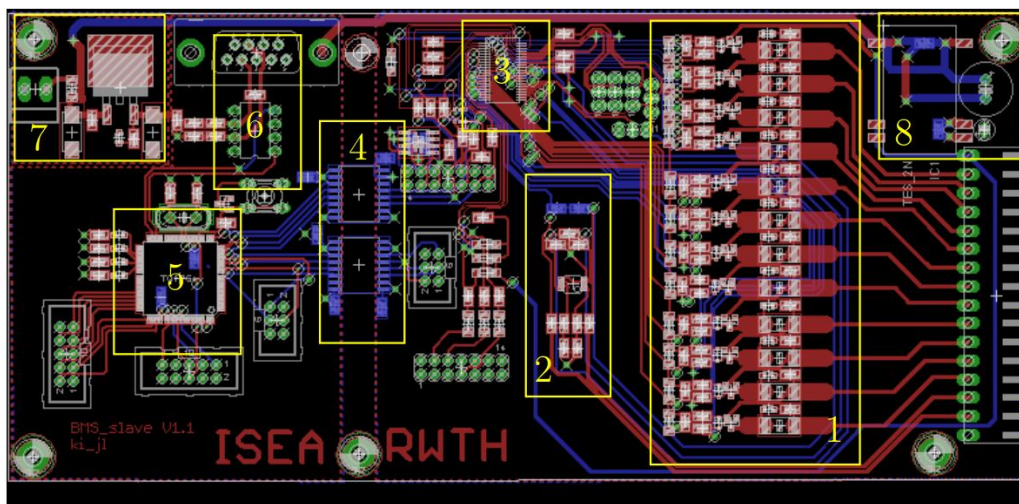
Temperatur: Die Temperatur beeinflusst zum einen Ent- und Ladeleistung und schließlich die Lebensdauer. Z.B. kann die Rekuperationsenergie beim Bremsvorgang nicht vollkommen diese hohe Leistung aufnehmen. Die Erfassung der Temperatur wird durch den Temperatursensor realisiert. Der Temperatursensor wurde anhand von NTC Widerständen (Negative Temperature Coefficient Thermistors) implementiert. Mit dem NTC Widerstand wird

die Temperaturänderung mit der Temperaturabhängigkeit des elektrischen Widerstandes bestimmt. Bei der Temperaturerfassung wird demnach die Spannung über den Thermistor gemessen, um die Temperatur auszugeben.

Ladungsausgleich: Der Zellcontroller hat nicht nur die Möglichkeit jede Einzelzellspannung zu messen, sondern auch von jeder Zelle unabhängig voneinander über einen sogenannten Balancing Kreis Ladung zu entnehmen. In einem Batteriepack mit großer Anzahl von seriell verschalteten Lithiumzellen ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass durch Alterungseffekte und ungleichmäßig wirkende Zellkühlung gewisse Zellen schneller altern als andere. Das Resultat ist dabei unter anderem eine Reduktion der Kapazität sowie eine Vergrößerung des Innenwiderstandes der betreffenden Zelle. Beim Entladen wirkt sich jene Zelle mit hohem Innenwiderstand direkt auf das gesamte Pack aus, denn die Zellspannung der Zelle sinkt dramatisch stark und auch stärker als alle anderen Zellen ab. Das führt im BMS dazu, dass eine Aufforderung zur Leistungsreduktion an den Verbraucher (z.B. Antriebsumrichter) gesendet wird. Dadurch kann das Batteriepack im Gedankenexperiment wegen lediglich einer einzigen Zelle nicht die volle Leistung abgeben, was sich unmittelbar negativ auf die Gesamtleistung eines Elektrofahrzeugs auswirkt.

2.4.2 Aufbau des BMS-Slaves [3]

Die richtige Wahl des BMS-Chips entscheidet über die Performance der Messerfassungseinheit und damit des gesamten Batteriemanagementsystems. Für die Wahl des BMS Chips muss man daher viele Faktoren berücksichtigen, z.B. die Verfügbarkeit, die maximale Anzahl von Zellen in Serie, die Implementierung des Ladeausgleichung, Genauigkeit bei Spannungsmessung, Stromverbrauch, Funktionssicherheit bzw. Datenübertragungsrate und so weiter. Heutzutage bieten viele Hersteller BMS Chips mit höherer Leistung für die große Lithium-Ionen Batteriepacks an.



- | | |
|-----------------------|-------------------------------|
| 1: Balancing Block | 5: Mikrokontroller AT90CAN128 |
| 2: Temperatur Messung | 6: CAN Transceiver |
| 3: LTC6802 Chip | 7,8: Spannungsversorgung |
| 4: Digital Isolator | |

Abbildung 2-17: BMS-Slave (Cellcontroller-Board) [3]

2.4.3 Hochspannungs- und Strommess-Board

Das Hochspannungs- und Strommess-Board (HVI Board) wurde im Rahmen eines anderen Projektes ePerformance entwickelt, aufgebaut und finanziert und hat zur Aufgabe, die gesamte Packspannung, sowie den Packstrom zu messen und diese Information zyklisch auf dem CAN Bus zur Verfügung zu stellen. Um die Funktionsfähigkeit der entwickelten Algorithmen zu Testen war es nötig das HVI-Board für das Projekt HEBEA zu verwenden um den Gesamtstrom und –spannung als Eingang für die Algorithmen zu generieren. Besonderes Augenmerk ist hierbei die gleichzeitige Messung von Strom und Spannung, denn nur so kann sichergestellt werden, dass es keinen Messfehler für eine Momentanleistungsberechnung in Form einer Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung gibt.

2.4.3.1 Schematischer Aufbau

Der Gesamtstrom ist wichtig, um z.B. den Ladezustand über die Stromintegration zu bestimmen und die Gesamtspannung als z.B. Sicherheitskomponente, die Gesamtspannung mit der Summe der Einzelspannungen vergleicht, um evtl. schwache oder gealterte Zellen zu identifizieren. Abb. 2-18 zeigt die schematische Darstellung des HVI-Boards.

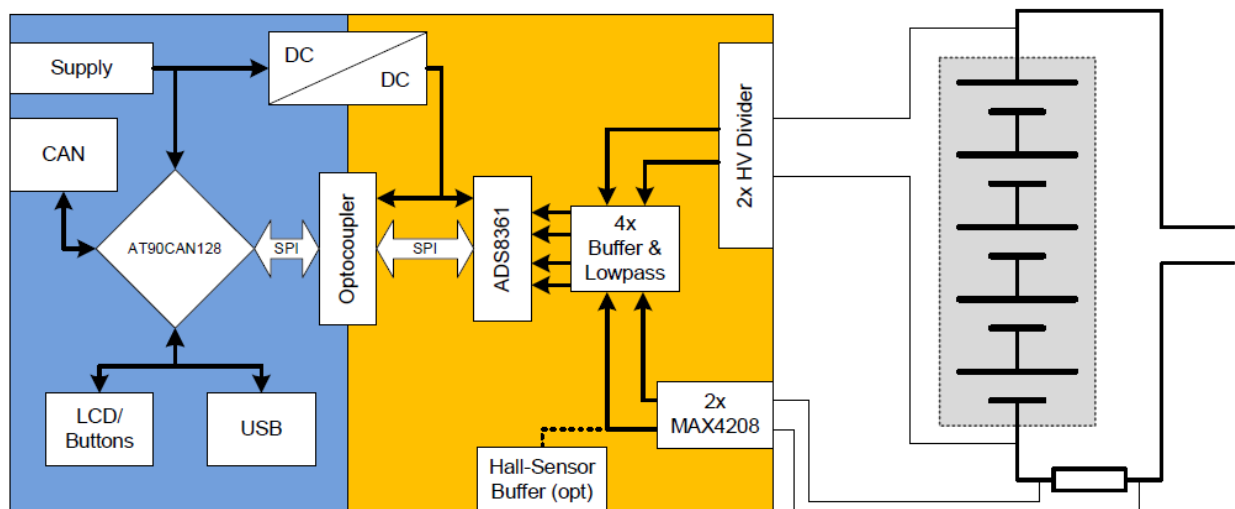


Abbildung 2-18: Schematische Darstellung des HVI-Board

Im HVI Board ist in dieser Arbeit eine Strommessung mittels Shunt Widerstand implementiert. Zur Datenaufbereitung des nur wenige Millivolt großen Signales wird der Präzisionsdifferenzverstärker von Maxim verwendet. Dieser hat die positive Eigenschaft, dass das Messsignal auch negativ gegenüber der Referenzmasse sein darf. Der Shunt Widerstand ist mit einem seiner Anschlüsse auf negatives Batteriepotential gelegt. Dadurch werden negative Ströme in einen Bereich ausgelenkt, der unter normalen Umständen nicht gemessen werden könnte. Das IC kann bis 0,1 V in diesen negativen Bereich hinein messen.

Die Spannung des Batteriepacks wird über einen Hochvolt-Spannungsteiler gemessen. Es werden mehrere Widerstände in Serie verschaltet, um die Spannungsfestigkeit der gesamten Kette zu erhöhen und Spannungsüberschläge an einzelnen Widerständen zu vermeiden.

2.5 Softwareimplementierung des Batteriemanagementsystems auf die Testplattform

Hier werden die Programmieraufgaben und der Implementierungsprozess für den Master-Controller und den Slaves des Batteriemanagementsystems vorgestellt. Der Mikrocontroller AT90CAN128 agiert als Steuereinheit auf den Slaves, um z.B. die Messung für die Zellspannungen zu starten, die Daten aus dem Batteriemangement IC zu erfassen und diese über den CAN-Bus zum BMS-Master von TTC zu übertragen. Der LTC6802 als Batteriemangementeinheit wird voll durch den Mikrocontroller. Um die Messwerte dem BMS-Master rechtzeitig zur Verfügung stellen zu können, wurde eine CAN Kommunikation nach folgender Abbildung auf dem Master und den Slaves implementiert.

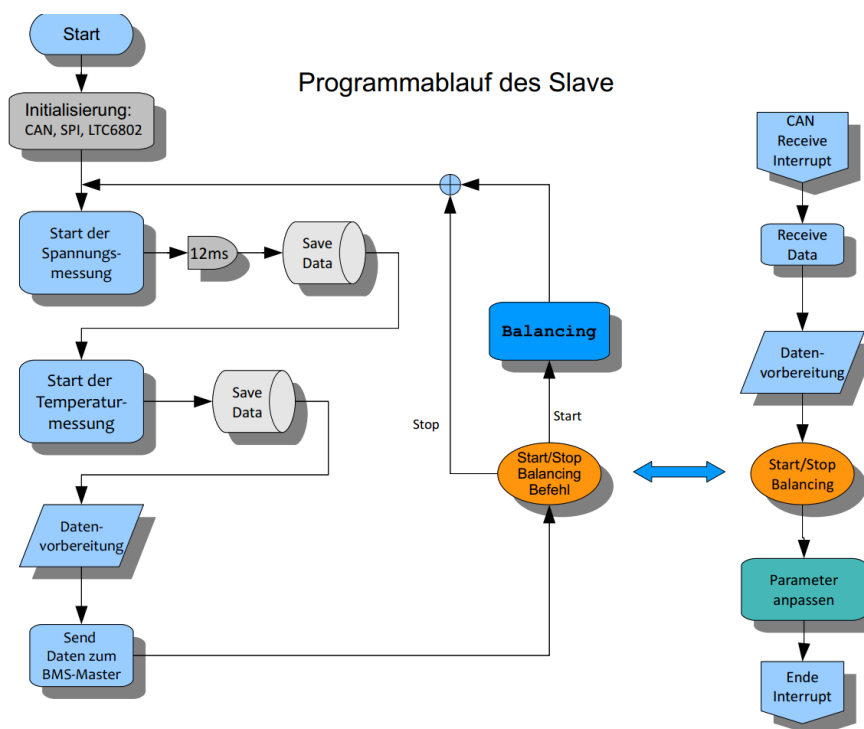


Abbildung 2-19 Kommunikation zwischen den Komponenten des BMS

2.6 Diagnosealgorithmen nach OSEK/VDX [4]

Durch die Implementierung der Toolkette zur automatischen Codegenerierung werden die Diagnosealgorithmen auf das mit OSEK/VDX Standard unterstützten Echtzeitbetriebssystem implementiert. Dabei ist das Ziel das Betriebssystem nach OSEK Standard und die Diagnosealgorithmen durch Einsatz verschiedener Entwicklungswerkzeuge zusammen zu führen.

Damit die Wiederverwendbarkeit und Kompatibilität von Anwendungssoftware zwischen den Projektpartnern zu verbessern, wurde die nächste Generation der Diagnosealgorithmen nach dem OSEK Schnittstellen in den Bereichen Echtzeitbetriebssystem, Kommunikation und Netzwerk-Management spezifiziert. Die Spezifikation entspricht solchen Objekten eines statischen Echtzeitbetriebssystems, wie Tasks, Counter, Alarm, Events, ISR, Message und Ressource usw., die in einer speziellen Beschreibungssprache OIL definiert werden. Abb. 2-20 zeigt die Funktionen des Batteriemanagementsystems, das in drei Haupttasks aufgeteilt ist:

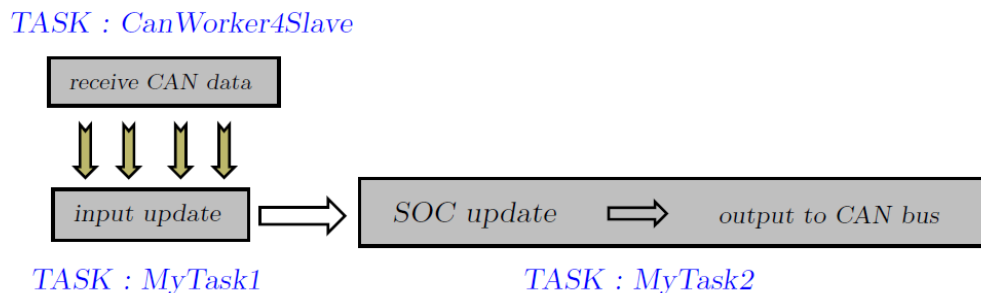


Abbildung 2-20 Taskaufteilung

- Task 1: Verarbeitung der CAN-Frames
- Task 2: Algorithmen zur Zustandsbestimmung werden ausgeführt
- Task 3: Update der Input Daten und Ausgabe der aktuellen Zustände

2.7 Codegenerierung mit Simulink/TargetLink

TargetLink der Firma dSPACE ist ein Codegenerator und erzeugt den Code direkt aus der grafischen Entwicklungsumgebung (MATLAB/Simulink/Stateflow) und kann sowohl portablen ANSIC-Code als auch optimierten fixed- oder floating-point C-Code für bestimmte Prozessoren generieren. Der Code ist gut lesbar und zudem klein genug, um auf ressourcenbegrenzten Echtzeitsteuergeräten lauffähig zu sein.

Um den Code aus dem Simulink Model mit der Hilfe der TargetLink zu generieren, ist die Umsetzung der Simulink Modelle notwendig. TargetLink ermöglicht die Übereinstimmung zwischen Modell und Seriencode immer zu erhalten. Die Codegenerierung für unsere Anwendung wurde oft als Festkomma-Code als auch Fließkomma-Code erzeugt. Für zukünftige Erweiterungen der Software und dementsprechend genügend Speicherplatz zur Verfügung zu stellen, musste die Fließkomma Version in Festkomma-Code implementieren überführt werden, d.h. alle Variablen, die das Verhalten des Controller beschreiben, mussten skaliert werden.

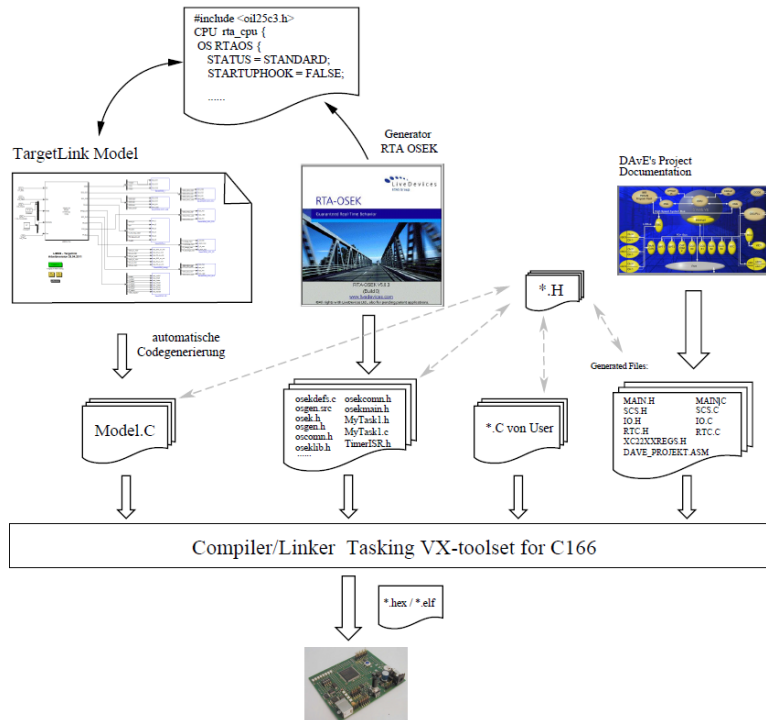


Abbildung 2-21: Entwickelte Toolchain zur automatischen Codegenerierung [6]

Durch diese Spezifikation können die Codegeneratoren mit Betriebssystemgeneratoren verbunden werden und sicher geben, dass der generierte Code untereinander kompatibel ist. Abb. 2-21 zeigt die komplette Werkzeugkette die entwickelt wurde, um die modellbasierten Diagnosealgorithmen aus Matlab heraus auf die Zielplattform zu implementieren.

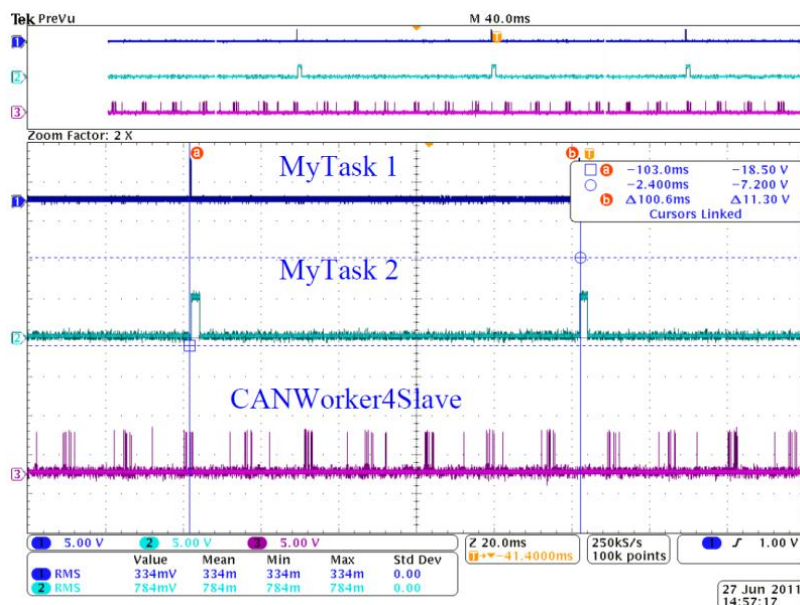


Abbildung 2-22: Gemessene Signale der Tasks des BMS

2.8 Simulationsergebnisse

Um die Inbetriebnahme dieses Echtzeitbetriebssystems mit Diagnosealgorithmen zu realisieren, werden 4 in Serie geschaltete Zellen als das gemessene Objekt mit dem Batteriemanagementsystem verschaltet. Das HVI-Board übernimmt die Strom und Spannungsmessung des Packs. Die beiden Slaves senden die Daten über den internen BMS CAN Bus zur CAN-Schnittstelle CAN 1 des Master TTC 60.

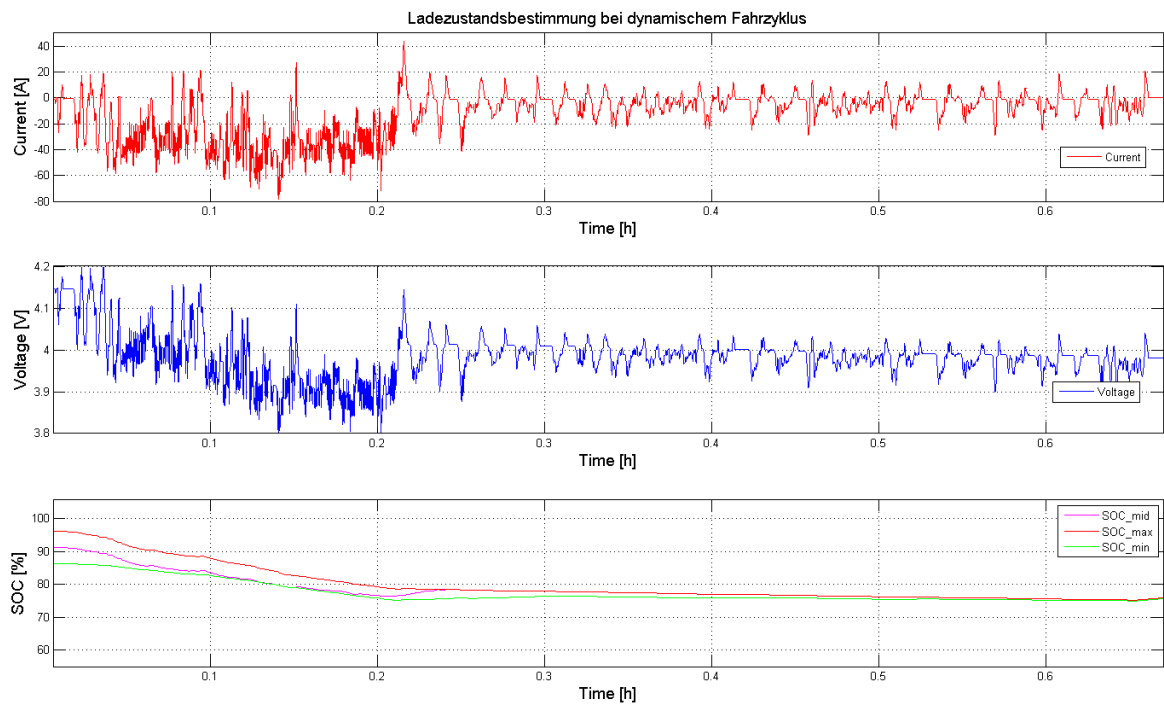


Abbildung 2-23 Ladezustandsbestimmung während eines Fahrzyklus

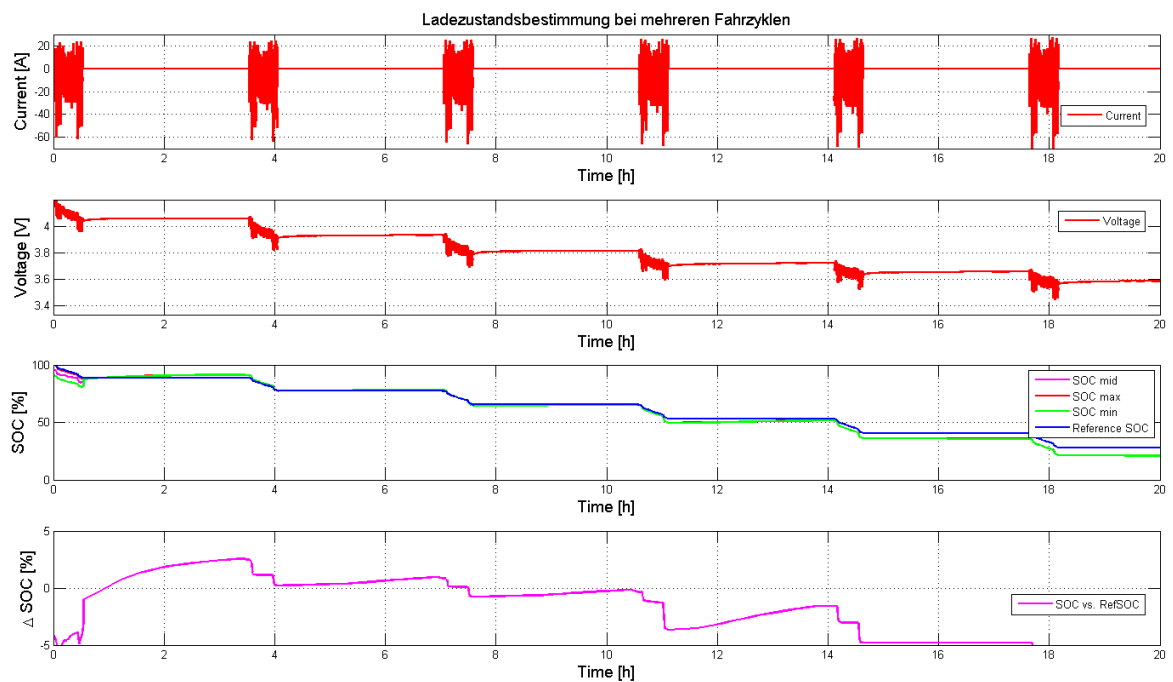


Abbildung 2-24 Ladezustandsbestimmung für mehrere Fahrzyklen

2.9 Implementierung des thermisch-elektrischen Batteriemodells [5]

Für Lithium-Ionen-Zellen wird ein thermisches Modell benötigt, das die Entwicklung von Batterie-Stacks für Kraftfahrzeuge der nächsten Generation unterstützt. Es wurde eine zeit- und orts aufgelöste Simulation der Temperaturen im Inneren der Zellen entwickelt, womit sich der Einfluss verschiedener Kühlungsstrategien auf die Verteilung von Temperatur und Ladezustand bewerten lässt. Über die Differentialgleichungen der zu Grunde liegenden Naturgesetze wurde eine Bibliothek in MATLAB/Simulink implementiert. Diese Komponenten orientieren sich an den thermischen und geometrischen Gegebenheiten der Zelle und lassen sich frei miteinander kombinieren (Baukastenprinzip). Zur orts aufgelösten Simulation wird das Zellvolumen in Quader unterteilt, deren Anzahl sich frei wählen lässt. Jeder Quader besitzt eine eigene Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeiten in allen sechs Raumrichtungen und eine eigene Temperatur. Außerdem wird für jedes Element ein Parametersatz vorgehalten, auf dessen Basis das elektrische Verhalten des Elements ermittelt wird. Über eine Darstellung im Zustandsraum wird das System der thermodynamischen Differentialgleichungen verwaltet und gelöst. Für die Realisierung des elektrischen Modells wird angenommen, dass das Ersatzschaltbild der Gesamtzelle auch für die Subvolumina des Modells Gültigkeit besitzt, weil die Struktur der Aktivmasse weitestgehend homogen ist. Die mittels Pulse-Power-Tests gewonnenen Parameter werden über das Verhältnis Subvolumen/Gesamtvolumen skaliert und auf die einzelnen Quader angewendet. Es können Zell-Komponenten und Thermomodifikatoren unterschieden werden, wobei die Zell-Komponenten die Basis der Modellierung darstellen. Mit dem Zell-Block steht ein selbstständig arbeitendes Modell von Elektroden, Elektrolyt und Separator einer Lithium-Ionen-Zelle zur Verfügung. Dabei wird eine gekoppelte thermisch-elektrische Simulation durchgeführt. Das thermische Modell bestimmt an Hand von orts aufgelösten Wärme zu- und -abgängen die Temperaturen in der Zelle. Das elektrische Modell berechnet auf Basis der Temperaturen und des Ersatzschaltbilds die Stromverteilung innerhalb der Zelle, die dazugehörigen Ladezustände der einzelnen Elemente und die daraus resultierenden orts aufgelösten Wärmeverluste. Diese werden im nächsten Zeitschritt wiederum seitens des thermischen Modells berücksichtigt. Mit den Thermomodifikatoren lässt sich das thermische Verhalten der Zell-Komponente beeinflussen. Dazu stellt der Zell-Block an seinem Ausgang das zeit- und orts aufgelöste Temperatursignal seiner Elemente zur Verfügung. Ein Modifikator verwendet dieses Signal, um unter Berücksichtigung eigener Informationen über die Geometrie der Anordnung, die thermischen Übergänge und die Umgebungstemperaturen mit einem ebenfalls zeit- und orts aufgelösten Wärmemengensignal zu antworten. Dieses wird auf den Eingang der Zell-Komponente zurückgekoppelt und enthält die auf Grund des Modifikators in die Volumenelemente der Zelle strömenden Wärmemengen. Temperatursignal (eingangsseitig) und Wärmemengensignal (ausgangsseitig) bilden die verallgemeinerte thermische Schnittstelle, die von allen Thermomodifikatoren des Modells unterstützt wird. Auf Grundlage der verallgemeinerten thermischen Schnittstelle werden sechs verschiedene Kühlfunktionen für das Modell entwickelt. Die Kontaktfahnen-Kühlung bildet eine Kühleinrichtung ab, die thermisch gut leitend mit den elektrischen Anschlüssen der Zelle verbunden ist. Hierbei wirkt es sich positiv aus, dass die Verlustwärme in Richtung der Stromableiterfolien aus der Zelle transportiert wird. Die Kontaktfahnen-Kühlung wird in einer aktiven Variante (Fahne wird auf konstante Temperatur gezwungen) und in einer

passiven Variante (Fahne erhält eigenen Wärmespeicher und gibt Wärme kontinuierlich an die Umgebung ab) implementiert. Eine Kühleinrichtung, die die Zelle über die flache Seite kühlt, ist die Kühlplatte. Auch diese wird in einer aktiven und in einer passiven Variante (analog zur Kontaktfahnenkühlung) entwickelt. Hierbei führt vor allem die große Kühlfläche zu einer wirksamen und gleichmäßigen Kühlung. Ein an der Zelle entlang geführter Luftstrom wird in einem weiteren Thermomodifikator zur Verfügung gestellt, der den Einfluss der erzwungenen Konvektion auf die Zellseite berücksichtigt. Zuletzt wird ein Gehäuseelement vorgestellt, das über einen Luftspalt und eine Gehäusewand einen Wärmeaustausch zwischen der Zelle und der Umgebung ermöglicht. Die Verläufe der gemessenen und simulierten Kurven stimmen dabei sehr gut überein. Die Abweichung zeigt eine konstante Charakteristik. Weitere Validierungsmessungen zu den anderen Komponenten des Modells können die Verlässlichkeit der Simulationsergebnisse weiter steigern. Es lassen sich mit dem Modell selbst über größere Batteriestacks hochaufgelöste Aussagen zum thermischen Verhalten und zur Zellalterung treffen, indem Symmetrie- und Periodizitätsbedingungen ausgenutzt werden. Dazu wird ein Verbindungs-Modifikator vorgestellt, der einen Wärmeaustausch zwischen zwei Zellen ermöglicht, und an einem Stack-Beispiel gezeigt, wie die einzelnen Modellelemente miteinander verbunden werden müssen. Dadurch lassen sich selbst mit einem geringen Rechenaufwand Aussagen hoher Genauigkeit über größere Stacks gewinnen.

Hierzu wurde ein bereits unter [5] entwickeltes Batteriemodell angepasst und weiterentwickelt. Unter anderem wurde das elektrische Modell ausgetauscht und neu entwickelt, d.h. das impedanzbasierende Modell wurde durch ein Modell ersetzt, welches eine schnellere Parametrierbarkeit ermöglicht. Die gesuchten Parameter können nun mittels Pulsmessungen bestimmt werden. Des Weiteren wurden die Methoden zur Bestimmung der Wärmeübergangskoeffizienten oder der Wärmekapazitäten mittels Aktivthermografie angepasst. Die untere Abbildung zeigt das Modell in einer Übersicht. Als Eingänge werden das Stromprofil, das in die Batterie eingepreßt wird, und die Randbedingungen (je nach Art der Simulation Außentemperatur, Kühlmitteltemperatur, o. Ä. benötigt. Innere Zustände sind vor allem die Temperaturen innerhalb der Aktivmassen und die Parameter des elektrischen Ersatzschaltbildes der Zelle. Ausgegeben werden je nach Bedarf die Temperaturen der Zelle, die Ladezustände und die Stromverteilung der Volumenelemente des Zellinneren.

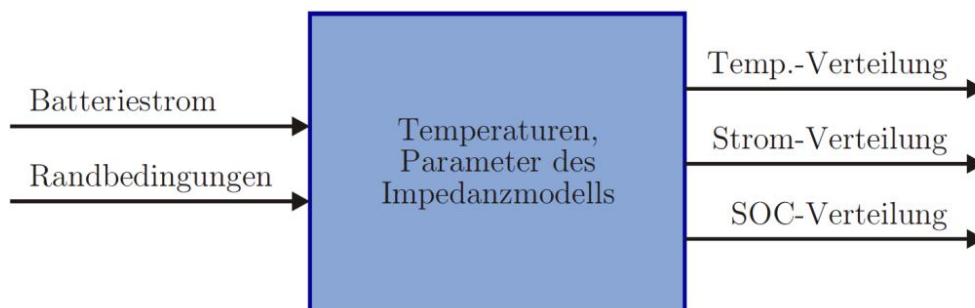


Abbildung 2-25 Thermisches Li-Ionen Zellmodell [5]

Die folgende Abbildung veranschaulicht das Konzept der Modellbildung: Die reale Zelle wird durch eine Vernetzung – bestehend aus $N_X \times N_Y \times N_Z$ Knoten – in kleine Quader unterteilt. Jedem Knoten wird der ihn umgebende Quader zugeordnet, was im Falle von drei

Beispielknoten (weiß – blau – weiß) in der Skizze angedeutet ist. Mit den hergeleiteten Formeln wird für jeden Knoten eine thermodynamische Energiebilanz erstellt, wobei vor allem die Zustandsraumdarstellung zum Einsatz kommt. Zwischen benachbarten Knoten kommt dabei ein Wärmeaustausch zustande. Aus der Energiebilanz und der Wärmekapazität eines Quaders wird seine Temperatur berechnet.

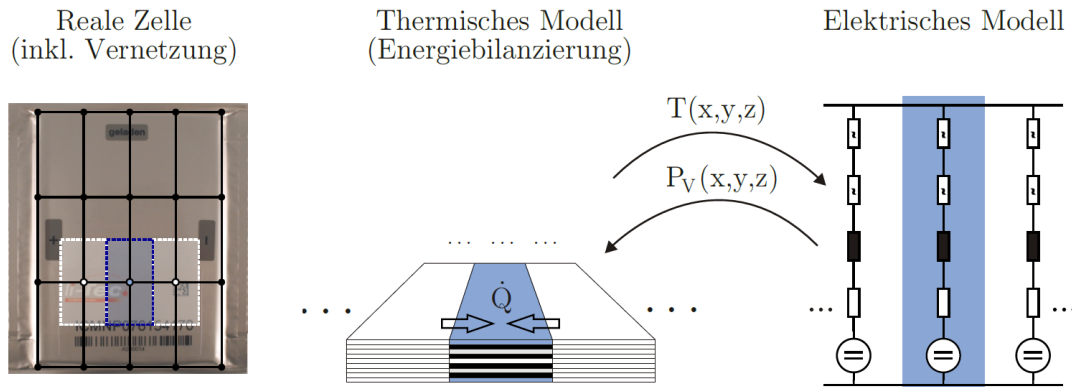


Abbildung 2-26 Konzept der ortsaufgelösten thermoelektrischen Modellierung [5]

2.9.1 Bestimmung der Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeiten mittels Aktivthermografie

Am ISEA wurde im Rahmen eines weiteren vom BMBF geförderten Projektes ein Aktivthermografie-Prüfplatz eingerichtet, mit dessen Hilfe nun auch für das HEBEA erweiterte Messungen zur Bestimmung der thermischen Parameter für das elektrisch-thermische Modell bestimmt werden können.

Bei der Aktivthermografie im Allgemeinen wird die Oberfläche oder die Rückseite des Messobjekts durch einen kurzen Wärmeimpuls einer Strahlungsquelle oder einen Impuls eines Induktionsgenerators oder eine andere Anregungsquelle erwärmt (Abb. 2-27). Die Computerauswertung einer Sequenz von Thermografieaufnahmen lässt dann auf die Temperaturleitfähigkeit zurück schließen und basiert auf dem zeitlichen Verlauf der Wärmeausbreitung im Material. Das Messprinzip erlaubt die Messung in eine beliebige Raumrichtung und ist in der Geometrie bzw. der Oberfläche in die der Wärmeimpuls eingepreßt wird, kaum beschränkt. Somit ist es ideal für die direkte Vermessung von Li-Ionen Zellen geeignet. Zur Anregung von Li-Ionen Zellen für die Messung der Temperaturleitfähigkeit in Längsrichtung bieten sich zur Einprägung des Wärmepulses die Ableiterfahren an.

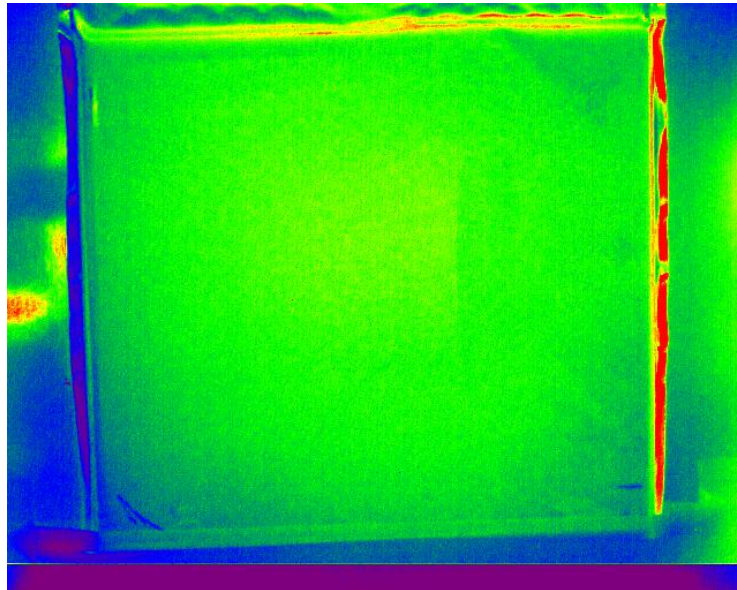


Abbildung 2-27 Sichtfeld der Wärmebildkamera – Messung in Dickenrichtung

Dazu wird eine lange, nur aus einer einzelnen Windung bestehende Induktionsspule direkt an die Ableiterfahnen gelegt. Eine Pulsdauer von wenigen hundert Millisekunden reicht aus, um beide Ableiterfahnen gleichzeitig auf eine Temperatur kleiner 80°C zu erwärmen. Analog zur Messung in Dickenrichtung wird die thermische Sprungantwort synchron zum Anregungspuls aufgezeichnet und daraus die Temperaturleitfähigkeit berechnet. Der Messaufbau in Längsrichtung ist in Abb. 2-28 dargestellt. Abb. 2-29 zeigt das Sichtfeld der Kamera bei Messung in Längsrichtung. Die Zelle ist zur Minimierung des Wärmeverlusts in zwei Styroporplatten gepackt und in einen Kunstharzrahmen eingefasst.

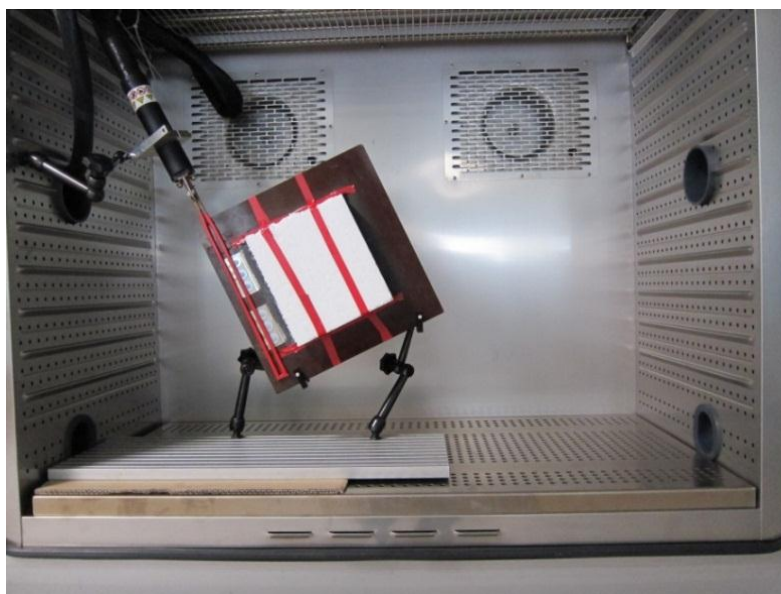


Abbildung 2-28 Messaufbau Kokam SLPB120216216 – Messung in Längsrichtung

Die für Modelle bedeutendere Wärmeleitfähigkeit kann im Anschluss als Produkt aus der Temperaturleitfähigkeit als Ergebnis der Messung, der spezifischen Wärmekapazität und der spezifischen Dichte der Zelle errechnet werden.

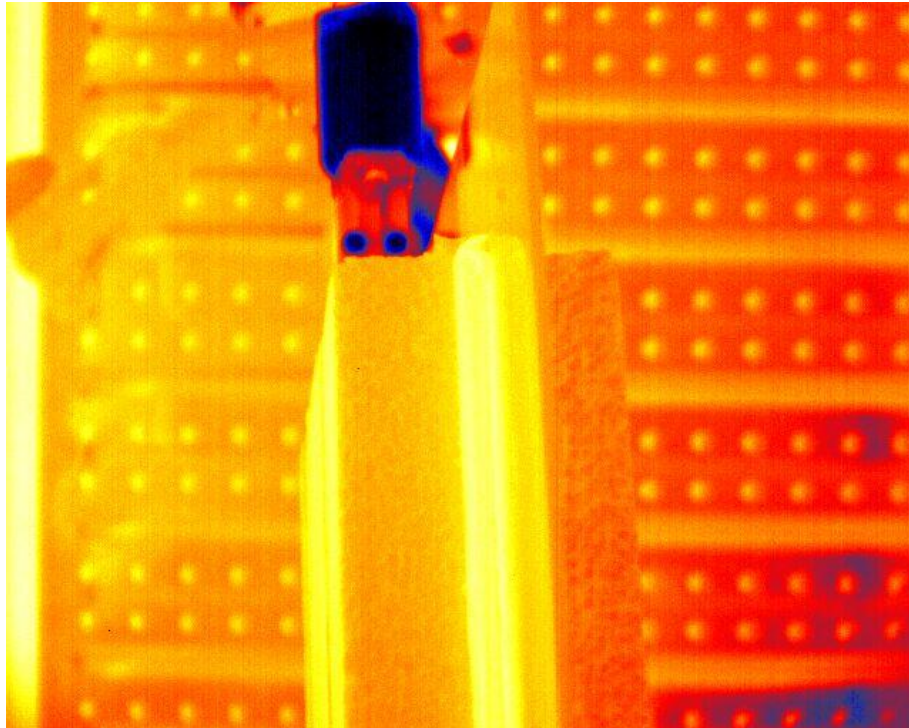


Abbildung 2-29 Sichtfeld der Wärmebildkamera – Messung in Längsrichtung

2.9.2 Modellierung größerer Batteriestacks

Das thermische Li-Ionen Modell ist zur flexiblen, orts aufgelösten und hochdynamischen Simulation für die im Projekt eingesetzten Zellgeometrie konzipiert. Dabei ist für jedes Volumenelement des thermischen Modells ein Volumenelement im elektrischen Modell vorgesehen. Durch die große Anzahl benötigter Rechenschritte wird aber eine große Menge Rechnerressourcen benötigt, jedoch wird hier der Vorteil der Periodizität des Stackdesigns ausgenutzt. Aus elektrischer Sicht wird für den beschriebenen Stack eine Reihenschaltung der Zellen angenommen. Das bedeutet, dass jede einzelnen Zellen von demselben Strom durchflossen wird.

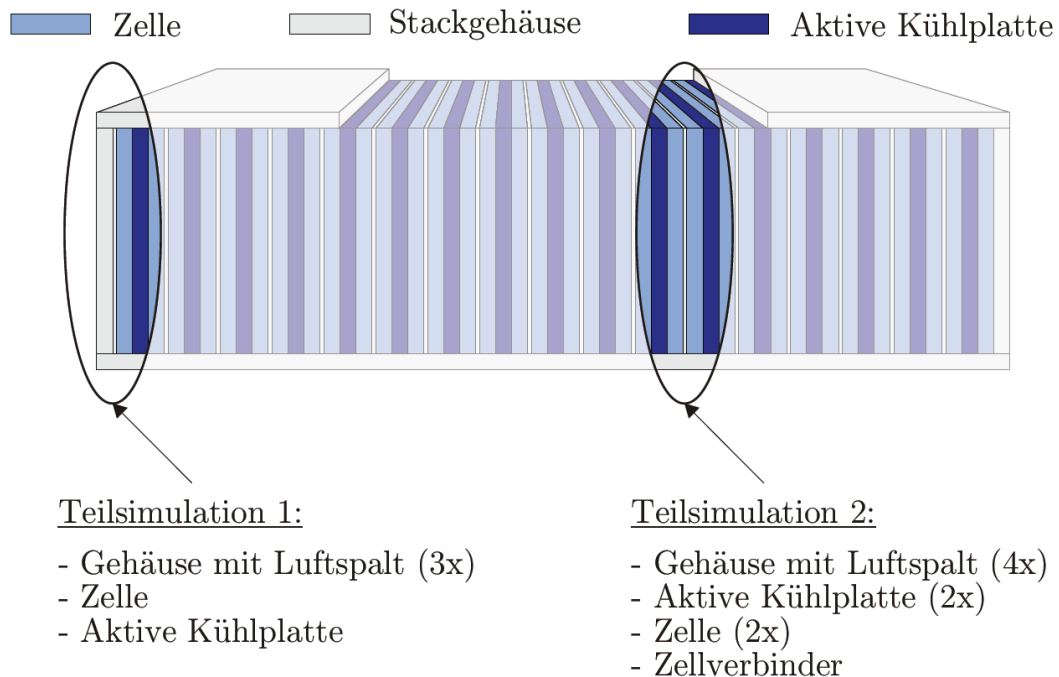


Abbildung 2-30: Batteriestack mit Li-Ionen Zellen und Gehäuse [5]

In dem so konstruierten Stack existieren drei wesentliche Zonen: der linke Gehäuserand, der Mittelbereich und der rechte Gehäuserand. Um eine vollständige, orts aufgelöste Berechnung des Stacks durchzuführen, reichen zwei Teilsimulationen aus.

2.9.3 Elektrisches Modell

Elektrische Modelle, basierend auf elektrischen Ersatzschaltbildern (bereits näher beschrieben in den vorherigen Kapiteln), bieten die beste Alternative um eine äquivalente Darstellung der Reaktionen einer Lithium-Ionen Batterie zu simulieren. Diese Modelle benutzen eine Kombination aus Spannungsquellen, Widerständen und Kapazitäten um verschaltet zu einem System mit anderen Schaltungen die elektrochemischen Prozesse und deren Dynamik zu beschreiben. In diesem Projekt wurde ein Ersatzschaltbild gewählt und parametrisiert. Dieses Modell besteht aus einer idealen Leerlaufspannungsquelle E_0 , dem Innenwiderstand R , der Kapazität C_0 und einem Überspannungsschutz R_0 . R repräsentiert dabei die Kapazität der Zelle während R_0 den nicht-linearen Widerstand beigetragen durch den Übergang der Platten zum Elektrolyten darstellt. Um die Parameter zu ermitteln wurden Strompulsmessungen bei verschiedenen Temperaturen ausgewertet.

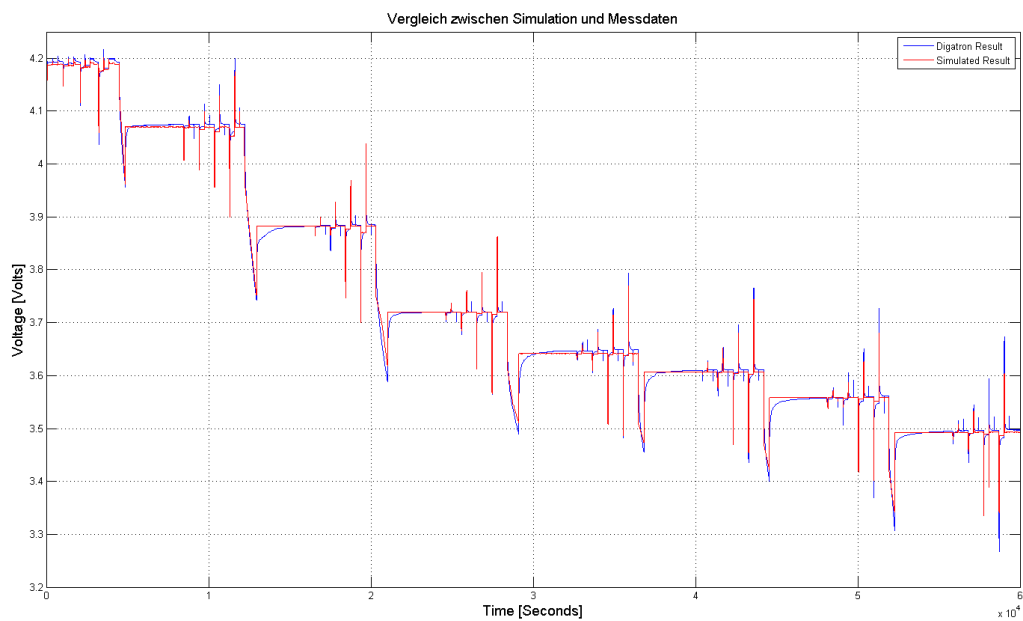


Abbildung 2-31 Vergleich der Spannungsantwort auf das Stromprofil zwischen Messdaten und Modell

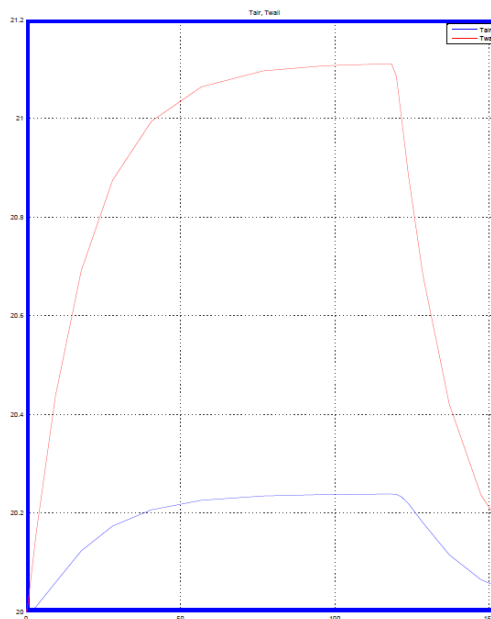


Abbildung 2-32: Simulationsergebnis für die Simulation des Batteriepacks nach einem Stromimpuls von 70A und 120 Sekunden

Abbildung 2-32 zeigt das Simulationsergebnis für die Packsimulation (Teilsimulation 1) für einen Stromimpuls von 70A und 120 Sekunden. Es wird die Zellwand- und Lufttemperatur gezeigt, die sich zum einen von 20°C auf 21.2°C bzw. auf 20.2°C erwärmen.

3 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Entwicklung von Funktionen für ein flexibles BMS-System mit dem Schwerpunkt einer zellselektiven Schutz- und Ladezustandsbestimmung als auch Alterung für Lithium-Ionen-Batteriezellen. Ausgehend von technologischen Eigenschaften dieser Zellen wurden Anforderungen an die Algorithmik definiert, die erforderlichen Funktionen entwickelt, auf einem BMS-Steuergerät implementiert und im Rahmen von Batterieprüfstandsläufen validiert. Die Algorithmik ermöglicht den zellselektiven Schutz des Batteriesystems vor kritischen Betriebspunkten, was eine Bereichsüberwachungen relevanter Größen und aktive Schutzfunktionen im Falle von Bereichsüberschreitungen bedeutet. Die Algorithmen Berechnen die Zustände und adaptieren sich über die Lebensdauer der Zelle entsprechend der Alterung. Dabei werden prädiktive Werte mit den Ist-Werten verglichen um eine Anpassung an den hinterlegten Lookup-Tabellen vornehmen zu können.

Der Innenwiderstand wird im Betrieb, neben einer Adaption, über ein SOC- und temperaturbasiertes Kennfeld abgeglichen. Da die Aktivierungswahrscheinlichkeit der implementierten Adaptionfunktion je nach Betriebsbereich stark eingeschränkt ist, kann auf einen regelmäßigen Abgleich mit dem Innenwiderstandskennfeld nicht verzichtet werden. Ansonsten könnten die jeweils letzten Innenwiderstände aus einem Kennfeldabgleich aufgrund Temperatur- und SOC-Änderungen des Batteriesystems signifikante Unterschiede zum aktuell gültigen Wert aufweisen. Die deutliche Temperatur- und SOC-Abhängigkeit des Innenwiderstands macht einen Basisaufwand bzgl. Laboruntersuchungen der genutzten Batteriezellen unerlässlich, um ein ausreichend genaues Basiskennfeld zu erhalten und das Leistungspotential der Zellen ausnutzen zu können. Darüber hinaus bedingt die Vernachlässigung der Abhängigkeit des Innenwiderstands von der Stromstärke betriebspunktabhängig ggf. zu geringe freigegebene Ströme. Dies konnte durch die Einführung eines Korrekturfaktors für den Innenwiderstand erfolgreich kompensiert werden.

Des Weiteren wurde ein zeit- und orts aufgelöste Simulationsmodell zur Bestimmung der Temperaturen im Inneren der Zellen aus einem bestehenden Modell [5] entwickelt, womit sich der Einfluss verschiedener Kühlungs-Strategien auf die Verteilung von Temperatur und Ladezustand bewerten lässt. Hierzu wurden im Vorfeld bestehende Ansätze untersucht, weshalb es zu dem Ergebnis kam, das entwickelte elektr.-thermische Modell mit Hilfe eines elektrischen Ersatzschaltbildes zu implementieren. Hierzu wurden Parametrierungstests durchgeführt um die entsprechenden Parameter zu extrahieren. Zur orts aufgelösten Simulation wird das prismatische Zellvolumen in Quader unterteilt, deren Anzahl sich frei wählen lässt. Jeder Quader besitzt eine eigene Wärmekapazität, Wärmeleitfähigkeiten in allen sechs Raumrichtungen und eine eigene Temperatur. Außerdem wird für jedes Element ein Parametersatz vorgehalten, auf dessen Basis das elektrische Verhalten des Elements ermittelt wird. Über eine Darstellung im Zustandsraum wird das System der thermodynamischen Differentialgleichungen verwaltet und gelöst. Es können Zell-Komponenten und Thermomodifikatoren unterschieden werden, wobei die Zell-Komponenten die Basis der Modellierung darstellen. Mit dem Zell-Block steht ein selbstständig arbeitendes Modell von Elektroden, Elektrolyt und Separator einer Lithium-Ionen-Zelle zur Verfügung. Dabei wird eine gekoppelte thermisch-elektrische Simulation

durchgeführt. Das thermische Modell bestimmt an Hand von orts aufgelösten Wärmezu- und -abgängen die Temperaturen in der Zelle. Das elektrische Modell berechnet auf Basis der Temperaturen und des Ersatzschaltbilds die Stromverteilung innerhalb der Zelle, die dazugehörigen Ladezustände der einzelnen Elemente und die daraus resultierenden orts aufgelösten Wärmeverluste.

3.1 Literatur

- [1] Wladislaw Waag, Christian Fleischer, Christoph Schaeper, Josef Berger, Dirk Uwe Sauer, *Selbstadaptierende Onboard Diagnosealgorithmen für Lithium-Ionen Batterien*, Kraftwerk Batterie, March 2011, Aachen, Gemany
- [2] Wladislaw Waag, Christoph Schaeper, Christian Fleischer, Dirk Uwe Sauer, *Self-adapting on-board diagnostic algorithm for state of charge determination and performance prediction for lithium-ion batteries*, AABC 2011, Pasadena, California, USA
- [3] <http://www.linear.com/docs/Datasheet/68021fa.pdf>
- [4] OSEK. *Betriebssystem-Standard für Automotive und Embedded Systems*, Matthias Homann, Mitp-Verlag; Auflage: 1, 2005
- [5] Abschlussbericht zum Verbundprojekt LiHeBe, *Entwicklung von thermischen und elektrischen Simulationswerkzeugen für Li-Ionen Batteriezellen und Batteriesysteme*
- [6] Von Simulink nach OSEK: Automatische Codegenerierung für Echtzeitbetriebssysteme mit TargetLink, Lutz Köster, Thomas Thomsen, Ralf Stracke, dSPACE GmbH

3.2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Kostenart	Kosten
Verbrauch	4.767,44 €
Personal	138.537,59 €
Investitionen	1.733,12 €
Reisen	2.237,76 €

3.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die erzielten Ergebnisse rechtfertigen den Aufwand. Ohne entsprechende Förderung hätte die Problematik nicht in der Breite und Tiefe untersucht werden können.

3.4 Nutzen und Verwertung

Die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens erzielten Ergebnisse können am ISEA als Grundlage für weitere Forschungsergebnisse verwendet werden. Durch die aktuell hohe Forschungsaktivität im Bereich der Elektromobilität wird der Bedarf an standardisierten Batteriemanagementsystemen für unterschiedliche Batterietechnologien für den elektrischen Teil eines Antriebsstrangs deutlich. Auch für Lehrzwecke ist die Ausbildung von Studenten im Bereich der Elektromobilität für den Standort Deutschland und seine Automobil(zuliefer)industrie wichtig. Das Aufzeigen aktueller Entwicklungen und Forschungsergebnisse weckt das Interesse der Studierenden an weiterer Forschung in diesem Bereich.

Die zusätzliche Verwertung durch die Projektpartner sichert die optimale Verbreitung der Forschungsergebnisse in der in Deutschland ansässigen Industrie. Insbesondere auch kleine und mittelständische Unternehmen, die keine eigene Forschung in diesem Umfang betreiben, können von den Forschungsergebnissen profitieren und sie zur Festigung ihrer Stellung am Markt oder zum Erschließen neuer Märkte nutzen.

3.5 Veröffentlichungen

- [1] Wladislaw Waag, Christian Fleischer, Christoph Schaeper, Josef Berger, Dirk Uwe Sauer, *Selbstadaptierende Onboard Diagnosealgorithmen für Lithium-Ionen Batterien*, Kraftwerk Batterie, März 2011, Aachen, Deutschland
- [2] Wladislaw Waag, Christoph Schaeper, Christian Fleischer, Dirk Uwe Sauer, *Self-adapting on-board diagnostic algorithm for state of charge determination and performance prediction for lithium-ion batteries*, AABC 2011, Pasadena, California, USA