



Schlussbericht vom 06. Dezember 2018

Pilotierung, Optimierung und Einführung von energie- und kosteneffizienten Bordnetz-Batterien für SBB-Eisenbahnfahrzeuge

Schlussbericht mit Technologieinformationen und Anregungen für zukünftige Entwicklungen





Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences



*Swiss Competence Center for Energy Research
Efficient Technologies and Systems for Mobility*

Datum: 06. Dezember 2018

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:

SBB AG, Personenverkehr
3000 Bern 65
www.sbb.ch

Berner Fachhochschule / Haute école spécialisée bernoise
BFH-Zentrum Energiespeicherung (ESReC)
Aarbergstrasse 5, CH-2560 Nidau
bfh.ch/energy

Autoren:

Christian Vögtli, Berner Fachhochschule TI, christian.voegtli@bfh.ch
Ueli Kramer, SBB AG, ueli.kramer@sbb.ch

BFE-Programmleitung:	Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch
BFE-Projektbegleitung:	Roland Brüniger, roland.brueeniger@r-brueniger-ag.ch
BFE-Vertragsnummer:	SI/501377-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

In allen Eisenbahnfahrzeugen befinden sich Batterien, die das Bordnetz stützen. Diese gewährleisten den Betrieb der Magnetschienenbremsen und speisen bei regulären Netzunterbrüchen oder Evakuationsfällen während bis zu fünf Stunden die Notbeleuchtung, die Türsteuerungen und weitere Systeme.

Die SBB und das BFH-Zentrum Energiespeicherung (ESReC) führten gemeinsam eine Analyse der bestehenden Systeme durch. Dabei wurde untersucht, ob die heutigen schweren Bleibatterien durch leichtere und langlebigere Li-Ionen-Batterien ersetzt werden können. Das Projektteam entwickelte ein Batterie-Funktionsmuster mit Lithium-Eisenphosphat-Zellen, das gegenüber dem heutigen System lediglich ein Drittel wiegt, die Hälfte des Bauraumes einnimmt und möglicherweise die doppelte Lebensdauer hat. Diverse Tests und eine Risikoanalyse weisen die Bahntauglichkeit nach. Die Neuentwicklung verfügt über Funktionen zur Überwachung und Maximierung der Lebensdauer und passt sich optimal an die Bordnetze an. Die womöglich erste Li-Ionen-Bordnetzbatterie der Bahngeschichte ermöglichte das Testen dieses Systems und das Sammeln der nötigen Erfahrungen, wodurch viele weitere Entwicklungsprojekte angestoßen wurden.

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurden Beschaffungsunterlagen in hoher Detaillierung erstellt und im Mai 2018 schrieb die SBB das 36V-Batteriesystem öffentlich aus. Das im Rahmen des BFE-Projektes entwickelte Batterie-Funktionsmuster dient dabei als technisches Referenzobjekt.

Abstract

All railway vehicles are equipped with batteries that support the on-board network. These ensure the operation of the magnetic rail brakes and supply emergency lighting, door controls and other systems for up to five hours in the event of regular network interruptions or evacuations.

SBB and BFH Energy Storage Research Centre (ESReC) carried out a joint analysis of the existing systems. It was examined whether today's heavy lead-acid batteries could be replaced by lighter and more durable Li-ion batteries. The project team developed a battery functional model with lithium iron phosphate cells, which weighs only one third of the current system, occupies half the installation space and possibly has twice the service life. Various tests and a risk analysis prove the suitability for railway use. The new development has functions for monitoring and maximizing the service life and adapts optimally to the on-board electrical system. Possibly as the first Li-Ion battery in railway history, the system has been tested and experience gained, which has led to many more development projects.

Based on the knowledge gained, procurement documents were prepared in detail and in May 2018 SBB put the 36V battery system out to the public procurement process. The battery functional model developed as part of the SFOE project serves as a technical reference in that case.



Take-home messages

- Es ist technisch möglich, neue Batterietechnologien nicht nur für Traktionsanwendungen, sondern auch für die sicherheitsrelevante Bordnetzversorgung im Bahnbereich einzusetzen.
- Die Regulatoren im Bahnbereich geben sehr strenge Sicherheitsvorgaben und die Toleranzen gegenüber Fehleinwirkungen müssen gross sein. Dies macht es nicht einfach ein neues System einzuführen. Jedoch wurde gezeigt, dass mit neuen Technologien und deren Vorteile die Vorgaben erfüllt werden können und sogar bezogen auf die TCO (Total Cost of Ownership) gegenüber dem alten System die Gesamtsystemkosten gesenkt werden können. Nichtsdestotrotz sollten historisch gewachsene Vorgaben im Bahnbereich reflektiert werden.
- Nicht nur die Technologiewahl selbst, sondern auch via geeignet formulierten Beschaffungsvorgaben können Systemoptimierungen gezielt erreicht werden. Ein Einbezug von Energieaufnahme, der Lebensdauer und die richtige Gewichtung der relevanten Punkte ermöglicht, ein über die Lebensdauer optimiertes und damit effizientes System zu beschaffen.
- Besonders im Umgang mit wertvollen Ressourcen bietet die Kreislaufwirtschaft sehr gute Möglichkeiten, die bereits bei der Entwicklung eines Systems mitberücksichtigt werden müssen. Für eine optimale Ausnutzung der Produktlebensdauer über ihren Lebenszyklus müssen sogenannte Second-Life-Anwendungen bereits beim Design des Systems mitberücksichtigt werden. Hier schöpfen Anwender aber auch Hersteller noch längst nicht alle Möglichkeiten aus. Ein solches Systemdesign hilft auch die Gesamtwirtschaftlichkeit des Produktes zu verbessern.

Die Autoren



Christian Daniel Vögtli

Projektleiter, Entwicklung Batteriesysteme
BFH-Zentrum Energiespeicherung (ESReC)
Berner Fachhochschule / SBB-P, TE-ELE

+41 79 426 38 50

christian.voegtli@bfh.ch



Ueli Kramer

Leiter Kompetenzzentrum Energiespeicher
Projektleiter Energiesparprogramm
SBB, P-OP-AM-FT-TE-ELE

+41 79 789 42 31

ueli.kramer@sbb.ch



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Abstract	3
Take-home messages	4
Die Autoren	4
Inhaltsverzeichnis	5
1. Ausgangslage.....	7
2. Ziele des Projektes.....	7
3. Grundlagen und Randbedingungen im Projekt	8
3.1 Das heutige System - Überblick.....	8
3.2 Das neue System – Überblick.....	10
3.3 Exkurs - Belastungsstatistik, reguläres Lastprofil	11
4. Batterietechnologien und Technologieevaluation	13
4.1 Gegenüberstellung und Bewertung unterschiedlicher Batterietechnologien	13
4.2 Sicherer Betrieb von Li-Ion-Zellen	16
4.3 Optimaler Betriebsbereich von Li-Ion-Zellen für maximale Lebensdauer	17
4.3.1 Möglichst kleines Spannungsfenster	18
4.3.2 Möglichst moderate Ströme	18
4.3.1 Temperatur im Bereich der „humanen Komfortzone“	19
4.3.2 Eingegrenzter Bereich des Ladezustandes	19
4.4 Verlauf der Alterung und End of Life-Definition.....	21
5. Konzept – Anlagenbeschrieb.....	22
5.1 Architektur und Umfeld des neuen Batteriesystems	22
5.1.1 System-Aussenansicht	22
5.1.2 System-Module und Prinzipschaltbild	23
5.1.3 Integration in den Eisenbahnfahrzeugen	25
5.2 Auslegung und Zellenwahl des Funktionsmusters	26
5.2.1 Die anwendungsspezifisch geeignete und ausgewählte Zellentechnologie: LiFePO ₄	26
5.2.2 Spannungsbereich – Bestimmung des Serienverbundes.....	26
5.2.3 Bemessung der Mindest-Energiemenge der Batterie.....	30
5.2.4 Vergleich von Zellen und Batterie-Konfigurationen	34
5.2.5 Charakterisierung und Auswahl einer tauglichen Zelle	36
5.3 Anbindung an das Bordnetz.....	44
5.3.1 Mögliche Schaltvarianten.....	44
5.3.2 Design-Variante: Bidirektionaler Halbleiterschalter	45
5.3.3 Umsetzung Halbleiterschalter für Funktionsmuster	47



5.4	Schluss-Laderegler (SoftCharge-Module)	50
5.5	Zellen-Abgriff „SmartHeader“ mit Zellen-Heizung	52
6.	Ergebnisse	54
6.1	Funktionsmuster als Benchmark für Folgeprojekte	54
6.2	Beschaffung nach BÖB / VöB mit neuen Ansätzen	56
6.3	Energie-Aspekte und Lebenszykluskosten	57
6.3.1	Energieverbrauchs-Faktoren	57
6.3.2	Kostenfaktoren	58
6.3.3	Lebenszyklus-Kosten LCC zweier Referenzsysteme	59
6.3.1	Kosten-Nutzen ausserhalb der LCC-Betrachtung	62
6.4	Parallelprojekte durch Lawineneffekt	64
6.5	Learnings im Überblick	64
6.5.1	Technisch machbar heisst nicht direkt umsetzbar	64
6.5.2	Viele Anforderungen verhindern Neues	64
6.5.3	Vom Kleinen zum Grossen	65
6.6	Publikationen und Präsentationen des Projekts	65
7.	Ausblick, weitere Schritte	66
7.1	Projektbezogen	66
7.2	Marktpotential wird sich ausweiten	67
7.3	Technik, Gesamtsicht auf Bordnetz-Energiesysteme	67
8.	Diskussion und Schlussfolgerungen	68
9.	Referenzen	69
10.	Abkürzungsverzeichnis	70



1. Ausgangslage

Insgesamt sind auf allen SBB-Fahrzeugen gut 10'000 Bleibatterien im Einsatz. Im sogenannten Bereitschafts-Parallelbetrieb speisen sie als Stützbatterie das Bordnetz der Eisenbahnfahrzeuge. Dies geschieht bei kurzen regulären Speisungsunterbrüchen auf der Strecke oder in Notsituationen, wenn ein sehr hoher Strom benötigt wird.

Der aktuelle Liefervertrag der universellen 18V-Batterien für die 36V-Bordnetzsysteme läuft in diesen Jahren aus. Daher gilt es für die Zukunft ein neues System zu beschaffen und den Bedarf an ca. 7600 Systemen für die Restlebensdauer der Flotte sicherzustellen. Bei dieser öffentlichen Ausschreibung wurde ein neuer Ansatz verfolgt, um das System gezielt zu verbessern. Die gemachten Erfahrungen im Rahmen des vorliegenden Pilotprojekts wurden in die Beschaffungsunterlagen aufgenommen sowie via ergänzenden Dokumentationen den möglichen Lieferanten übergeben.

Grundsätzlich wurde ein „Form, Fit and Function“-kompatibles System ausgeschrieben, wobei neuartige Systeme mit wirtschaftlichen und betrieblichen Vorteilen bevorzugt werden. Die heutigen Anforderungen und Bedürfnissen in Bezug auf die Überwachbarkeit und den zustandsbasierten Unterhalt und Ersatz sind gewachsen bzw. die Möglichkeiten sind vorhanden und ausgereift und so gilt es die damit verbundenen Chancen zu nutzen. Auch bezüglich Gewicht und Platzverbrauch lassen sich zu Gunsten Energieeffizienz und Logistik neue Massstäbe setzen, welche entsprechend in der Ausschreibung berücksichtigt wurde.

Die Ausschreibung startete mit der Veröffentlichung auf SIMAP (Portal des öffentlichen Beschaffungswesens) im Mai 2018. Eingabefrist der Angebote war Ende September 2018, worauf weitere Termine und Meilensteine folgen. Das neue System soll Anfang 2020 gestaffelt eingeführt werden, sofern bis dahin alle erforderlichen Tests und die Betriebserprobung erfolgreich abgeschlossen wurden.

2. Ziele des Projektes

Durch den Ersatz der aktuellen Bleibatterietechnologie durch Lithium-Ionen-Batterien auf der Fahrzeugflotte soll **das Gewicht und das Volumen des heutigen Systems halbiert und die Lebensdauer verdoppelt werden**. Umweltverträglichkeit, Recycling und eine Zustands-Diagnose sind weitere wichtige Aspekte, die eine neue Batterietechnologie liefern kann. Gesamthaft soll dadurch durch die grosse Verbreitung des Systems, sowie durch die sehr hohen Laufkilometer der Fahrzeuge Energie in der Grössenordnung mehrerer Gigawattstunden eingespart werden.

Aus diesen Gründen wurde nach vorgängig durchgeführten Zellenevaluationen im Rahmen einer Machbarkeitsstudie eine Lithium-Ionen-Batterie auf LiFePO_4 (Lithium-Eisenphosphat, LFP) Basis gemeinsam zwischen SBB und der BFH entwickelt und auf ihre Bahntauglichkeit geprüft. Das übergeordnete Ziel war es, mit dieser Entwicklung wertvolle Erfahrungen zu sammeln, um diese für eine Neuausschreibung künftiger Batterien verwenden zu können und aufzuzeigen, dass neue Technologien auch im Bereich von Eisenbahnfahrzeugen Chancen bieten.

Zukünftig will die SBB aus Gründen der Überwachbarkeit und der sicherheitsrelevanten Funktionen der Batterien über den Zustand ihrer Batterien Bescheid wissen und so auch die Lebensdauer maximieren bzw. das System erst tauschen, wenn die nötige Kapazität nicht mehr abrufbar ist. Zur Datenübertragung wurde LoRaWAN-Funkanbindung (LoRaWAN = Long-Range wide area network, auch

bekannt unter LPN, Low Power Network) als geeignete Lösung evaluiert, welches sich mit dem aktuell laufenden Ausbau des dazu notwendigen Long-Range (LoRa)-Netzwerks durch Swisscom und SBB anbietet. Zudem bietet LoRaWAN den grossen Kosten-Vorteil, dass keine Anpassungen an den Fahrzeugen gemacht werden muss und diverse Standardprodukte am Markt existieren.

Am Ende der Kausalitäten steht das Ziel der ökonomischen Vorteile (tiefere LCC) und der Ressourcen-Effizienz des neuen Systems. So wurden auch die Ausschreibungsunterlagen in dieser Hinsicht gestaltet und die entsprechenden Bewertungsanreize gesetzt, um dadurch nicht nur technologisch, sondern auch bezüglich Nachhaltigkeit und TCO Kosten das Optimum zu erreichen.

3. Grundlagen und Randbedingungen im Projekt

3.1 Das heutige System - Überblick

Ein Grossteil des heutigen Rollmaterials der SBB weist, abgesehen von einigen Ausnahmen, noch die Steuerstromspannung 36 V auf. Bei neuem Rollmaterial wird auf Grund verschiedener Vorteile zunehmend ein 110 V-Bordnetz-System als Standard eingesetzt. Das aktuelle und das hiermit betrachtete Lieferobjekt wird für eine weit gefächerte Fahrzeugflotte mit 36 V-Bordnetzsystemen verwendet und bietet gleichzeitig auch Grundlage für zukünftige 110V Systeme.

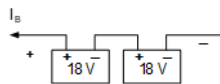
Alle Lasten am Steuerstromnetz von Eisenbahnfahrzeugen (u.a. Leitrechner, Türsteuerung, Beleuchtung, Magnet-schienenbremse) werden durch die DC-Speisung versorgt. Im Bereitschaftsparallelbetrieb ist die Batterie stets mit dem 36 V Bordnetz verbunden und befindet sich meist im Zustand der „Erhaltungsladung“. In diesem Zustand ist sie bereit für eine sofortige Stützung der Systeme bei Netzun-terbrüchen.

Ein Batteriestrang aktueller Ausführung ist in zwei Metall-trögen entsprechend Abbildung 1 untergebracht und be-steht aus insgesamt 18 Ventil-regulierten Blei-Gel Zellen (VRLA) mit einer Nennkapazität von 200 Ah (10 h-Entladung, 20°C).

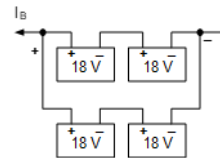
Das Gesamtgewicht beträgt 334 kg (inkl. der zwei Metalltröge mit jeweils 32 kg) und das System ver-fügt über eine Nennspannung von 36 V. Kapazität und Spannung wurden aufgrund der Temperatur-und Alterungseigenschaften der Bleibatterie historisch so gewählt. Bei abweichender Technologie gelten andere Bemessungsgrundsätze.



Abbildung 1: 18 V-Batterie "ZLWF200S4",
Hälfte eines 36 V-Batteriestranges



36 V, 200 Ah, 334 kg



36 V, 400 Ah, 668 kg

Abbildung 2: Batterieunterbringung im Nah- und Fernverkehr mit den zugehörigen Schaltbildern, exemplarisch.

Der Batteriekasten ist entweder im Unterflurbereich, im Fahrzeugkasten oder auf dem Dach eingebaut. Es befindet sich immer ein Batteriestrang in einem Batteriekasten. Je nach Fahrzeugflotte sind ein, zwei oder drei dieser 36 V Systeme pro Wagen verbaut. Damit die nötige Kapazität erreicht werden kann, werden die Batteriestränge fahrzeug-spezifisch parallelgeschaltet.

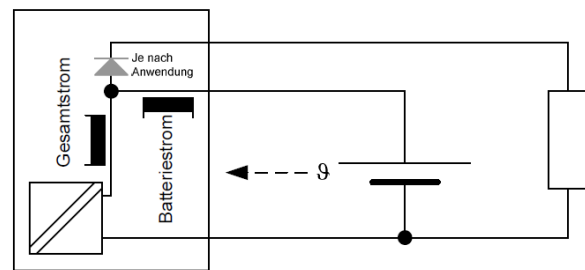


Abbildung 3: Bordnetzquelle, Batterie und Verbraucher

Die Batterien werden alle 5-7 Jahre präventiv ohne weitere Prüfung ausgetauscht resp. entsorgt. Ansonsten sind sie wartungsfrei. Der Austausch erfolgt im Mettaltrog, wobei dieser gereinigt und für neue Batterien weiterverwendet wird. In der Batterie gibt es keine Überwachungselektronik, die den Gesundheits- oder den Ladezustand überwacht und aufzeichnet.

Zusammengefasst hat die Batterie folgende Kernaufgaben:

1. Aufrüsten und geordnetes Abrüsten des Fahrzeuges.
2. Bordnetzversorgung bei regulären Hochspannungsunterbrüchen
 - a. Speisung von Leittechnik, Türen, WC und Beleuchtung beim Umspannen im Bahnhof sowie
 - b. bei Schutzstrecken¹ die nötigen Systeme versorgen.
3. Aufrechterhalt der Bordnetzversorgung in Notsituationen
 - a. z.B. bei längerem Stromunterbruch (bis zu 3 h, resp. 5h).
 - b. Speisungsunterstützung bei aktivierter Magnetschienenbremse (Notbremsung).

¹ Als Schutzstrecke wird ein Übergangsstück in Oberleitungen im Schienenverkehr bezeichnet, welches dazu dient, unterschiedliche Speiseabschnitte und verschiedene Bahnstromsysteme elektrisch voneinander zu trennen.

3.2 Das neue System – Überblick

Die neue Batterie soll das bestehende Batteriesystem gemäss „Form, Fit and Function“ 1:1 ersetzen und mindestens die heutigen Eigenschaften erfüllen. Dazu gehört, dass die Bordnetzumrichter, welche zugleich als Ladegeräte fungieren, weder ausgetauscht noch angepasst werden müssen. Es dürfen keine Anpassungen an den Fahrzeugen aus Kostengründen nötig werden. Die Batterie muss folglich mit der heutigen für Bleibatterien temperaturkompensierten Ladespannung zurechtkommen. Das Bordnetz mit der Nennspannung 36 V darf keine Einschränkungen auf Grund einer neuen Batterie erfahren, weshalb der Bereich der Spannungslage ebenfalls vorgegeben ist.

Die optimale Ausnutzung der Batterielebensdauer bedingt die korrekte Einschätzung und Prognose deren elektrischen Charakteristik während der gesamten Betriebsdauer. Dazu ist neu auch ein integriertes Diagnosesystem gefordert, mit welchem der Gesundheitszustand und bestenfalls die Restlebensdauer der Batterie z.B. im Unterhalt auf einfache Weise erkannt werden kann. Die Überwachbarkeit des Systems muss zudem mittels Zustandsdatenübertragung per LoRaWAN an die SBB-Zentrale ergänzt werden, wie in den Projektzielen im Abschnitt 2 bereits hervorgehoben wurde. Diese Übertragungstechnologie wurde in Vorstudien als kostenoptimal evaluiert. Hauptgrund war die dadurch mögliche «stand Alone» Lösung, womit keine Anpassungen an den Fahrzeugen nötig werden. Die kleinen Datenmengen, welche damit über weite Distanzen und sogar durch die metallenen Batterie-Kästen hindurch zu den Bodenstationen gesendet werden können reichen für eine tägliche Statusmeldung völlig aus. Aufwand- und Materialkosten für das Nachrüsten einer Ethernet-Anbindung oder LED-Aussenanzeigen auf der inhomogenen Fahrzeug-Flotte übersteigen die Material und Betriebskosten der LoRaWAN-Clients und der Einbindung in bestehende SBB-IT-Systeme bei weitem.

Die Batterie muss aus logistischen und Systemintegrationsgründen unter Verwendung des bestehenden Metalltrogs, oder unter Verwendung eines gleichwertigen, neu konzipierten Gehäuses weiterhin im bestehenden Batteriekasten am Wagenkasten eingebaut werden können.

Der in Zusammenarbeit mit der Berner Fachhochschule entwickelte Prototype wiegt 105kg (-70%, inkl. Stahltrug) womit bewiesen wurde, dass mit modernen Technologien ein grosses Gewichtseinsparpotential vorliegt und umgesetzt werden kann.

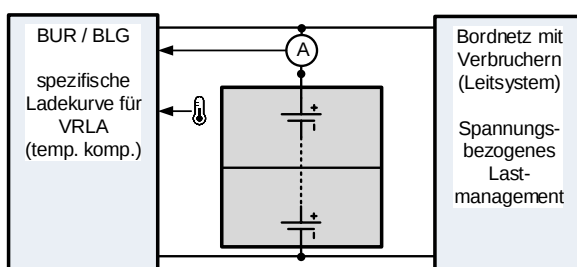


Abbildung 4: Batteriesystem Status Quo

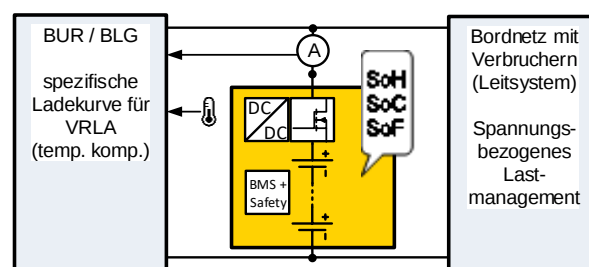


Abbildung 5: Batteriesystem ausgeschrieben

Die Batterie versorgt sicherheitsrelevante Systeme und daher ist eine hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit gefordert, welche bei der Auslegung entsprechend priorisiert und berücksichtigt werden muss.

Gerade im Umgang mit Li-Ion-Batterien im Bereich des öffentlichen Verkehrs ist auch der Brandschutz von höchster Relevanz für die Erlangung der Zulassung. Für das Produkt gelten einschlägige Regelwerke, welche unter Erbringung verschiedenster Sicherheitsnachweise und Testprozeduren erfüllt werden können. Für die Erlangung der Zulassung ist die Zusammenarbeit mit der Zulassungsbehörde unabdingbar, da auf Grund der Neuartigkeit des zu erwartenden Produkts entsprechende Vorarbeiten

zu leisten sind. Die SBB nimmt dabei bereits vor der Zuschlagsvergabe eine Vorreiterrolle ein und behandelt das Thema mit den zuständigen Gremien. Ein einmaliger Präzedenzfall soll zukünftige Zulassungen erleichtern. Nach Zuschlagsvergabe führt die SBB mit der Lieferantin eine dezidierte Risikobeurteilung zuhanden der Zulassungsbehörde durch und erwirkt dadurch für die Gesamtflotte und zukünftige Systeme die Zulassung.

3.3 Exkurs - Belastungsstatistik, reguläres Lastprofil

Um einen detaillierteren Einblick in die Beanspruchung des Systems zu geben, wird in diesem Kapitel ein Einblick in die effektive Belastung anhand von Lastprofilen gegeben.

Das Lastprofil für den Regelbetrieb stellt keine komplexe Anforderung an die Batterie dar. Anhand von aufgezeichneten Messungen im realen Betrieb, lässt sich eine statistisch signifikante Aussage über Häufigkeit und Dauer von Unterbrüchen aufgrund der Schutzstrecken im Netz machen. Die nachfolgenden Angaben dienen einerseits dem Verständnis aber andererseits auch zur detaillierten Auslegung des neuen Batteriesystems (z.B. Lebensdauer-Abschätzung).

Im Normalbetrieb lässt sich das Lastprofil folgendermassen umschreiben:

- Zu 90% kurze Versorgungsunterbrüche (10-30 / Tag)
 - meistens 10-20s (Schutzstrecke)
 - z.T. 4 - 15min (Umspannen im Bahnhof)
 - Kapazitätsverbrauch < 2.5% (< 5 Ah)
 - Energiewirkungsgrad Entladen/Laden ~75% exkl. BLG (Ladungswirkungsgrad ~85%)
- Längere Unterbrüche (>30min) nur selten:
- Ca. jährlicher Energieabruf je Batteriesystem (Entladung): 100 – 250 kWh
- Ca. jährliche linear aufgerechnete Vollzyklen bei 6.5 kWh-Ausgangskapazität: 15 - 40
- Ca. jährliche Teilzyklen (durchschnittlich 5% DoD): 2000 - 5000

Nachfolgend einige statistisch aufbereitete Eindrücke zu der regulären Belastung an einem EW IV Reisezugwagen mit zwei parallelen Batteriesträngen (total 400 Ah, 36 V):

Die Auswertung des untersuchten Systems zeigt, dass die meisten Unterbrüche sehr kurz sind.

In 80% der Fälle muss die Batterie das Bordnetz weniger als 6 Minuten versorgen, meistens sind es um die 10 – 20 s

- Median: 21 s
- 98%-Quantil: 35-41min

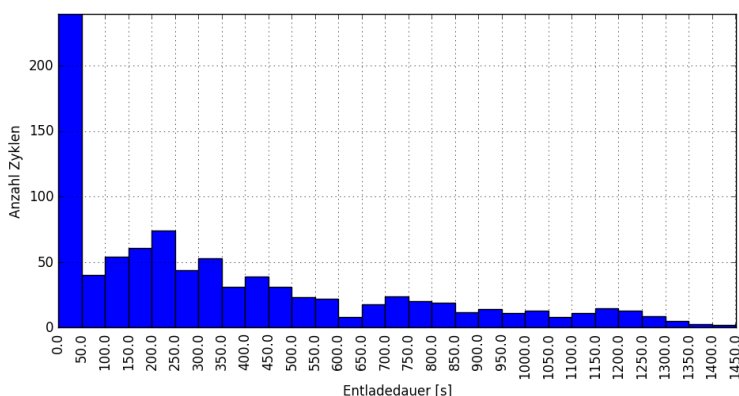


Abbildung 6: Histogramm der Zyklen je Entladedauer (die erste Klasse bis 50 s umfasst über 1'400 Zyklen)

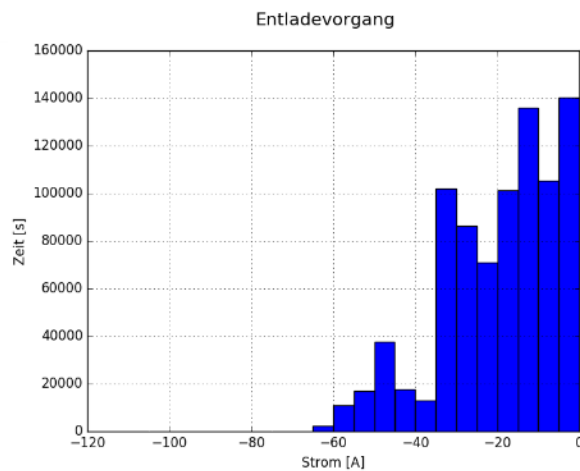


Abbildung 7: Zeit je Stromklasse während dem Entladen

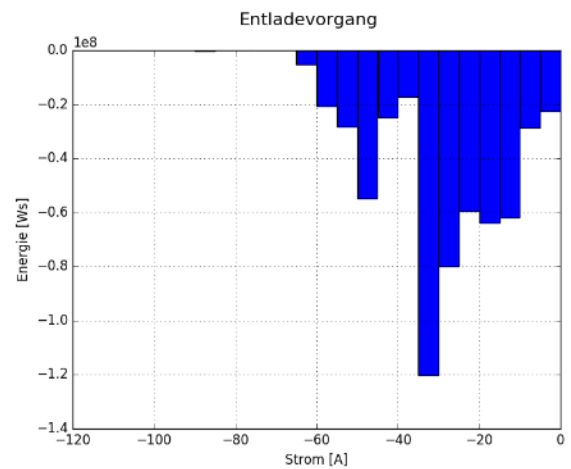


Abbildung 8: Abgegebene Energie je Stromklasse

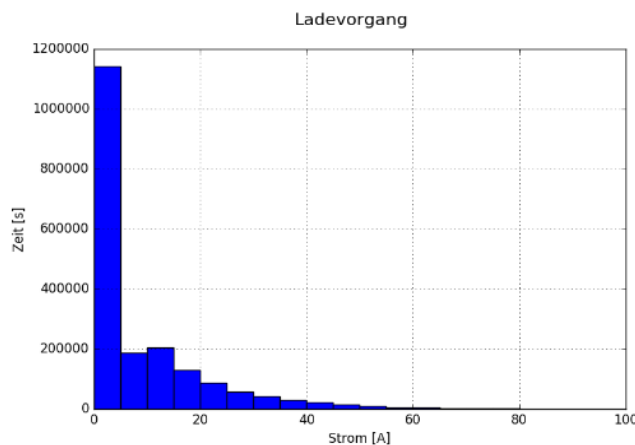


Abbildung 9: Zeit je Stromklasse während dem Laden

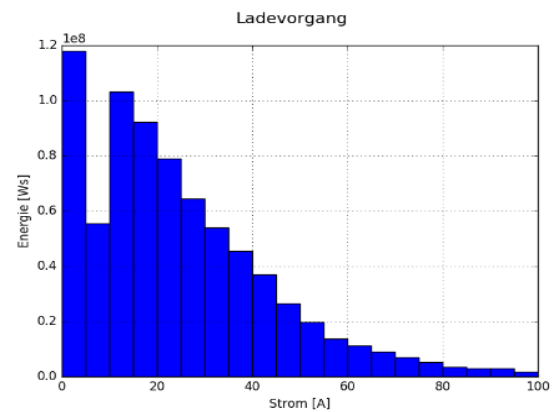


Abbildung 10: Aufgenommene Energie je Stromklasse

Untersuchungszeitraum		20.02.2014 10:55		bis	29.11.2014 21:55			
Zeitspanne:		282 Tage		ca. Entladung/Jahr		206 kWh		
Teilzyklen:		2152	Nom.Cap:	400 Ah	ca. Teil-Zykl./Jahr 2785			
Statistik:	Entlade-Zeit	Entladene Energie / Kapazität			Kumuliert:	Ah	kWh	
	Median	21 s	8.4 Wh	0.22 Ah	0.05%	Laden (chg)	5095	211
	Max	2.1 h	1122 Wh	31.1 Ah	7.78%	Entladen (dch)	4440	159
	80%-Quantil	5.7 min	127 Wh	3.6 Ah	0.91%	Verlust	655	52
	90%-Quantil	13 min	254 Wh	7.1 Ah	1.78%	eta_C eta_E		
	98%-Quantil	35 min	491 Wh	13.7 Ah	3.42%	Wirkungsgrad	87%	75%

Tabelle 1: Übersicht Lastprofil Auswertung EW IV

Selbst wenn man konservativere Werte annimmt (z.B. 250 kWh Energieabgabe pro Jahr auf ein einzelnes 6.5 kWh-Batteriesystem) kommt man auf weniger als 40 äquivalente Vollzyklen pro Jahr. Die durchschnittliche Entladetiefe (depth of discharge, DoD) liegt dabei lediglich um die 5%, was sich bei idealer Umsetzung eines neuen Systems positiv auf die Lebensdauer auswirkt.

4. Batterietechnologien und Technologieevaluation

Im vorliegenden Projekt mussten anfänglich viele Informationen zu vorhandenen Technologien, deren Vor- und Nachteile sowie Anwendbarkeit im fokussierten Gebiet erarbeitet werden.

Auf Grund immer wieder vorhandener Verwirrung vorab eine Begriffserklärung:

- **Li-Ion-Zellen:** Überbegriff für alle Akkumulatoren mit dem Prinzip des Lithium-Ionen-Ladungstransportes. Der Lithium-Anteil liegt tatsächlich bei unter 3% der Zellen-Masse.
- **Li-Polymer-Zellen:** allg. gebräuchlicher Überbegriff für Zellen-Technologien welche als Elektrolyt eine feste bis gelartige Folie auf Polymerbasis zwischen den Elektroden aufweisen. Diese Akkus mit Anoden bestehend aus Mangan- oder Kobaltoxyden, sind u.A. für ihre hohe Energiedichte und zumindest in den Anfängen auch für ihre Brandgefahr bekannt.

Der Aufbau von Lithium-Ionen-Batterien wird an dieser Stelle nicht thematisiert, ist aber im Internet inzwischen weit verbreitet und gut veranschaulicht, z.B. angefangen bei [Wikipedia](https://de.wikipedia.org/wiki/Lithium-Ionen-Akku).

4.1 Gegenüberstellung und Bewertung unterschiedlicher Batterietechnologien

Eines der bekanntesten Ziele bei der Entwicklung einer Batterie - und daran werden Batterien auf dem Markt auch oft gemessen - ist eine grösstmögliche (spezifischen) Energiedichte, kombiniert mit einer hohen Leistungsdichte bei gutem Preisverhältnis und hoher Lebensdauer. Hohe spezifische Leistungen sind z.B. bei Traktionsbatterien erforderlich. Je nach Branche wird auch die Eigensicherheit der Zellen nach mechanischer Penetration oder durch Betriebsfehler sehr stark gewichtet.

Oft werden spezifische Energie und Leistung unterschiedlicher Technologien in einem Ragone-Diagramm gegenübergestellt. Die spezifische Leistung ergibt sich bei Batterien aus dem Verhältnis der an den Anschlussklemmen beziehbaren Leistung P_{max} und dem Gewicht der Batterie.

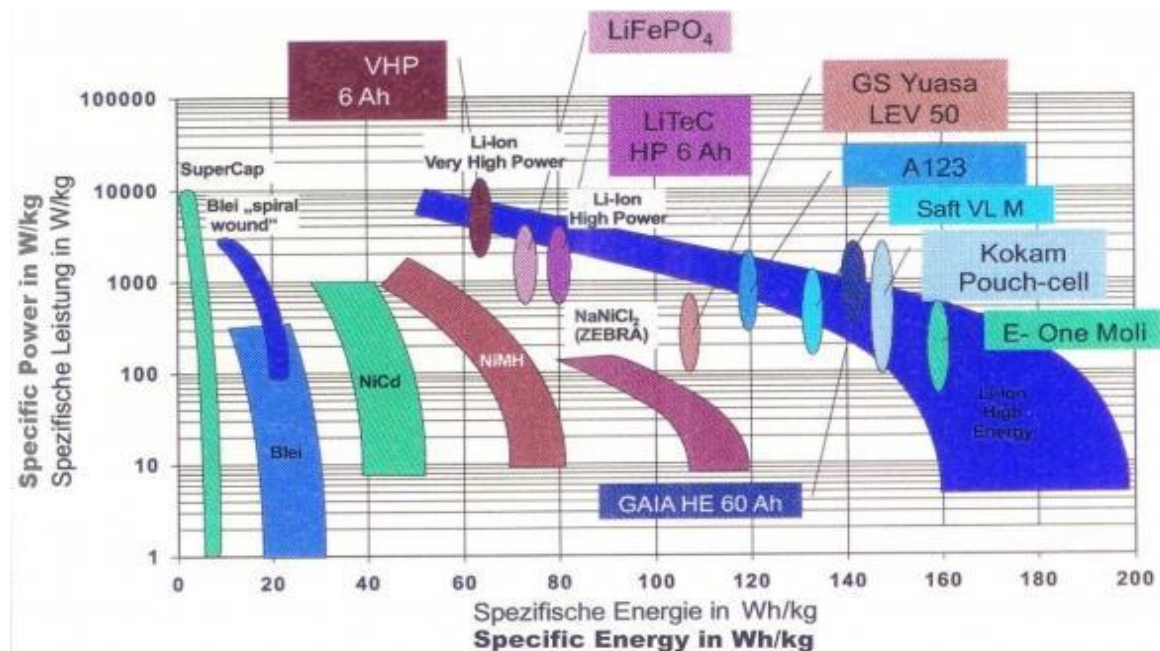


Abbildung 11: Ragone-Diagramm mit unterschiedlichen Zellentechnologien und konkreten Beispielen [1].



Im Ragone-Plot in Abbildung 11 sind Informationen über die spezifische Energie und über die spezifische Leistung verschiedener Zellentechnologien zu entnehmen. Deutlich ersichtlich ist der oftmalige Kompromiss zwischen hoher spezifischer Energie und hoher spezifischer Leistung.

Oft geht eine höhere spez. Leistung auch mit einer beständigeren Zellchemie einher, was sich in der Lebensdauer und in der Kältebeständigkeit widerspiegelt. Lithium-Titanat-Zellen sind ein Beispiel für extrem langlebige Zellen mit einer sehr hohen spez. Leistung und einer verhältnismässig niedrigen spez. Energie.

Nachfolgend die Zuordnung der wichtigsten Akkumulator-Typen mit ihren Benennungen (Tabelle 2). Bei der angegebenen chemischen Zusammensetzung handelt es sich meist um die Kathode, während die Anode z.B. bei Lithium-basierten Zellen oft aus Grafit besteht (nur LTO bezieht sich auf die Anode). Die Anwendungsgebiete sind oft sehr vielfältig. Die Ausführungen in Tabelle 2 geben lediglich einige typische oder gut bekannte Anwendungen wieder.

Übliche Benennung	Zusammensetzung (Kathode)	Ausgeschrieben	Kürzel	U_{nom} V	Anwendung
PbSO₄	PbSO ₄ ·2H ₂ O	ventilgeregelte Blei-Säure Batterie	VRLA	2	Starterbatterien, Flurförder-FZ., USV-Anlagen, aktuell SBB-Batterie
NiCd	NiCd	Nickel-Cadmium	NiCd	1.2	Früher Unterhaltungselektronik, heute teils verboten
NiMh	NiMh	Nickel-Metallhydrid	NiMh	1.2	Unterhaltungselektronik, FZ-Batterien
NiZn	Zn(OH) ₂ ·2Ni(OH) ₂	Nickel-Zink	NiZn	1.65	PowerTools, Unterhaltungselektronik
LiTiO (-NMC)	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂ (Anode) Kathode NMC oder LFP	Lithium-Titanat	LTO(-NMC) LTO(-LFP)	2.4	USV, EVs: Mitsubishi i-MiEV, Honda Fit EV, Fast-Charger...
LiCoO	LiCoO ₂	Lithium-Cobaltoxid	LCO	3.6	Mobiletelefone, Laptops, Kameras, Starter-Batterie
LiNiCoAlO	LiNi _{0.8} Co _{0.15} Al _{0.05} O ₂	Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminumoxid	LNCAO, NCA	3.6	Medizinische Geräte, Industrie, EVs: Tesla
LiNiCoMnO	LiNi _{1/3} Co _{1/3} Mn _{1/3} O ₂	Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid	NMC (NCM, CMN, ...)	3.6	E-Bikes, medizinische Geräte, EVs, Industrie
LiMnO	LiMn ₂ O ₄	Lithium-Manganoxid	LMO	3.7	Power Tools, medizinische Geräte, EVs
LiFePO	LiFePO ₄	Lithium-Eisenphosphat	LFP	3.2	Mobile und stationäre Leistungsverbraucher

Tabelle 2: Übersicht zu verbreitete Zellentechnologien, ihrer Nominalspannung und ihrem Einsatzgebiet

Nachfolgend werden die gängigen Technologien gegenübergestellt und bewertet, um einen Vergleich unter den Technologien machen zu können.



Übliche Be- nennung	Spez. Energie-	Spez. Leistung	Sicherheit	Lebens- dauer	Kosten	Spannungsbereich			Th. Run- away
	Wh/kg	W/kg-	1-10	1-10	1-10	U _{min} V	U _{nom} V	U _{max} V	
Pb, VRLA	40	10	9	5	10	1.75	2	2.38	
NiCd	62	50	10	4	9	0.85	1.2	1.4	
NiMh	80	60	8	5	8	1	1.2 -	1.4	
NiZn	80	80	9	7	5	1.2	1.65	1.9	
LiTiO (-NMC)	75	400	10	10	2	1.8	2.4	2.85	
LiCoO	175	50	5	5	7	2.5	3.6	4.2	150°C
LiNiCoAlO	250	30	4	7	5	3	3.6	4.2	150°C
LiNiCoMnO	170	50	6	7	7	2.5	3.6	4.3	210°C
LiMnO	125	200	7	5	7	2.5	3.7	4.2	250°C
LiFePO	110	180	9	9	7	2.5	3.2	3.65	(270°C)

Tabelle 3: Einfache Bewertung der Eigenschaften verschiedener Batterietechnologien (Quellen, u.A. [2], [3], [4])

- Die Lebensdauerbewertung dient als Orientierung. Natürlich würden Hersteller einer Technologie ihre Produkte «optimistischer» bewerten. Dies gilt für die Sicherheit aber auch für den Preis, welcher ohnehin aktuell starkem Preiszerfall unterliegt.
- In der Kostenbetrachtung / Bewertung fehlt der Aspekt der Lebensdauer und u.U. Wartungsintensität (LCC). Es geht vorwiegend um die Investition für CHF/kWh.
- Die Eigen-Sicherheit von Zellen, basierend auf deren Zell-Chemie, wird laufend verbessert (z.B. mit Verwendung von Zusatzstoffen) und ist nicht nur Technologieabhängig, sondern auch Herstellerabhängig (Qualität und Streben nach Maximierung des möglichen).

Die Bewertungen von spez. Energie und Leistung beruhen auf konkreten Werten (mittlere Eigenschaften verfügbarer Zellen). Dabei ist zu bemerken, dass sogar für eine einzelne Zelle die spezifische Energie und die spezifische Leistung von der tatsächlich angewendeten Entladerate abhängen und daher, wie im Ragone-Plot dargestellt, Räume und nicht Punkte (einzelne Zahlenwerte) darstellen.²

² Wird eine Zelle in 1 h entladen erhält man mehr Leistung aber weniger Energie, als wenn dieselbe Zelle in 3 h entladen würde. Entsprechend verhält es sich mit der spez. Energie und spez. Leistung sowie auch mit der volumetrischen Energie- und Leistungsdichte (auch spezifische Energie / Spezifische Leistung).

Die anderen nicht direkt messbaren Kriterien stützen sich auf Abschätzungen von Quelle [2], wobei 10 der besten und 1 der schlechtesten Wertung entspricht.

Am stärksten verbreitet sind die Technologien mit hoher spezifischer Energie (LCO, LMO, NMC). Sie kommen in grossen Mengen als kleine Akkus in Verbraucherelektronik vor, wo meist eine möglichst lange Autarkiezeit bei geringen Platzverhältnissen gefragt ist. Auch in der Elektromobilität halten diese Zellen zunehmend Einzug, zumal deren Preise sinken und damit grosse Reichweiten möglich werden. NCA-Zellen haben mit Abstand die höchste spezifische Energie und befinden sich z.B. im populären Elektrofahrzeug, dem Tesla „Model S“. Die Zellen des Herstellers Panasonic in der Tesla-Batterie haben eine spezifische Energie von 250 Wh/kg [5]. Die grosse Reaktionsfähigkeit der Kathoden ist allerdings eine grosse Herausforderung für Sicherheitsaspekte, weshalb viele Hersteller noch nicht auf NCA-Zellen setzen. Vor allem im Bereich des öffentlichen Personentransports, wie es auch bei SBB der Fall ist, spielt die erhöhte Gefahren-Sensibilität in die Technologiewahl hinein.

In der Tabelle 3 sticht die Li-Titanat-Zelle als Favorit in Bezug auf Sicherheit heraus. Im Gegensatz zu den anderen Li-basierten Technologien besteht das Risiko eines thermischen Durchgehens (thermal runaway) bei fehlerhafter Verwendung oder internem Kurzschluss kaum, da betroffene Stellen sofort hochohmig werden. Neben der hohen spez. Leistung ähnelt die lange Lebensdauer von bis zu 20'000 Zyklen der Langlebigkeit von Super-Kondensatoren (SuperCap in Abbildung 11 ganz links). Auch die gute Beständigkeit bei tiefen Temperaturen überzeugt bei den LiTiO-Zellen (auch LTO- oder LTO-NMC-Zellen). Allerdings weist diese Technologie sehr hohe Kosten auf, welche sich durch den relativ komplexen Aufbau der nanostrukturierten Anode begründen, wobei auch für die Kathode immer noch aufwendige Materialien zur Anwendung kommen (z.B. NMC oder LFP).

In der Industrie stärker verbreitet und auch einiges günstiger sind LiFePO-Zellen. Sie liegen mit ihrer spez. Energie zwischen den beiden bereits erwähnten Extremen und gelten unter den Li-basierten Zellen nach LiTiO als sehr sicher. Im Vergleich zu den üblicherweise im Automobilsektor eingesetzten, hoch reaktiven Zellen, entspricht vor allem auch die höhere Lebensdauer von LFP-Zellen den Projektanforderungen.

4.2 Sicherer Betrieb von Li-Ion-Zellen

In der Vergangenheit wurden bereits einige Unfälle in Zusammenhang mit Lithium-basierten Batterien bekannt. Die einschlägigsten Schlagzeilen handelten von Rauchentwicklung und Brand einer Batterie in einer Boeing 787 Dreamliner³ im Januar 2013 oder von einem Feuer fangenden Tesla Roadster⁴ in Washington im März 2013. Bei all den Vorfällen handelte es sich um Batterien bestehend aus Lithium-Polymer-Zellen (Hersteller A123 Systems resp. GS Yuasa, Technologie, Kathodenmaterial: LiCoO₂), welche eine sehr hohe spez. Energie aufweisen, jedoch thermisch um einiges instabiler sind als beispielsweise die inzwischen ebenfalls weit verbreiteten Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LiFePO₄).

Weiter ist zu bemerken, dass Brände oder Schäden durch Batteriesysteme im Verhältnis zur im Umlauf befindlichen Menge an verschiedensten Anwendung verschwindend klein sind. Für Medien ist es populär ein trendiges Thema zu kommunizieren und negativ behaftete Meldungen scheinen den Geist der Zeit zu treffen und daher wird jeder Zwischenfall als «Katastrophe» dargestellt und daher auch bekannt.

³ Untersuchungsbericht verweist auf mechanische Fehlmanipulation beim Zusammenbau der Batterie in Kombination einer chronischen Überbelastung der Batterie [[Pressebericht Spiegel](#)].

⁴ Elektro-Sportwagen des erfolgreichen Autobauers Tesla Motors Inc. Grund dieses ersten, medial dramatisierten Ereignisses sei ein massives Metallteil, welches von aussen in die Batterie eindrang [[Pressebericht Zeit.de](#)].

Jede Batterietechnologie weist Schädigungen und Erhitzung auf, wenn diese stark belastet oder stark überladen werden, auch die Bleitechnologie. Der Unterschied zu den gängigen neuen Batterietechnologien, welche sich mit einer höheren spez. Energie von der Bleitechnologie abheben, sind vergleichsweise höhere potentielle Gefahren bei enger vorgegebenen Betriebsbereichen bezüglich Spannung und Temperatur.⁵

Abbildung 12 veranschaulicht grafisch sehr gut, welche Bereiche im Betrieb gemieden werden sollen und wo der sichere Betriebsbereich liegt. Die genauen Werte variieren je nach Technologie. Diesen Betriebsbereich gilt es unter anderem durch das BMS zu überwachen resp. zu gewährleisten.

Wird die Zelle immer im grünen Bereich, noch dazu bei moderaten Strömen, betrieben, so ist ein sicherer und vor allem langlebiger Betrieb garantiert. Oft aber erlauben es die Lastprofile nicht, immer nur mit geringen Strömen (z.B. <0.5 C) und fernab von Ober- und Unterspannungsgrenzen zu operieren.

Die Beschädigungsformen welche ausserhalb der grünen „Komfortzone“ auftreten sind so vielseitig wie deren Missbrauchsmöglichkeiten.

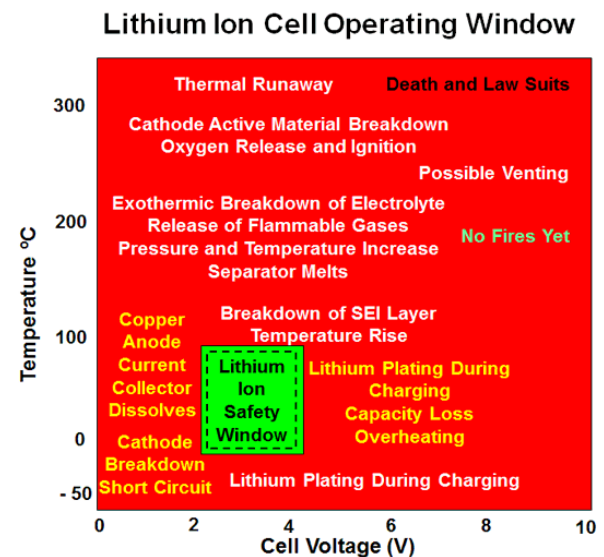


Abbildung 12: Veranschaulichung sicherer Betriebsbereich einer Li-Ion Zelle (hier z.B. LiCoO₂) [7]

Details, welche Effekte durch welche (Miss-)Handlungen verursacht werden und wie die thermische Stabilität definiert ist, wird in der Quelle [7] sehr gut beschrieben. Auf Anfrage ist eine Übersetzte und ergänzte Version zu dieser Thematik aus dem Architektur-Konzept des Batterie-Funktionsmusters bei den Autoren dieses Berichts erhältlich.

4.3 Optimaler Betriebsbereich von Li-Ion-Zellen für maximale Lebensdauer

Werden die zulässigen Betriebsbereiche nicht verlassen, so ist zwar die Betriebssicherheit garantiert, aber nicht in jedem Fall eine hohe Lebensdauer. Innerhalb der grünen Zone aus Abbildung 12 gibt es eine optimale Betriebszone, in welcher die Lebensdauer maximiert werden kann.

Diese Lebensdauermaximierungen wurden im vorliegenden Projekt ausführlich untersucht und Massnahmen wurden entwickelt und aufgenommen. Wichtig ist auch die Zelle als wertvolle Ressource zu betrachten und die Lebensdauer in Second-Life Anwendungen nach Möglichkeit zu verlängern. Somit gibt es einerseits die Möglichkeit via Technologie und Umgang mit der Technologie die Lebensdauer zu verlängern aber andererseits auch via optimalen Design eine Second-Life Anwendung zu ermöglichen.

Nachfolgen einige sehr allgemeingültige Ansätze zur Erhöhung der Lebensdauer bei Li-Ion-Zellen.

⁵ Ganz ungefährlich war auch die Blei-Batterien nicht (Verpuffung von Knallgas beim Laden, Entweichen von Säuredämpfen).

4.3.1 Möglichst kleines Spannungsfenster

Die Alterungsprozesse auf Grund unerwünschter Diffusion oder Zersetzungen schreiten mit zunehmender Klemmspannungen schneller voran. Darum lässt sich die kalendarische Lebensdauer von Batteriezellen im Allgemeinen stark erhöhen, wenn die Klemmspannung zeitlich nicht andauernd auf dem maximalen Spannungsniveau liegt. Eine Ladeerhaltung ist bei Li-Ion-Zellen mit ihrer sehr geringen Selbstentladung ohnehin nicht notwendig. Eine Ladeabschaltung nach Erreichen des gewünschten Ladezustandes ist darum sinnvoll und anzustreben.

Nach unten in der Spannungsskala stellen sich ähnliche Probleme, wie bereits auch schon im vorhergehenden Abschnitt erläutert wurde. Darum ist es sinnvoll, Spannungsuntergrenzen für die Batterieabschaltung, falls anwendungsspezifisch zulässig, möglichst hoch zu setzen.

Das nebenstehende Diagramm verdeutlicht mit beispielhaften Werten, dass sich die Spannung im Idealfall die meiste Zeit der Lebensdauer im Ruhebereich befinden sollte und nur für die Ladung oberhalb von 3.3 V, resp. bei den Entladephasen unterhalb von 3.2 V verbleibt. Die Zahlenwerte sind als grobe Richtwerte zu verstehen, welche zusammen mit dem gegebenen Lastprofil tatsächlich realistisch sind.

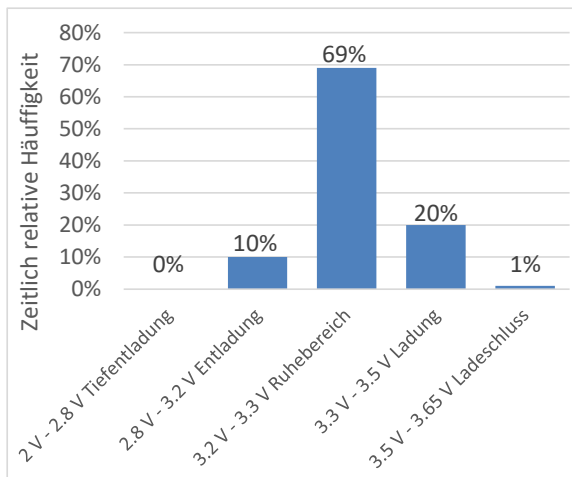


Abbildung 13: Beispielhafte Werte zur Häufigkeit der Spannungsbereiche (angelehnt an das SBB-Lastprofil).

4.3.2 Möglichst moderate Ströme

Wie mit den Spannungen verhält es sich auch mit den Strömen. Je höher die Strombelastung, desto grösser der Stress auf die Materialien in der Zelle, unter anderem auch auf Grund der Erwärmung der Zelle.

Der Ausdruck „moderate Ströme“ kann für die vorgesehene Anwendung z.B. Laderaten von unter 0.2 C und Entladeraten von unter 0.5 C bedeuten. Oft kann der Entladestrom aber nicht beeinflusst werden, denn er ist von der Anwendung abhängig.

Das Ladeverfahren allerdings kann oftmals den Bedürfnissen der Anwendung angepasst werden, ohne dass für die Benutzung der Batterie ein Nachteil entsteht.

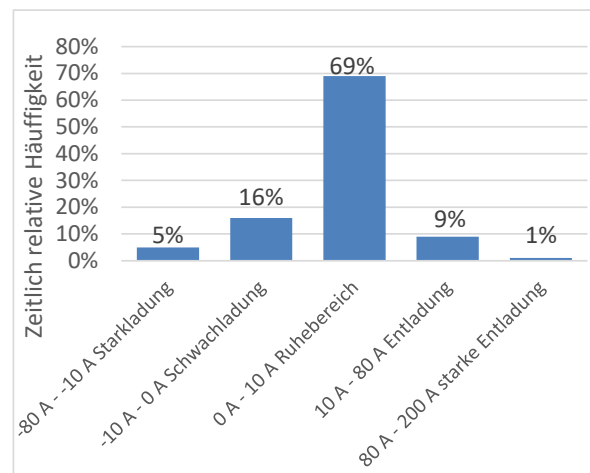


Abbildung 14: Beispielhafte Häufigkeit des Stromes über die Batteriebensdauer

Eine langsame Ladung resp. Schwachladung ist meistens sinnvoll und sollte wenn möglich angewendet werden. Insbesondere bei tiefen Temperaturen sollte eine langsame Ladung (<0.1 C) erzwungen oder die Ladung je nach Technologie sogar unterbunden werden.

Auch in Abbildung 14 sind die Werte als realitätsnahe Beispiele zu verstehen.

4.3.1 Temperatur im Bereich der „humanen Komfortzone“

Im Temperaturbereich zwischen 20°C und 30°C sind die verschiedenen Alterungserscheinungen beim Gebrauch der Zellen am geringsten. Bei der Ladung der Zellen ist dies dann noch ausgeprägter.

Bei tiefen Temperaturen neigt die Zelle allmählich zu Lithium Plating an Graphit-Anoden während den Ladevorgängen, bei hohen Temperaturen beschleunigt sich der spontane chemische Zerfall der Elektroden. Darum ist ein thermisches Management, welches stark beanspruchte Zellen kühlt, oder im Winter der Kälte ausgesetzte Zellen insbesondere während dem Ladevorgang heizt, anwendungsspezifisch sehr sinnvoll.

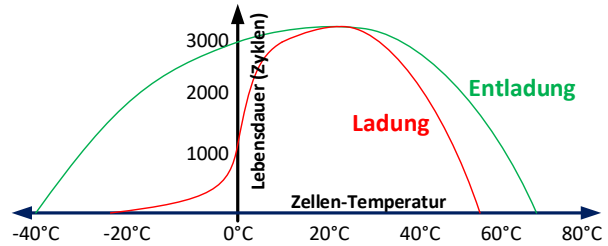


Abbildung 15: Beispielhafte Abhängigkeit der Lade- und Entladetemperatur auf die Zyklen Lebensdauer der Zellen.

Nebenstehende Grafik veranschaulicht eindrücklich, wie stark der Temperatureinfluss sein kann, selbst wenn der Strom sich stark verändert. In diesem Fall wurde die Lebensdauer bei einer Änderung von + 20 K **fast halbiert**.

Es sei erwähnt, dass bei NICHT oder schwach temperierten Batteriesystemen (also z.B. keine aktive Kühlung), ein höherer Strom auch zu einer höheren Zelltemperatur führt und darum die Alterung Strombedingt beschleunigt werden kann. Dabei ist auch die Form und Ausdehnung der Zelle entscheidend, wie gut deren Wärme nach aussen abgeführt werden kann.

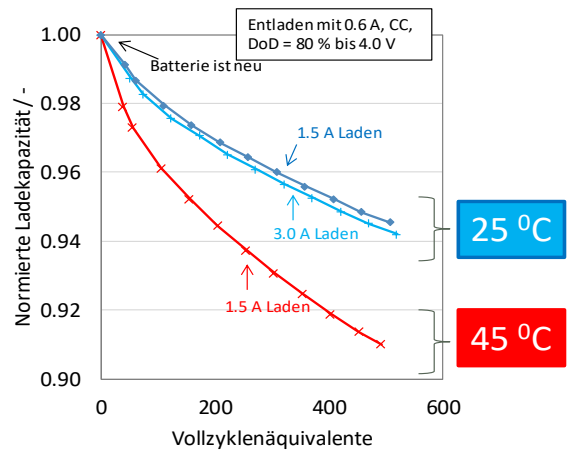


Abbildung 16: Temperaturabhängigkeit [ESReC]

Einzig für die Lagerung sind tiefere Temperaturen um 10°C – 15 °C anzustreben, Diffusionseffekte mit kalendarisch zunehmender Signifikanz zu verringern.

4.3.2 Eingegrenzter Bereich des Ladezustandes

Eine weitere Möglichkeit zur Maximierung der Lebensdauer ist die Eingrenzung des Ladezustandes (der Bereich des Ladezustandes ist nicht zwingend mit dem Spannungsbereich gekoppelt).

Die Ladezustandsbereiche haben einen erheblichen Einfluss auf die elektrochemischen und elektrischen Eigenschaften der Zellen. Gerade im Grenzbereich (ganz voll, ganz leer) können vermehrt Inhomogenitäten des Ladungstransfers auf der Elektrodenoberfläche auftreten, was zu lokalem Stress führen kann. Dem ist einerseits durch tiefere Ladeschlussspannung entgegenzuwirken, aber auch einfach mit der Unterbindung der ständigen Vollladung.

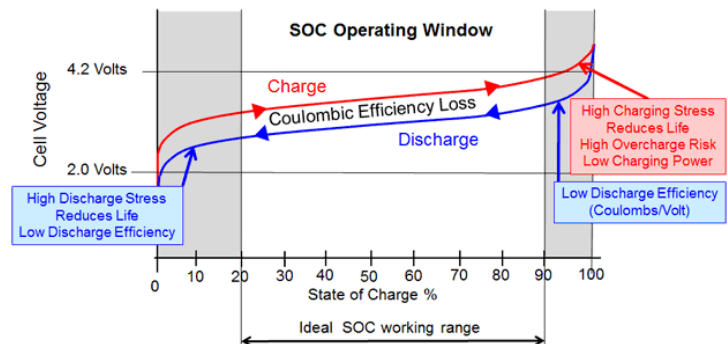


Abbildung 17: Spannungsverlauf in Abhängigkeit des Ladezustands. (hier z.B. für LiCoO₂-Zellen)[7]



Das Diagramm lässt sich auch auf LiFePO_4 -Zellen übertragen, wobei der Spannungsverlauf von ca. 2 V bis ca. 3.65 V eine geringere Steigung aufweist. In Abbildung 17 aus Quelle [7] müsste an Stelle der „Coulombic Efficiency Loss“ (Ladungs-Effizienz-Verluste) von „Voltage Efficiency Losses“ (Spannungsbezogene Energieverluste) die Rede sein. Die Ladungsverluste sind bei Li-Ionen Batterien im Gegensatz zu Blei-Batterien (Peukert) sehr gering und hängen nicht mit der Spannung zusammen.

Für das SBB-spezifische Lastprofil kann ein Betriebsbereich zwischen 60 – 80% SoC realisiert werden. Mit dieser Massnahme wird zudem die Zyklen-Effizienz erhöht, wie vorab erläutert. Höchstens in den kalten Wintermonaten, wenn die Batteriekapazität auf Grund der niederen Temperatur sinkt, müsste die Batterie auf nahezu 100% SoC geladen werden, um die nötige geforderte Energie bereitstellen zu können.

Nachfolgende Darstellung in Abbildung 18 zeigt anhand einer LCO-Zelle von Samsung, wie sich die Vollzyklen-Äquivalente bei verringern des Betriebsfensters erhöht. Der Effekt ist bei der Verringerung des Ausgangs-Ladezustandes sehr deutlich, aber auch die Entladetiefe (DoD) ist einflussreich. Letztlich hängt der Effekt stark vom Lastprofil ab.

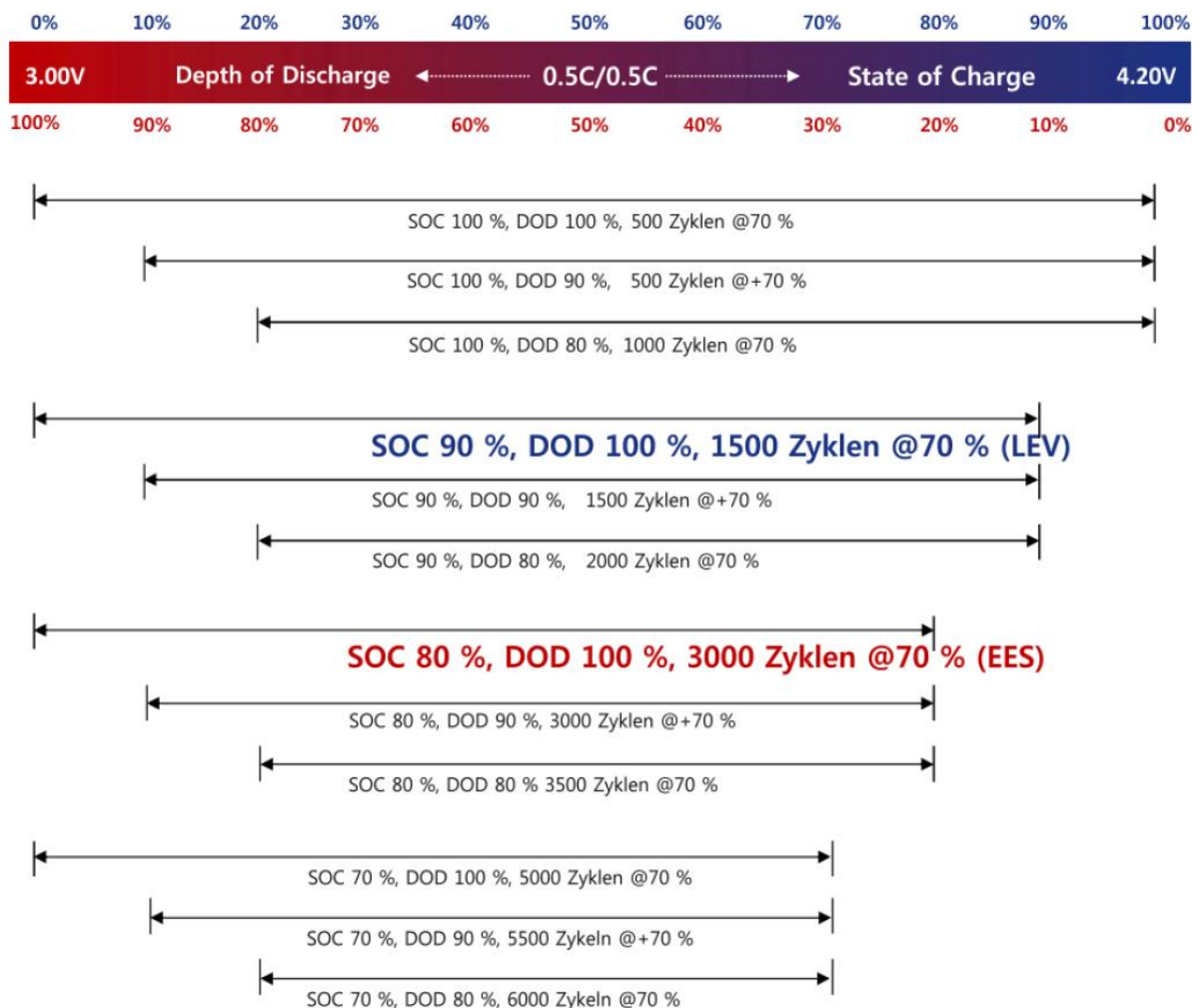


Abbildung 18: Abhängigkeit der Vollzyklen-Äquivalente bezogen auf den SoC-Bereich [Samsung-SDI, ICR18650]

4.4 Verlauf der Alterung und End of Life-Definition

Die Alterung von Batterien und Zellen kennt zwei grundsätzliche Treiber; die Zyklieralterung und die kalendarische Alterung. Beide Funktionen äussern sich unter anderem durch ein Kapazitäts-Fading, also die allmähliche Verringerung der Batteriekapazität mit zunehmendem Alter oder mit zunehmender Zyklenzahl.

Das Kapazitäts-Fading zieht bei gleichbleibendem Lastprofil eine zunehmend höhere Belastung der noch aktiven Elektroden-Oberfläche nach sich, was wiederum den Alterungsprozess beschleunigt. Sich erhöhende Innenwiderstände führen zudem zu mehr Eigenerwärmung unter Belastung, was den Alterungsprozess zunehmend beschleunigt.

Die Lebensdauer gilt deshalb oft bei unterschreiten von 70% oder gar 80% der Nennkapazität als beendet (oft mit unterschiedlichen Messmethoden, z.B. 10h-Entladung bei VRLA oder 3h-Entladung bei Li-Ion, bei Bezug zu Kapazität oder Energie).

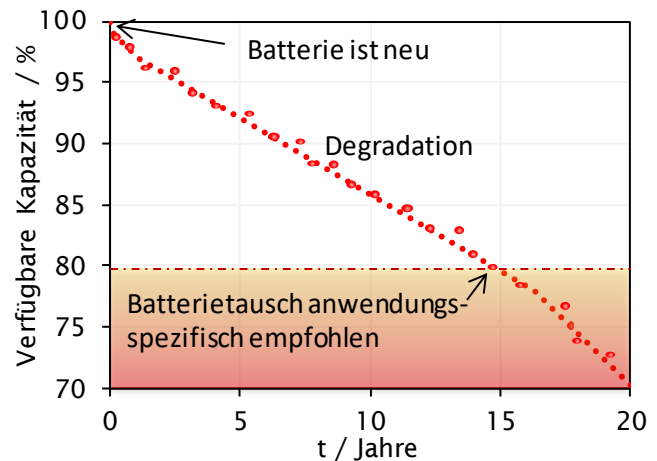


Abbildung 19: Rückgang der Batteriekapazität über Zyklenzahl und kalendarischer Alterung

Künftig wird eine solche «magische» Grenze nicht mehr festgelegt. Der Lieferant definiert wie hoch die Lebensdauer der Batterie ist. Damit liegt auch die Auslegung z.B. bezüglich der Ausgangskapazität in der Verantwortung des Lieferanten, so dass er die Mindestanforderungen bis zum Ende der Lebensdauer erfüllen kann. Dazu muss er natürlich wissen wie die Batterie eingesetzt und belastet wird.

5. Konzept – Anlagenbeschreibung

In diesem Kapitel geben wir in einigen Detaillierungen wieder, wie das Funktionsmuster aufgebaut ist und welche Verbesserungen aufgenommen wurden. Ein Teil handelt sich um klassische Auslegungsfragen während andere Abschnitte anwendungsspezifische Module des Batteriefunktionsmusters hervorheben. Das erarbeitete Wissen und die Erfahrungen wurden bereits zu grossen Teilen in die Ausschreibung und andere im Zuge von diesem Projekt angelaufenen Projekten zum Thema Li-Ion-Bordnetzbatterie weitergegeben.

Die Funktionskonzepte werden in diesem Bericht sehr vollständig wiedergegeben. In voller Detailtiefe und noch näher am Ergebnis, ist die referenzierte technische Detailausarbeitung [9] sehr aufschlussreich. Sie behandelt vor allem Theorie und Auslegungsfragen rund um die Batterie-Elektronik und die implementierten Überwachungs- und Sicherheitsfunktionen.

5.1 Architektur und Umfeld des neuen Batteriesystems

Grundsätzlich soll die neue Batterie leichter, effizienter und langlebiger sein, während die auf das Jahr abgerechneten Investitions- und Betriebskosten bestenfalls geringer werden (tiefe life cycle cost LCC).

Zu Beginn des Projekts war die Erneuerung des Batteriepakets als direkter Ersatz für die bestehende 18V-Batterie angedacht. Mit der eingehenden Analyse und Abgrenzung der Eingriffsmöglichkeiten am bestehenden System während der Erstellung des Pflichtenheftes für das Funktionsmuster stand dann aber der Ersatz zweier alter 18V- durch eine neue 36V-Batterie als sinnvollste Lösung im Raum.

5.1.1 System-Aussenansicht

Die Anforderungen an die neue Batterie sind sehr vielfältig. Schutz und Diagnosefähigkeit der Batterie ziehen die Anwendung elementarer Überwachungs- und Steuerungskomponenten nach sich. Trotzdem soll die Batterie in der Handhabung z.B. Unterhalt so einfach verstanden und eingesetzt werden können wie die bisherigen Blei-Batterien. Am Umsystem kann nichts angepasst werden.

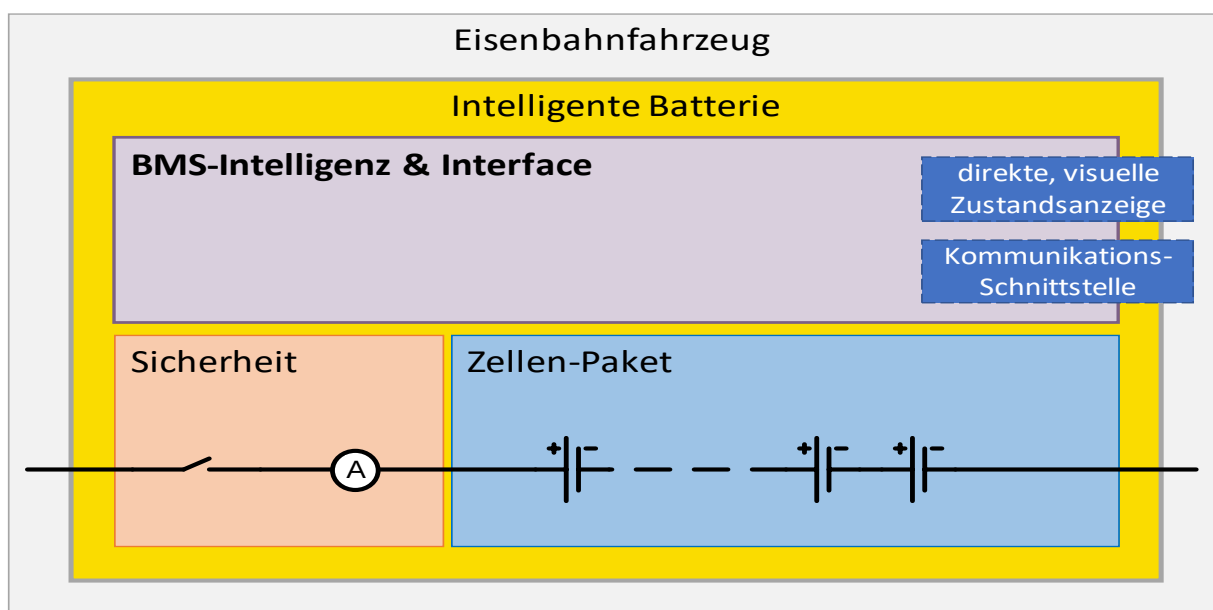


Abbildung 20: Vereinfachtes Blockbild der Batterie. So soll es von den Mitarbeitern im Unterhalt gesehen werden.

Konkret heisst das, dass die Batterie als geschlossenes System gesehen wird, wie Abbildung 20 zeigt. Lediglich die Stromanschlüsse (ein normierter und robuster Steckverbinder) sowie allenfalls eine Kommunikationsschnittstelle (in Funktionsmuster auf Aussenseite noch nicht vorgesehen) oder ein einfacher Zustandsindikator (LED oder Display) sollen das äussere Erscheinungsbild prägen.

5.1.2 System-Module und Prinzipschaltbild

Bisher wurden bei SBB-Batterien keine Vorkehrungen für eine Einzel-Zellüberwachung der VRLA-Zellen getroffen. Für neuartige Batteriesysteme mit sensiblerer Zellchemie ist eine Überwachung und Regulierung der einzelnen Zellen meist unumgänglich und Stand der Technik. Zudem können mit der Elektronik auf dem Batteriesystem weitere Anforderungen erfüllt werden, wie z.B. Lebensdauerüberwachung und -prognose, Temperaturmanagement oder eine Zustandsübermittlung nach aussen.

Das Batterie-Management-System (BMS) dient in erster Linie der Überwachung der Batterie und kann Schutzfunktionen ausführen. Eine weitere Grundfunktion besteht im Ausgleich von Zell-Kapazitäten (Balancing), was ebenfalls der Sicherheit und der Maximierung der Zellen-Lebensdauer dient. Dazu kommt das „Fuel Gauging“, also das Messen resp. Verfolgen des Ladezustandes SoC.

Zusätzliche, anwendungsspezifische Aufgaben eines BMS können die Überwachung und Steuerung allfälliger Komponenten wie Schalter oder Temperaturmanagement (Heizung / Kühlung) sowie die Kommunikation sein.



Für die Hardware des Funktionsmuster-BMS der SBB wurden folgende Module vorgesehen:

- Überwachung und Schutz
 - Schaltelement z.B. zum Trennen bei Überladung oder bei andauernder Überlastung
 - Ggf. Schmelzsicherungen, aber bisher für Bordnetzbatterie nicht vorgesehen)
- Monitoring und Balancing auf Zellenebene
 - Messung aller Zellenspannungen
 - Messung aller Zell-Temperaturen
 - Passives Balancing der Zellen
- Fuel Gauging (Verfolgen des Ladezustands)
 - Strom und damit Kapazitätsmessung im Hauptstrompfad (coulomb counter)
 - Spannungsmessung an Batteriepaket für Energiemessung und OCV⁶- SoC-Korrektur
- Zusatzfunktionen
 - Zellen-Heizung
 - Langsam-Ladegerät (DC-DC-Wandler «SoftCharge-Module»)
 - Spezieller Schalter für An- und Abkopplung an das Bordnetz
 - Internes Diagnosesystem aller Module
- Kommunikation nach Aussen
 - Einfache Diagnose-LED (RGB mit Blinkcode)
 - Schnittstelle für optionales Display
 - CAN Schnittstelle (für BMS-Tester)
 - UART / RS232-Schnittstelle (für Testing und Batterie-Fernsteuerung)
 - Später für Ausschreibung gefordert: LoRa-WAN-Funkmodul (2018 getestet)

⁶ OCV = Open Circuit Voltage = Leerlaufspannung

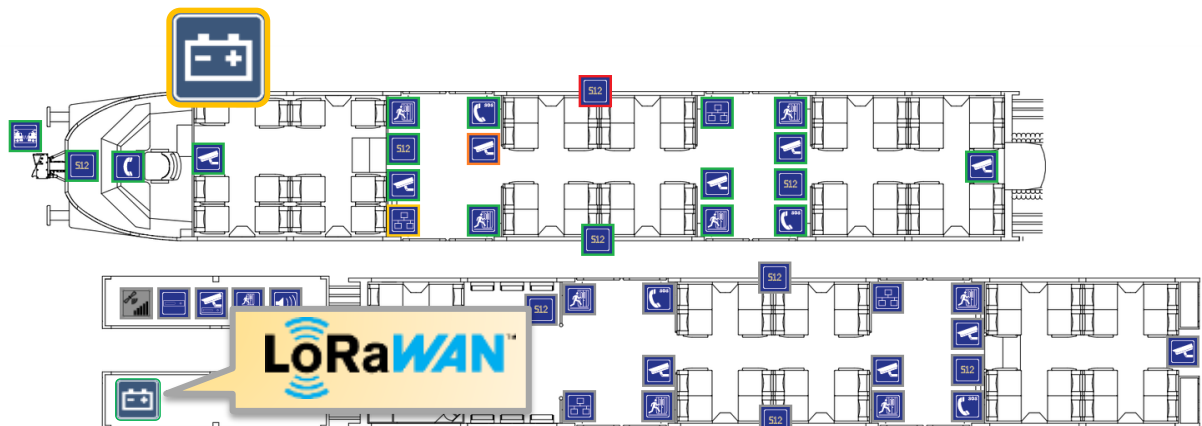


Abbildung 21: Beispielhafte Illustration; Einbindung der Batterie in Monitoring-System an einem GTW

NB: SBB ging im Jahr 2018 mit Post AG und Swisscom eine Allianz ein, um das schweizerische LoRaWAN-Netzwerk aufzubauen. Damit ist die Langzeitverfügbarkeit in eigener Verantwortung gesichert.

Die Verfügbarkeit der Batterie sowie das sicherstellen der Bordnetzversorgung z.B., wenn Teile oder das komplette BMS ausfällt, hatte bereits in der Designphase des Muster-Systems hohe Priorität. Darum wurde auch ein Fail-Safe-Mode auf Hardware-Ebene implementiert, so dass die Batterie selbst ohne die diversen Features in reduziertem Funktionsumfang weiterfunktioniert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Funktionsbausteine des Batteriesystems, welche schliesslich auf unterschiedlichen Schaltplatinen untergebracht wurden. Die Kommunikation unter den Modulen geschieht mittels Daten-Bus und einigen I/O's direkt ab dem Mikrokontroller.

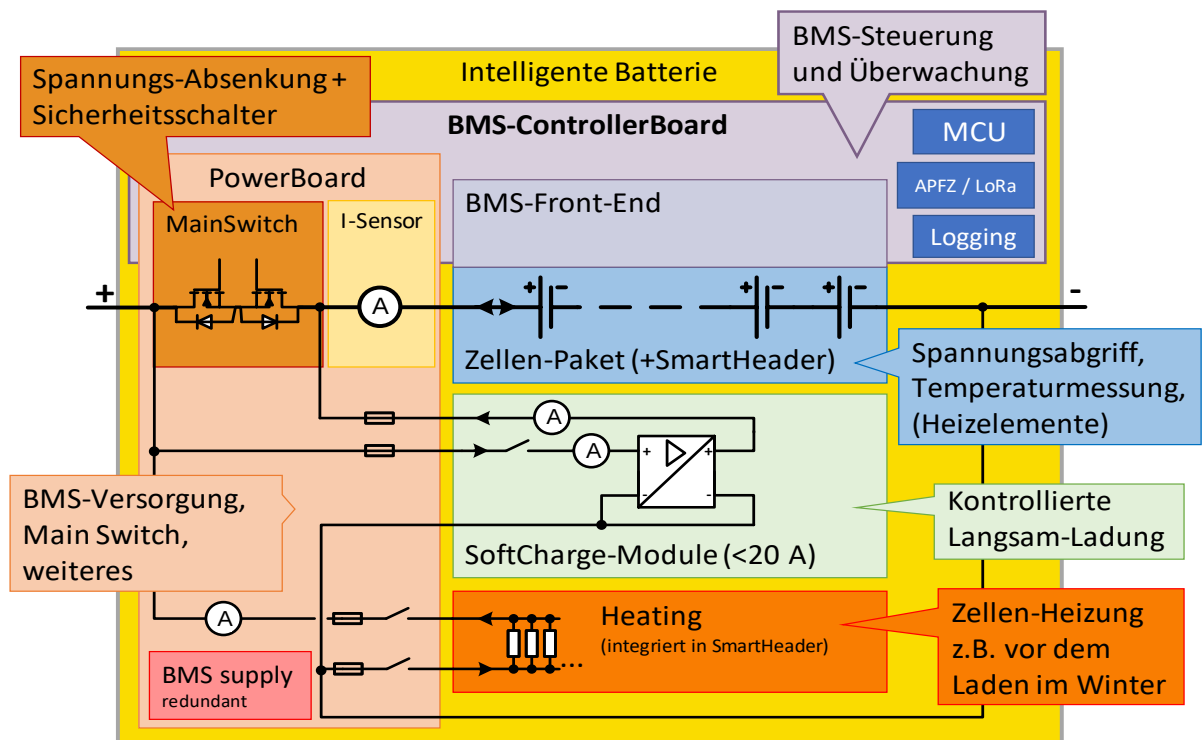


Abbildung 22: Der modulare Aufbau widerspiegelt die System-Module des Batterie-Funktionsmusters

Einige Details wie Funktionsweise oder Auslegung der einzelnen Module und Funktionsblöcke werden in den nächsten Abschnitten illustriert. Auslegungsberechnungen und Elektronschemata sind weiterhin der technischen Detailausarbeitung [9] zu entnehmen.

5.1.3 Integration in den Eisenbahnfahrzeugen

Der Batteriekasten, in welchem die Batterien eingeschoben werden, befindet sich entweder im Unterflurbereich (bei den meisten 1-stöckigen Reisewagen und Lokomotiven), im Fahrzeugkasten oder auf dem Dach (z.B. bei doppelstöckigen Fahrzeugen). Es befindet sich jeweils ein 36 V-Batteriestrang in einem Batteriekasten. Nachfolgend zwei Beispiele:



Abbildung 23: Batteriekasten IC 2000



Abbildung 24: Batteriekasten FLIRT Triebkopf

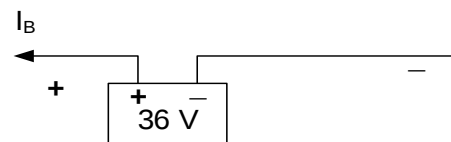
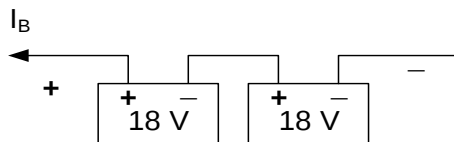
Die bisherige Blei-Batterie bestand auf Grund der Platzverhältnisse und der benötigten Kapazität aus zwei einzelnen Trögen mit je 9 Zellen. Für die neue Batterie ist diese Aufteilung auf zwei Tröge nicht mehr notwendig und ein 36 V-Batteriestrang kann mit nur einem einzigen Trog realisiert werden.



Abbildung 25: bisherige Anordnung identischer Batterien in Reihe (Einbauort HVZ resp. DPZ-D)



Abbildung 26: Anordnung als einzelne, in sich intelligente Batterie für die erforderliche Spannung



Wie bereits eingangs erwähnt, soll das künftige Batteriesystem, also ein Strang à 36 V, aus einem statt wie bisher aus zwei Trögen bestehen.

Die Komplexität des Batterie Management Systems BMS sowie der Verkabelungsaufwand lässt sich mit der Einzeltrog-Lösung reduzieren. Zudem reduziert sich auch das Gewicht durch Wegfall eines Troges nochmals deutlich (Originaltrog 32 kg, spezifischer Behälter aus Aluminium wäre ca. 5 bis 10 kg). Weitere Vorteile sind Reduktion nötiger Lagerbestände sowie, dass nur noch ein Trog anstatt zwei bei einem Systemtausch getauscht, wegtransportiert, entsorgt etc. müssen.



5.2 Auslegung und Zellenwahl des Funktionsmusters

Die Auslegung der Batterie ist eine klassische Systemdesignaufgabe, in der alle Freiheitsgrade sowie die Restriktionen entsprechend berücksichtigt werden müssen. Es stellt sich unter anderem die Frage nach der Technologie, Anzahl Zellen und deren Verschaltung zur Erreichung des Optimums.

Dieser Abschnitt erläutert, anhand welchen Gesichtspunkten und auf welchen Grundlagen basierend das Funktionsmuster ausgelegt wurde. Es sei nochmals unterstrichen, dass die Anforderungen ganz unterschiedliche Lösungen zulassen, und dass mit dem Funktionsmuster vorerst gezeigt wurde, dass die Anforderungen rein technisch so erfüllt werden können. Es sei aber auch erwähnt, dass Langzeiterfahrungen fehlen, und dass bezüglich Brandschutz und maximierter Verfügbarkeit noch Potential vorhanden ist. Genau so auch in Bezug auf weitere Industrialisierungs-Punkte, welche im Rahmen der Machbarkeitsstudie noch nicht umgesetzt werden konnten.

Nichtsdestotrotz war es das Ziel ein „Wunschkonzert“ zu realisieren und einerseits zu zeigen was möglich wäre aber andererseits auch die entsprechenden Erfahrungen zu sammeln.

5.2.1 Die anwendungsspezifisch geeignete und ausgewählte Zellentechnologie: LiFePO_4

Alle vorab im Abschnitt 4.1 aufgeführten Li-Ion-Zellentechnologien sind inzwischen etabliert und bei korrekter Nutzung und angebrachten Sicherheitsmassnahmen grundsätzlich sicher und für die Zielanwendung einsetzbar. Während der Sensibilisierung bei SBB für die Einführung einer komplett neuen Speichertechnologie neben den bisherigen Blei-Batterien, war das Argument einer möglichst hohen Eigensicherheit auf Zellen-Ebene aber bestechend. Besonders zur einfacheren Klärung von Zulassungsfragen hilft eine bezüglich Sicherheitsaspekten überdurchschnittliche Zelle zusätzlich.

Die gut verbreitete, robuste und sichere Technologie der Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LFP / LiFePO_4) liegt daher für die Anwendung auf der Hand, während auch die wirtschaftlichen Aspekte stimmen. Zudem werden LiFePO_4 -Zellen am ehesten den Anforderungen bezüglich tiefen Temperaturen und hoher Lebensdauer gerecht, wie später in diesem Bericht noch beleuchtet wird.

Noch «sicherer» wären Batteriezellen auf Lithium-Titanat-Oxid-Basis (LTO). Eine Einzeltrog-Unterbringung (erläutert in 5.1.2) wäre mit den hoch sicheren LiTiO -Zellen gemäss durchgeführten Berechnungen nicht realisierbar. Die spez. Energie der im Detail betrachteten Zelle ist zu gering um dieses Ziel zu erreichen [6]. Zudem ist der hohe Preis dieser Technologie trotz der voraussichtlich noch besseren Lebensdauer nicht mit den Wirtschaftlichkeitsanforderungen des Produkts vereinbar.

5.2.2 Spannungsbereich – Bestimmung des Serienverbundes

Mit einer alternativen Batterietechnologie und folglich abweichender Zellspannung ist die VRLA-übliche Spannungskennlinie nicht mehr genau nachzubilden. Die meisten anderen Zell-Technologien besitzen zudem eine abweichende und oft viel geringere Temperaturabhängigkeit der Zellspannung.

Die vorwiegend temperaturabhängige Ladespannungskennlinie des Batterieladegerätes welches gleichzeitig das Bordnetz speist, kann bei den meisten Systemen nicht ohne grösseren Aufwand angepasst werden und bleibt bestehen.

Auch die vom Leitsystem vorgegebenen Spannungsschwellen zur Abschaltung von Verbrauchern bei sinkender Batteriespannung sind gegeben und müssen ihre Wirkung auch bei Anwendung eines neuen Batteriesystems aufrechterhalten. Daher muss der Zellenverbund passend gewählt und die elektrische Anbindung an das DC-Bordnetz entsprechend der Zellen-Technologiewahl überdacht werden.

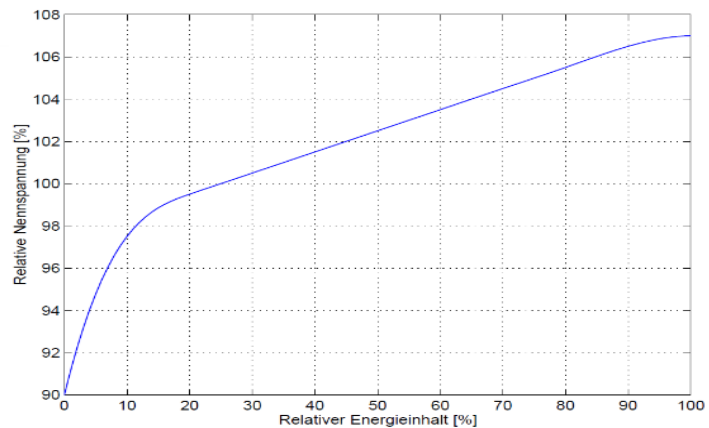


Abbildung 27: Ruhespannung in Abhängigkeit des Energieinhaltes von VRLA-Zellen bei Raumtemperatur

5.2.2.a Vorgaben betreffend Ladespannung aus dem offiziellen Anforderungskatalog der Beschaffungsunterlagen

Das Ladeverhalten ist durch die Batterieladegeräte/-einheiten im Fahrzeug gegeben. Dies führt zu einer spezifischen, auf VRLA Batterien zugeschnittenen temperaturabhängigen Ladekennlinie, wobei auch Fahrzeuge mit einer Fixspannung um 42 V verkehren.

- Der Spannungsbereich, in dem die Batterie sicher geladen werden muss beträgt folglich 39 V - 44 V.
- Die Ladestrombegrenzung ist durch die Ladeeinrichtung am Fahrzeug in den meisten Fällen auf 60 A eingestellt, es ist aber mit Ladeströmen von dauerhaft bis zu 120 A zu rechnen.
- Ein Aufladen der Batterie muss im Temperaturbereich -20°C bis 45°C möglich sein (ggf. unter Anwendung einer integrierten Heizung oder/und DC-DC-Wandler).
- Die Batterie muss selbst nach vollständiger Entladung innerhalb von fünf Stunden ab Speisungszeitpunkt wieder auf den Ladezustand geladen sein, um die Mindestanforderungen bezüglich Mindest-Energiemenge zu erfüllen (inkl. allfälliges Aufheizen).

5.2.2.b Vorgaben betreffend Spannungslage bei Entladung aus dem Anforderungskatalog:

Das Leitsystem der Bahnfahrzeuge reagiert auf die Spannungslage der Batterie und schaltet Bordnetz-Verbraucher bei unterschreiten von vorgegebenen Spannungsschwellen schrittweise ab (Lastabwurf). Darum wurden für die Testbedingung 40 A-Entladestrom, im Temperaturbereich 0°C bis 30°C, folgende Mindestspannungen festgelegt (Siehe auch rote Linie in Abbildung 28).

- 95% U_{nenn} (34.2 V) bis 50% der geforderten Energiemenge entladen sind
- 90% U_{nenn} (32.4 V) bis 80% der geforderten Energiemenge entladen sind
- 85% U_{nenn} (30.6 V) bis 90% der geforderten Energiemenge entladen sind
- 70% U_{nenn} (25.2 V) bis 100% der geforderten Energiemenge entladen sind.

U_{nenn} entspricht dabei der Nennspannung des Bordnetzes (36 V).

Diese Anforderung stellt sicher, dass in den regulären Betriebsfällen kein durch zu tiefe Spannung bedingter Lastabwurf durch das Bordnetz erfolgt und Gerätschaften somit während der vorgesehenen Mindestlaufzeit ab Wegfall der Netzspeisung betrieben werden können.

Es wurden auch Maximal-Spannungsgrenzen, bezogen auf die verfügbare Restenergiemenge, als «SOLL-Vorgabe» festgelegt (blaue Linie in Abbildung 28). Dadurch kann sich das Leitsystem quasi auf das «zur Neige gehen der Batteriekapazität» einstellen, sofern die Bordnetzspannung in Funktion der noch verbleibenden Energiereserve absinkt.

Die Anforderungen zur Spannungslage wurden so gestellt, dass sie mit verschiedenen Zellentypen und Zellenkonfigurationen umgesetzt werden können. Nachfolgende Abbildung 28 zeigt eine beispielhafte Spannungskurve einer Batterie unter Last, wobei diese Batterie gemäss Darstellung 110% der geforderten Mindestkapazität aufweist. Die in Rot eingezeichnete Mindestspannungsvorgaben richten sich links aus, also an der bezogenen Energie. Die Blau eingezeichneten Maximal-Spannungsvorgabe richtet sich rechts aus, also an der noch zu Verfügung stehenden Energie.

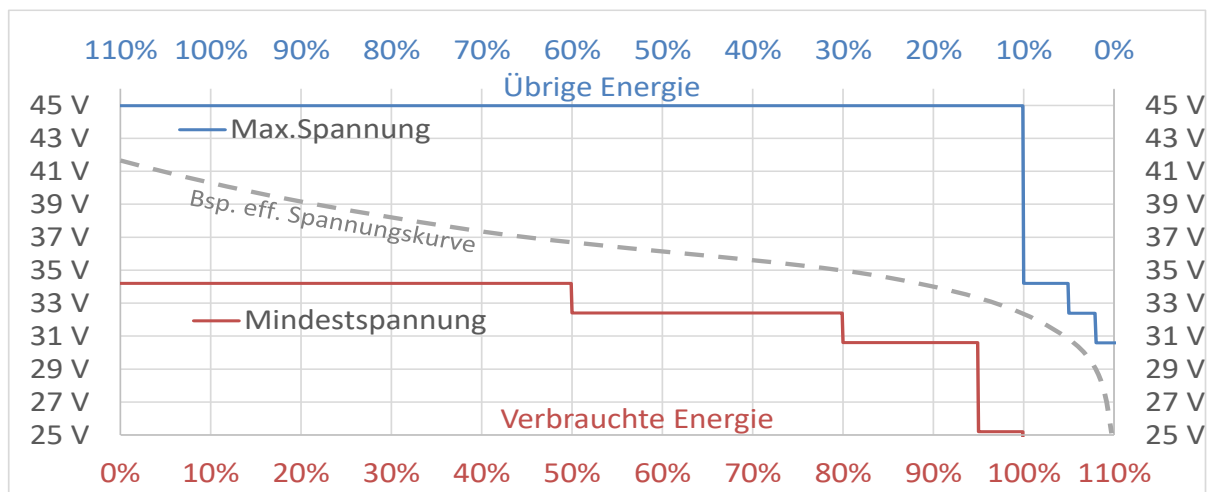


Abbildung 28: Geforderte Spannungsgrenzen zur Einhaltung der Bordnetz-Abschaltkriterien mit Beispiel.

5.2.2.c Wahl und Darstellung geeigneter Zellverbunde

Elektrisch sinnvolle Verbindungsmöglichkeiten sind folgende:

- Batterie-Paket-Spannung passt genau zur teils temperaturkompensierten BLG-Spannung ausgeschlossen für Li-Ion (nur für 18 VRLA-Zellen der Fall)
- Leicht erhöhte Paket-Spannung
Entladung direkt, Ladung direkt CC/CV und über Aufwärtswandler in der End-Ladephase
- Leicht tiefere Paket-Spannung
Entladung direkt, Ladung direkt CC und über Abwärtswandler CC/CV in der End-Ladephase

Eine **stark** abweichende Paketspannung wird als nicht sinnvoll erachtet, wobei es notwendig würde, einen bidirektionalen DC-DC-Wandler mit hoher Stromfestigkeit zwischen Batterie und Bordnetz zu schalten. Dies schiene aus Sicht Zuverlässigkeit, System-Effizienz und Kosten eher suboptimal.

Auf Grund der relevanten Spannungsschwellen wurde mit verschiedenen gängigen Batterie-Typen ein Zellenverbund und dessen Spannungsbereich verglichen.



Schwelle	Erläuterung	Bez. in Diagramm
45 V	Maximal zulässige Spannung für die Verbraucher / Lasten (125% U_{Nenn})	
43.38 V	Maximale Lade-Endspannung bei tiefen Temperaturen	$U_{Ch} < -20^{\circ}C$
41.5	Statisch eingestellte Konstantspannung bei BLG ohne Temperaturkompensation	$U_{Ch} CV$
38.7 V	Minimale Ladeendspannung bei hohen Temperaturen, Starkladung	$U_{Ch} > 60^{\circ}C$
34.2 V	$0.95 \times U_{Nenn}$, Spannungsschwelle für 1. Lastabwurf nach 0 – 10 Min. (u.A. Umschalten von Vollbeleuchtung zu Halb- oder Notbeleuchtung)	1. Lastabwurf
32.4 V	$0.90 \times U_{Nenn}$, Spannungsschwelle für 2. Lastabwurf nach 11 – 30 Min. (u.A. Umschalten auf Notbeleuchtung)	2. Lastabwurf
30.6 V	$0.85 \times U_{Nenn}$, Spannungsschwelle für 3. Lastabwurf nach 31 – 300 Min. (ausschalten der meisten Verbraucher)	3. Lastabwurf
25 V	Minimal zulässige Spannung für garantierte Funktion der Lasten (70% U_{Nenn})	

Tabelle 4: Für die Auslegung relevante Spannungsschwellen der Batterieladung und der Lastabwurfkriterien

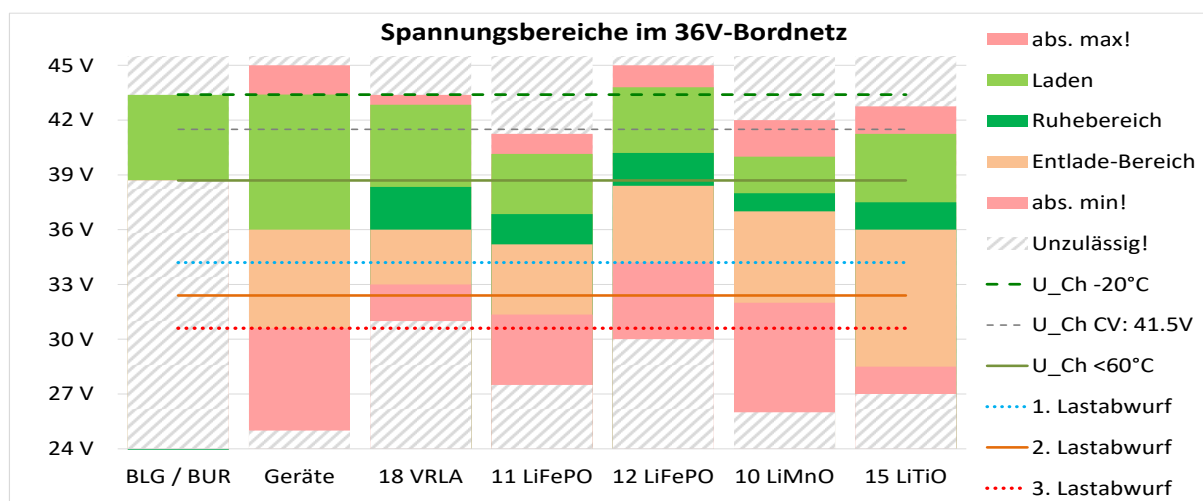


Abbildung 29: Für das 36V-Bordnetz relevante Spannungsbereiche und Schwellen, grafisch gegenübergestellt.

Obige Abbildung verdeutlicht die genannten Spannungsschwellen in Form von Linien. Hinterlegt zeigen die beiden linken Säulen die Spannungsbereiche des Ladegeräts (BUR / BLG) und der Verbraucher, welche bei sinkender Spannung schrittweise abgeschaltet werden (Lastabwurf). Die anderen Säulen rechts zeigen die Bereiche der zulässigen Batteriespannung je nach Konfiguration (Zellentechnologie und Reihenschaltung). Dabei gilt z.B. der hellgrüne Bereich als Spannungsbereich während der Ladung, während sich die Spannung im Leerlauf der Batterie im grünen Bereich bewegt. Der rote Bereich ist für die «Gesundheit» der Batteriezellen immer noch zulässig, aber sollte nach Möglichkeit gemieden werden.

Für das Funktionsmuster sollen elf oder zwölf LiFePo-Zellen in Reihe eingesetzt werden. Je eine gut passende Variante mit LMO und LTO-Zellen wurde zum Vergleich ebenfalls in der Grafik dargestellt. Es wird ersichtlich, dass ein Verbund aus 12 LFP-Zellen in Reihe bei Anliegen der minimalen Ladespannung u.U. nicht mehr direkt geladen werden kann, andererseits ist die Bordnetzspannung bei Anwendung eines 11-Zellen Verbundes im Fall der maximalen Spannung eher zu hoch für eine Direktverbindung zwischen der Batterie und dem Bordnetz.



Für das Funktionsmuster wurde festgelegt, ein Zellenpaket bestehend aus 11 Zellen zu erstellen:

- Es ist auch bei warmen Temperaturen möglich (Ladespannung sinkt dann gegen 39.5 V), das Batteriepaket ohne Aufwärtsregler sicher zu laden. Die Ladespannung liegt trotz Temperaturkompensation in jedem Fall über der notwendigen Ladespannung der Batterie.
- Die Batterie kann somit bis zu ihrer Maximalspannung mit dem Konstantstrom ab Bordnetz geladen werden (60 A, CC-Modus nach SBB-Spezifikation).
- Für die Endlade-Phase, sobald die Spannung das für die Zellen zulässige Maximum erreicht hat, ist ein Abwärtswandler notwendig, welcher die Batterie mit geringerem Strom und einstellbarer Lade-Schlussspannung vollladen kann. Dies schont gleichzeitig die Batterie. Der Sinn und die Funktionsweise dieses Abwärtsreglers wird unter 0 auf Seite 50 behandelt.
- Die Konfiguration mit der Batteriespannung unterhalb der Bordnetzspannung bringt zusätzliche Vorteile für den Einsatz eines zuverlässigen, unidirektionalen Schalters. Der Sinn und die Funktionsweise dieses Schalters werden unter 5.3 behandelt.
- Mit dieser Variante ist es nicht notwendig, aber möglich, die Bordnetzspannung z.B. um 2 V abzusenken, resp. eine Konstantspannung auf tieferem Niveau vorzugeben. So können die ohmschen Verbraucher geschont und der Energieverbrauch der Verbraucher am 36 V-Bordnetz um ~4 % gesenkt werden, wie Messungen zeigten.

5.2.3 Bemessung der Mindest-Energiemenge der Batterie

Im Bahnbereich haben sich bis heute coulombsche Kapazitätsangaben hartnäckig durchgesetzt, obwohl damit keine Aussage über die effektiv vorherrschende Spannung und damit die gelieferte oder benötigte Energie gemacht wird. Hat eine andere Batterietechnologie nun eine geringfügig andere Spannungslage bei gleicher Kapazität, so würde dem unterschiedlichen Energiegehalt nicht Rechnung getragen. Neu wird darum für die Batterie-Beschaffung ein mindestens verfügbarer Energieinhalt, also eine Mindest-Energiemenge vorgeschrieben (→ Wh anstatt Ah). Diese definierte Energiemenge muss nach Unterbruch der Versorgungsspannung dem Fahrzeug zur Verfügung stehen, sofern die Batterie vorher während wenigstens 5 Stunden Zeit hatte sich aufzuladen. Die Anforderung ist innerhalb der definierten Belastungs- und Temperaturwerte bis zum Ende der Batterienutzungsdauer zu erfüllen. Es wird absichtlich keine Nennkapazität mehr vorgegeben, da diese jeweils technologiebezogen unterschiedlich definiert ist und Sache der spezifischen Batterieauslegung ist.

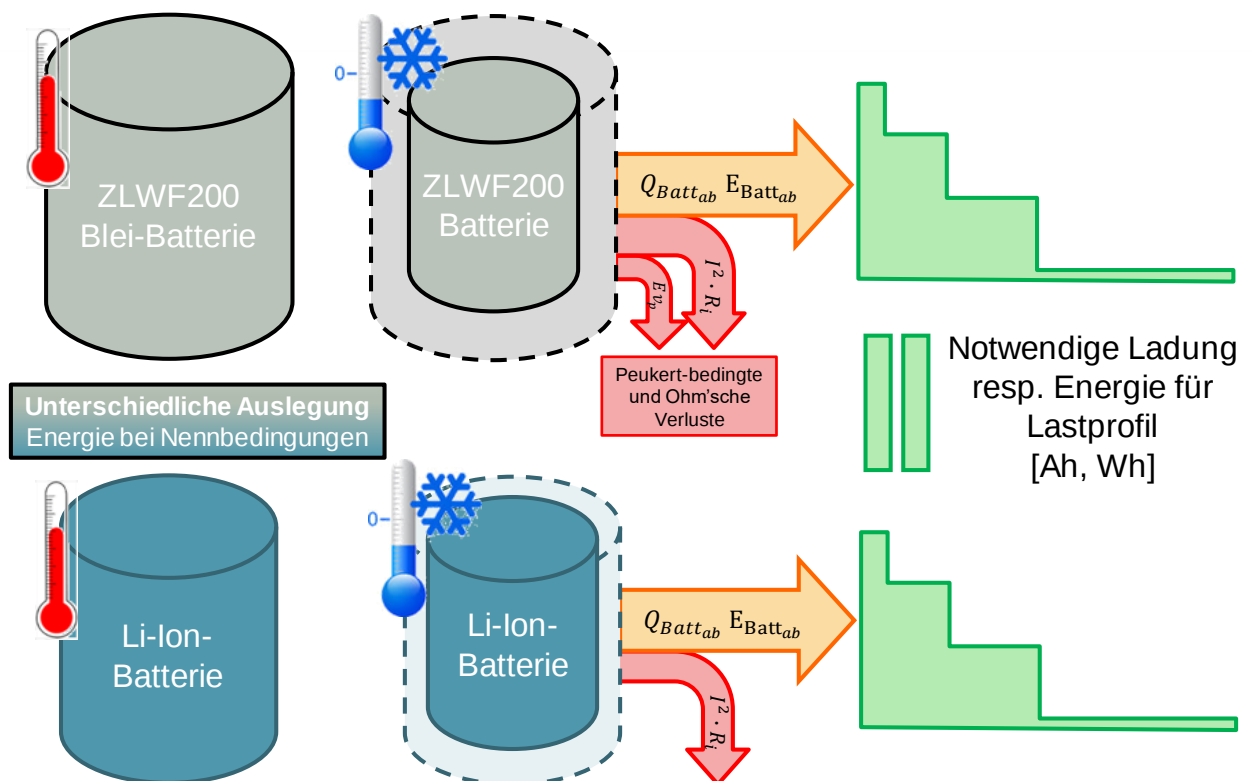


Abbildung 30: Grafische Begründung, warum die Vorgabe einer Nennkapazität nicht Zielführend ist.

Wie in obiger Darstellung gezeigt, interessiert SBB als Nutzer des Batteriesystems also hauptsächlich die Energieabgabe (oranjer Pfeil) um die Anforderungen zu erfüllen (grüne Fläche). Alles andere ist spezifisch für die Batterieauslegung auf Seite der Lieferantin von Relevanz und wird nicht vorgegeben (Technologie, Belastungs- und Temperaturverhalten, Verluste, Lebensdauer).

5.2.3.a Kapazitätsbezogene Anforderungen aus den Bahnnormen

- Für die Innenbeleuchtung (min. Notbeleuchtung) gilt die Mindest-Betriebsdauer von 180 min für Inlandfahrzeuge resp. 5 Stunden (300 min) für internationale Fahrzeuge nach RIC gemäss UIC 555, DIN EN 13272 sowie EG-Richtlinie 2008/232/EG.
- Folgende Funktionalitäten sind nach UIC 550 ebenfalls 5 Stunden aufrecht zu erhalten:
 - elektronischer Gleitschutz nach UIC-Merkblatt Nr. 541-05
 - Türsteuerung nach UIC-Merkblatt Nr. 560
 - Datenübertragungseinrichtung nach UIC-Merkblatt Nr. 556
- Bei Triebzügen und Lokomotiven ist die Batteriekapazität so gewählt, dass das Fahrzeug nach Ablauf des automatischen Verbraucherabschaltprozesses und zusätzlich nach 24h noch autonom aufrüsten kann (fünf Versuche).
- Daraus stellten wir die batteriebezogene Bedingung: Die Entnahme der Mindestenergiemenge erfolgt innerhalb 48 h nach Wegfall der Ladung / Bordnetzversorgung (Standby-Versorgungszeit).



5.2.3.b Anforderungen, welche SBB für die Anbieter daraus übersetzt hat

1. Die Mindest-Energiemenge ab Verbindungsstelle beträgt 2 kWh. 2. Die Mindest-Energiemenge muss im Temperaturbereich -20°C bis 45°C verfügbar sein. 3. Die Mindest-Energiemenge ist bis zum Ende der Lebensdauer zu erfüllen. 4. Der Entladestrom für die Bemessung ist auf 40 A festgelegt. 5. Die Entnahme der Mindestenergiemenge erfolgt innerhalb 48 h nach Wegfall der Ladung / Bordnetzversorgung (Standby-Versorgungszeit).	MUSS
1. Die Erweiterte-Energiemenge ab Verbindungsstelle beträgt 3 kWh. 2. Die Erweiterte-Energiemenge soll im Temperaturbereich -10°C bis 45°C verfügbar sein. 3. Es gelten die weiteren Bestimmungen analog Anf. 2102.	SOLL
Das Abwerfen der Last (Abschalten) durch ein entsprechendes Schaltelement im Batteriesystem, ist nur für folgende Zwecke zulässig: 1. Schutz vor thermischer Überlastung der Zellen auf Grund dauerhaft zu hoher Ströme. 2. Schutz vor Tiefentladung, frühestens nach erfolgter Entladung der Mindest-Energiemenge, resp. frühestens nach fünf stündigem (5h) Entladevorgang zum Vorbeugen irreversibler Leistungsminderung der Batterie. Das Unterbrechen der Ladung ist zur Steuerung der Ladung und zum Schutz vor Überladung jederzeit aber unter zu minimierender Häufigkeit zulässig. Die Batterie muss dabei jederzeit und sofort Entladebereit sein. Weitere Details, insbesondere zur Priorisierung der Energiereserve und Lastabwurf, sind dem übergeordneten Dokument zu entnehmen.	MUSS
Die Batterie verfügt über eine Funktion zur manuellen Reaktivierung von Reservekapazität nach folgenden Bestimmungen. 1) Nach erstmaligem, automatischem Lastabwurf der Batterie sollen innerhalb von 48 h noch min. zwei (2) Reaktivierungen möglich sein, wobei mindestens das zuerst eintreffende Abschaltkriterium nach jeder Reaktivierung eingehalten werden muss: a) Es muss eine Energie von 200 Wh bezogen werden können. b) 10 min Betriebszeit muss möglich sein. 2) Folgende Ereignisse sollen eine Reaktivierung einleiten: a) Ein entsprechender Taster an der Batterie wird betätigt. b) Die Bordnetzspannung kehrt zurück (steigt über 70% U_{nenn} (25.2 V)) Letztes Kriterium dient dazu, dass parallel geschaltete Batteriesysteme nach der Reaktivierung gemeinsam einspeisen. 3) Die Reserveenergie für die Reaktivierungs-Funktion versteht sich ZUSÄTZLICH zur definierten Mindest-Energiemenge und gilt im Temperaturbereich -20°C bis 45°C. 4) Die Reaktivierungsfunktion (z.B. Taster) ist am Batteriegehäuse gut gekennzeichnet. Diese Anforderung wird zu 60% erfüllt, wenn genannte Kriterien für nur eine (1) Reaktivierung ODER nur bis -10°C eingehalten werden kann.	SOLL

Tabelle 5: Auszug von Energierelevanten Anforderungen aus dem Anforderungskatalog

NB: Um z.B. trotz möglicher vollständiger Entladung⁷ ohne externe Speisung oder Tausch der Batterie diese aufrüsten zu können, ist eine aktivierbare Reservekapazität gefordert (SOLL).

Priorisierung von Batteriekapazität im Entladevorgang

Verfügt die Batterie zum Selbstschutz über ein internes Schaltelement, so sind nachfolgende Prioritäten im Lastabwurf-Konzept zu berücksichtigen:

⁷ Eine vollständige Entladung kann nach längerer Fahrzeugabstellung durch nicht konsequent abgeschaltete Systeme vorkommen.



- Innerhalb der kritischen Versorgungspflicht (300 min gemäss Anforderungen) gilt die Priorität der Erhaltung der Bordnetzversorgung vor der Erhaltung jeglicher Energiereserve.
- Nach Ablauf der kritischen Versorgungspflicht und frühestens nach Entnahme der geforderten Mindest-Energiemenge ist ein Lastabwurf zur Priorisierung von Reservekapazität für die Erlangung der Reaktivierbarkeit gemäss Anforderung in Tabelle 5 zulässig.
- Nach Verstreichen der geforderten Standby-Versorgungszeit ist ein Lastabwurf zur Lebensdauererhöhung der Batteriezellen vor Entnahme der Mindest-Energiemenge zulässig.

5.2.3.c Auslegungsbeispiel für das Erreichen der geforderten Energiemenge

Folgender Vergleich zwischen des bisherigen VRLA-Batterietyps und eines LFP-Batterietyps zeigt, wie die Anforderung bezogen auf die Nennkapazität gerade erfüllt werden kann. Im Funktionsmuster wurde eine 160 Ah-Zelle mit einer effektiven Kapazität von über 190 Ah im Neuzustand eingebaut. Mit dieser wäre die Performance voraussichtlich um 15% höher als in nachfolgendem Vergleichsbeispiel.

Für jede Temperatur ist die speicherbare Energie im Neuzustand (Symbol ➔) und nach Alterung (EoL, Symbol ⇒) aufgeführt. Zur Vereinfachung wurde die EoL-Schwelle auf 80% „Energie“ anstatt „coulombsche“-Restkapazität (Ladungsmenge) angewendet. Würde die Schwelle wie früher auf Ladungsmenge anstatt Energie angesetzt, so würde die zu erwartende Restenergie auf Grund der sich ebenfalls senkenden Spannungslage in Kombination mit der um 20% geringeren Kapazität nochmals deutlich sinken (80% Restkapazität könnte ca. 70% Restenergie entsprechen).

Batterie-Typ / Zelle	Pb VRLA, EnerSys / Oerlikon ⁸	LiFePO ₄ WinstonBatteries ⁹
Ausgangskapazität bei 20°C (Technologiespezifisch def.)	207 Ah @ 20.7A(C10), 36 V (0.75 kW, 10h) ➔ 7.5 kWh	165 Ah @ 55 A (C3), 35 V (1.9 kW, 3h) ➔ 5.7 kWh
Kapazität bei 40 A Entladung	184 Ah, ca. 35.5 V (1.4 kW, 4.6h) ➔ 6.5 kWh ⇒ 5.2 kWh	170 Ah, ca. 35.5 V (1.4 kW, 4.3h) ➔ 6 kWh ⇒ 4.8 kWh
Kapazität bei 0°C, 40 A	156 Ah, ca. 34 V (1.4 kW, 3.9 h) Abschätzungen ➔ 5.3 kWh ⇒ 4.2 kWh	152 Ah, ca. 34 V (1.4 kW, 4h) ➔ 5.3 kWh ⇒ 4.2 kWh
Kapazität bei -10°C, 40 A	127 Ah, ca. 33 V (1.3 kW, 3.2h) Abschätzungen ➔ 4.2 kWh ⇒ 3.3 kWh	132 Ah, 33 V (1.3 kW, 2.3h) ➔ 4.5 kWh ⇒ 3.6 kWh
Kapazität bei -20°C, 40 A	92 Ah, ca. 32 V (1.3 kW, 2.3h) Abschätzungen ➔ 2.9 kWh ⇒ 2.35 kWh	92 Ah, 32 V (1.3 kW, 2.3h) ➔ 2.9 kWh ⇒ 2.3 kWh

Tabelle 6: Auslegungsbeispiel VRLA- und LFP-Batteriesystem

⁸ Als Referenz gilt ein sehr detailliertes Datenblatt der Zelle ZLWF200 [Oerlikon], Abschaltspannung 30.6 V

⁹ Als Referenz gilt die im Funktionsmuster verbaute WB-LYP160AHA, C_{Nom} = 160 Ah (C3), C_{eff_neu} = > 190 Ah (C3). Abschaltspannung 27.5 V. Für diese Technologie wird bei ähnlicher Charakteristik 165 Ah (C3) Ausgangskapazität empfohlen.



5.2.3.d Berücksichtigung der Alterung bezüglich Mindestkapazität

Ein Hauptmerkmal der Alterung von Batteriezellen ist üblicherweise die abnehmende Ladungskapazität. Bisher galt die Batterie bei unterschreiten von 80% der im Neuzustand geforderten Kapazität als beendet (EoL-Kapazität). Diese Grenze kann individuell, entsprechend dem Alterungsverhalten des Zellentyps und der Auslegungsstrategie gesetzt werden und dadurch die Nutzungsdauer der Batterie erweitert werden.

Nach Vorgabe des offiziellen Anforderungskatalogs ist die Lebensdauer der neuen Batterie dann beendet, wenn bei 40 A-Entladung und -20°C weniger als 2 kWh resp. bei -10°C weniger als 3 kWh zur Verfügung stehen. Die Definition der initialen Ausgangskapazität obliegt somit der Batterielieferantin, welche damit in Kenntnis der Lastprofile und der zu erwartenden Alterung die Batterie-Lebensdauer bestimmt.

Die erhobenen Belastungsdaten (Belastungsstatistik) aus dem Regelbetrieb sollen helfen, die Alterung abzuschätzen.

5.2.4 Vergleich von Zellen und Batterie-Konfigurationen

Für die konkrete Wahl einer Zelle für den Bau eines Funktionsmoduls wurden Produkte verschiedener Hersteller tabellarisch aufgenommen und verglichen. Der Fokus lag vorwiegend auf LiFePO₄-Zellen, doch wurden auch andere Zellen-Zusammensetzungen aufgenommen, um direkte Vergleiche ziehen zu können.

Wie die Tabelle 7 aufzeigt, wurden die Eigenschaften nach verschiedenen Kriterien miteinander verglichen. Der Haupt-Ansatz dabei war nicht wie sonst üblich der alleinige Vergleich der Nennwerte, sondern anhand von Datenblattangaben und ergänzt durch die Messungen die für die Batterieauslegung relevanten Daten zu vergleichen. Das heisst, es interessierte auch die Kapazität bei -20°C und 0.33 C resp. 0.1 C Entladerate und nicht die Nennkapazität welche nur bei +20°C zutrifft.

Cell Type Identification		chemistry	cell capacity (C3 = 0.33C, 20°C = 25°C)										cell voltage			rel. current rate	cycle life		operating temperatur				mechanical characteristics			calculated performance quotient																
Model	Manufacturer	technology simple	nominal capacity										U max			max Charging C	pulse Discharging C	Recommended C	Cycles @ 70% DOD	Cycles @ 80% DOD	min OP Temp discharge	max OP Temp discharge	min OP Temp charge	max OP Temp charge	mass	dimensions (l*W*H) inkl Terminals	volume	housing	cohen capacity for calc		cell energy (U _{nom} * cap)											
			Ah	%	eff. capacity @ 20°C, C10	eff. capacity @ 20°C, C3	eff. capacity @ 20°C, 1C	eff. capacity @ 0°C, C3	eff. capacity @ -10°C, C3	eff. capacity @ -20°C, C3	U max	U _{av} 100% SOC	U _{nom}	IR AC mHz	C														C	C	°C	°C	°C	°C	kg	mm	mm	mm	l	Ah	Wh	Wh/kg
in Schwarz: Datenblatt-Werte in blau: Schätzwerte (u.U. abgeleitet) in grün: mit Messwerten belegt in rot: fragwürdige (Datenblatt)																																										
ZLWF200FR	Oerlikon	Blei VRLA	205	100%	82%							40%	50%	2.4	2.1	2	1.7	4.5																								
CA100FI	Calb	LiFePO4	100	100%								68%	68%	3.7	3.3	3.2	2.5	0.9	1	2		5000	3300	-20	55	0	45	3.4	142	67	215	2.08	prismatic	100	320.0	94.1	153.6	0.8366	406.25			
CA180FI	Calb	LiFePO4	180	100%								68%	68%	3.7	3.3	3.2	2.5	0.6				5000	3300	-20	55	0	45	5.7	180	71	280	3.58	prismatic	180	576.0	101.1	161.0	0.7485	406.25			
SE100AHA	Calb	LiFePO4	100	100%								62%	62%	3.6	3.3	3.2	2.5	0.9				8	0.3	3000	2000	-20	55	0	45	3.2	142	67	220	2.09	prismatic	100	320.0	100.0	152.9	0.8889	406.25	
SE180AHA	Calb	LiFePO4	180	100%								62%	62%	3.6	3.3	3.2	2.5	0.6				8	0.3	3000	2000	-20	55	0	45	5.6	182	71	283	3.66	prismatic	180	576.0	102.9	157.5	0.7619	406.25	
SP-LFP100AHA	Synopoly	LiFePO4	100	100%								50%	50%	3.8	3.3	3.2	2.8		3	3	5	0.3	3000	2000	-20	70	0	70	3.13	142	61	222	1.92	prismatic	100	320.0	102.2	166.4		406.25		
SP-LFP180AHA	Synopoly	LiFePO4	180	100%								50%	50%	3.8	3.3	3.2	2.8		3	3	5	0.3	3000	2000	-20	70	0	70	5.79	180	71	281	3.59	prismatic	180	576.0	99.5	160.4		406.25		
LR60166TP	Lishen	LiTiO	60	100%								50%	50%	3	2.4	2.4	1.2	1	20	50	1		15000	-40	60	-40	60	0.8	060.3	199		0.57	cylindrical	60	144.0	180.0	253.4	1.8	486.11			
LP44147185AD (LR70EX)	Lishen	LiFePO4	70	99%	96%	94%	86%	70%	48%	62%		3.7	3.3	3.2	2	0.4	1	2	4	0.2		2000	-20	60	-18	45	2.15	147	44	185	1.2	prismatic	66.85	213.9	99.7	178.8	2.9837	373.97				
LP44147272AX	Lishen	LiFePO4	115	100%								3.7	3.4	3.2	2		1	2	4	0.2		2000	-20	60	0	45	3.28	147	44	272	1.76	prismatic	115	368.0	112.2	209.2		406.25				
LP44147272AC (LR120)	Lishen	LiFePO4	120	101%	100%	98%	85%	72%	57%	65%		3.6	3.3	3.2	2.5		1	2	4	0.5		3000	-20	60	0	60	3.5	147	44	272	1.76	prismatic	120	384.0	109.7	218.3		406.25				
LP44147272AX (LR130EX)	Lishen	LiFePO4	130	103%	100%	100%						3.7	3.3	3.2	2	1	1	2	4	0.3		3000	-20	60	-20	60	3.5	147	44	272	1.76	prismatic	130	416.0	118.9	236.5	0.7314	504.81				
WB-LYP60AHA	Winston Batt	LiFeYPO4	60	126%	125%	123%	116%	95%	67%	85%		4	3.3	3.2	2.8	0.5	3	3	10	0.5		7000	5000	-45	85	-45	85	2.25	209	134	61	1.41	prismatic	75	240.0	106.5	170.0	2.2715	303.40			
WB-LYP160AHA(wide)	Winston Batt	LiFeYPO4	160		110%							4	3.3	3.2	2.8	0.4	3	3	10	0.5		7000	5000	-45	85	-45	85	5.8	209	65	278	3.78	prismatic	176	563.2	97.1	149.1	1.1034	325.55			
WB-LYP160AHA(tall)	Winston Batt	LiFeYPO4	160	122%	120%	115%	100%	90%	65%	82%		4	3.3	3.2	2.8	0.4	3	3	10	0.5		7000	5000	-45	85	-45	85	5.8	182	71	278	3.59	prismatic	192	614.4	105.9	171.0	1.1034	298.42			
WB-LYP200AHA	Winston Batt	LiFeYPO4	200	110%								4	3.3	3.2	2.8	0.4	3	3	10	0.5		7000	5000	-45	85	-45	85	7.3	362	56	256	5.19	prismatic	220	704.0	96.4	135.7	1.002	339.49			
LG_32Ah	LG Chem	Li-Po??	32	100%								50%	50%	4.3		3.7	2.5	1	1									0.64	253.2	164		0.36	pouch	32	118.4	183.9	331.5					
BP-HZPP-160	BestGo	LiFePO4?	160	100%								50%	50%	3.9	3.4	3.7	2.6	1	1	3	4		2000	-25	55	0	45	5.6	255	57	264	3.84	prismatic	160	584.0	104.3	152.2	0.5948	318.45			
BMZ 60Ah A	Samsung SDI	NCM	60	100%								50%	55%	4.1		3.8	2.7	0.4	2	3	7		6000	4000	-40	60	-25	60	1.83	173	133	45	1.04	cylindrical	60	225.0	122.7	217.3	5.0473	533.33		
20Ah SCiB	Toshiba	LiTiO	20	110%	110%	100%	88%	72%	79%	82%		3	2.6	2.4	1.2	1.1	3	3				20000	15000	-30	45	-30	45	0.52	116	22	106	0.27	prismatic	22	52.8	102.5	195.2	2.5419	1302.08			
23Ah SCiB	Toshiba	LiTiO	23	100%								79%	82%	3	2.6	2.4	1.2		3	3		20000	15000	-30	45	-30	45	0.55	116	22	106	0.27	prismatic	23	55.2	100.4	204.1		1432.29			
LECLAN.CHE 00003971	Ledantché	LTO	30	113%	103%							90%	83%	67%	83%		2.7		2.3	1.7	2	4	4	1		>15000	-20	55	-20	55	1	320	178.5		0.69	pouch	31	71.3	64.8	104.0	0.6011	

Tabelle 7: Exemplarischer Ausschnitt aus der Auflistung diverser Zellen mit Vergleich möglichst vieler Attribute.

Mit einem Richtwert über die notwendige Batteriekapazität wurden Batterie-Konfigurationen gewählt und deren Eigenschaften (Kapazität, Gewicht, Richtpreis, Abschätzung über Zellen-Qualität) in einer weiteren Tabelle gegenübergestellt. Datenquelle war die vorab in Tabelle 7 angedeutete Zellen-Datenbank.



Die nachfolgende Tabelle 8 zeigt verschiedene Konstellationen mit deren Eigenschaften im Vergleich. Dabei wurden erst Optionen betrachtet (drei Spalten in der Tabellenmitte), bei welchen die Batteriezellen wie bisher in zwei Batterietröge aufgeteilt waren – also in zwei 18V-Batterien. Dabei wurde schnell klar, dass eine Variante, bei welcher alle Zellen in einem einzigen Trog untergebracht werden, möglich und auch aus vielerlei Hinsicht vorteilhaft ist. Konstellationen mit einer «36V-Einzeltrog-Lösung» wurden somit eingehender betrachtet (vier Spalten im rechten Tabellenbereich).

Ein Kriterium, welches die Auswahl stark einschränkte, war der tiefe Temperaturbereich, in welcher bei SBB eine Ladung möglich sein muss. Die meisten Hersteller geben für die Ladung keine negativen Temperaturen an. Die Hersteller von Winston Battery (mit der Zellen-Serie WB-LYPxxxAHA) und Tianji Lishen Battery (mit der Zelle LP44147185-70Ah) sind zwei unter wenigen, welche gemäss ihren Angaben mit der Ladung bei negativen Temperaturen zurechtkommen.

Möglich gemacht wird diese durch spezielle, meist nicht offengelegte Zusatzstoffe (u.A. z.B. Yttrium bei Winston Battery), welche die Ionen-Mobilität bei Kälte erhöhen und dadurch das Lithium-Plating erschweren. Trotz dieser Massnahme ist bei Kälte ein sehr begrenzter Ladestrom zulässig. Konkret wurde bei Lishen-Zellen im negativen Temperaturbereich eine maximale Laderate von 0.2 C, bei Winston Battery auf Anfrage 0.1 C spezifiziert.

Auslegungs-Variante		Status Quo	18V-Trog (wie bisher, zwei in Reihe)				36V-Einzeltrog (neuer, vielseitig sinnvoller Ansatz)				
Konfig.	Gewählter Zellen-Typ	Model	ZLWF200FR	SP-LFP100AHA	WB-LYP200AH	LP44147272AC	SE180AHA	LP44147185AD	WB-LYP16C 23Ah	SCiB	Einheit
	Hersteller	Manufacturer	Oerlikon	Synopoly	Winston Battery	Lishen	Calb	Lishen	Winston Batterie	Toshiba	
	Zell-Technologie	technology simple	Blei VRLA	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LITIO	
el. Eckdaten	Parallel	nominal capacity	205	100	200	120	180	70	160	23	
	Seriell (je Trog)		18	12	12	12	11	11	11	16	s
			1	2	1	2	1	3	1	7	p
el. Eckdaten	Zell-Kapazität	cohsen capacity for calc	168.1	100	220	120	180	66.85	176	23	Ah
	Batterie-Kapazität		168.1	200	220	240	180	200.55	176	161	Ah
	eff calc Paketspg max:		42.3	45.6	48	43.2	39.6	40.15	44	48	V
	eff calc Paketspg ruhe:		38.34	39.6	39.6	39.6	36.3	36.3	36.3	40.8	V
	eff calc Paketspg nom:		36	38.4	38.4	38.4	35.2	35.2	35.2	38.4	V
	eff calc Paketspg min:		30.6	33.6	33.6	30	27.5	22	30.8	19.2	V
	Innenwiderstand	Ri	81	INVERT	4.2	INVERT	6.6	1.466666667	4.4		mΩ
Batterie-Energie	Batterie-Energie		6051.6	7680	8448	9216	6336	7059.36	6195.2	6182.4	Wh
	Differenz zu Status Quo			27%	40%	52%	5%	17%	2%	2%	
	Zellen-Masse (L x B x H)		157 * 125 * 259	142 * 61 * 222	362 * 56 * 256	147 * 44 * 272	182 * 71 * 283	147 * 44 * 185	209 * 65 * 2116	22 * 106	mm
Volume & Gewicht	Volume (nur Zellen)		91.5	46.2	62.3	42.2	40.2	39.5	41.5	30.3	Liter
	Gewicht der Zellen		270	75.12	87.6	84	61.6	70.785	63.8	61.6	kg
	Dämmung / Heizung			2	2	2	1	1	1	1	kg
	BMS und Aux...			4	4	4	3.7	3.7	3.7	3.7	kg
	Packaging, Frame, Kabel		64	101	101	101	67	67	67	67	kg
	Endgewicht		334	182.12	194.6	191	133.3	142.485	135.5	133.3	kg
	Differenz zu Status Quo			-45%	-42%	-43%	-60%	-57%	-59%	-60%	
Investition	Kosten der Zellen		2300	3120	2868		2574	2640	2016.85	8855	CHF
	Dämmung / Heizung			200	200	200	150	150	150	150	CHF
	BMS und Aux...			1000	1000	1000	600	600	600	600	CHF
	Packaging, Frame, Kabel		200	400	400	400	250	250	250	250	CHF
	Aufwand Batt-Tausch		80	80	80	80	80	80	80	80	CHF
	Entsorgung / Rückerstattung		-100	200	200	200	150	150	150	150	CHF
	Anschaffungskosten		2480	5000	4748	1880	3804	3870	3246.85	10085	CHF
Investition	Differenz zu Status Quo			102%	91%	-24%	53%	56%	31%	307%	

Tabelle 8: Ausschnitt aus der Gegenüberstellung einer System-Abschätzung aus

Mit genügend langsamer Ladung sind auch normale LFP-Zellen aufladbar (<0.1 C), doch ist anzunehmen, dass diese Zellen dabei schneller Schaden nehmen als jene Zellen, welche für eine „Kaltladung“ spezifiziert sind. Dennoch mögen die von Winston Battery angegebenen Werte von -45°C unter den Angaben aller anderen Hersteller sehr utopisch erscheinen, was sich auch schon bei Tests bei -20°C andeutet.

5.2.5 Charakterisierung und Auswahl einer tauglichen Zelle

Um sich von den beiden vorgängig beschriebenen Zellen ein genaueres Bild zu machen, wurden diese im Labor des BFH-Zentrum Energiespeicherung (ESReC) getestet.

Anders als bisher bei Datenblatt-Angaben Europäischer oder Schweizer VRLA-Zellen-Hersteller, sollte man sich nicht blind auf die Datenblattangaben der meist asiatischen Lithium-Ionen-Zellen verlassen. Zum anderen konnten durch die eigenen Tests Eigenschaften und Charakteristika gemessen werden, welche durch den Hersteller gar nicht erst angegeben werden.

Die Tests wurden im Zeitraum vom März bis August 2015 durchgeführt.



Abbildung 31: Einblick in die Temperaturkammer mit zwei Zellen im Test bei -20°C

5.2.5.a Vorgehensweise bei der Messung und dem Testaufbau

Der FuelCon-Teststand im Labor der ESReC misst, sammelt und speichert Strom-, Spannungs- und Temperaturdaten eigenständig in seine Datenbank. Gesteuert durch das Testskript wurden nach jedem abgeschlossenen Zyklus die dazugehörigen Einträge aus der Datenbank als Datei gespeichert.

Die effektive Auswertung eines jeden Zyklus wurde dann von einem MATLAB-Skript ausgeführt, welches die rohen Log-Dateien interpretiert, die Zyklen-Enden genau erkennt und für jeden Zellen-Zyklus einen Word-Bericht mit zusammengefassten Headerinformationen und Plots generiert. Zusätzlich wurde ein tabellarischer SummaryLog erweitert, welcher zeilenweise alle Headerinformationen eines jeden Zyklus enthält. Diese erwähnten Headerinformationen umfassen alle Daten zur Zelle und zu den Testbedingungen sowie Integrale von Kapazität und Energie (getrennt nach Laden und Entladen), Extremwerte der am Zellenpol gemessenen Temperatur und die Extrem- und Mittelwerte (getrennt nach Laden und Entladen) der Klemmspannung.

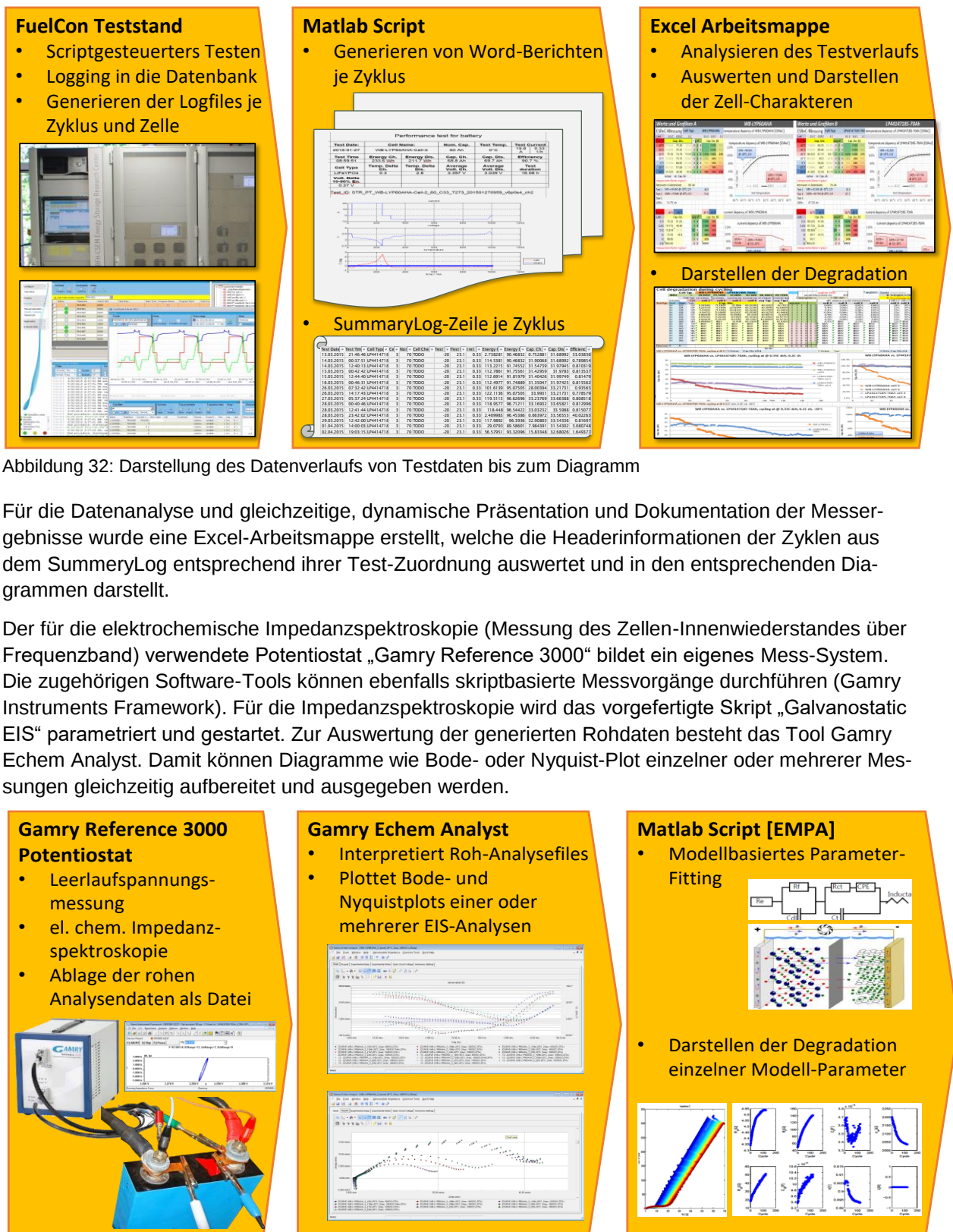


Abbildung 33: Datenfluss bei der elektrochemischen Impedanzspektroskopie EIS

Für eine weitergehende Untersuchung, z.B. für die modellbasierte Alterungsanalyse, müssen die Rohdaten mit eigenen Tools verarbeitet werden.

Auf detaillierte Ausführungen zum Testaufbau wird in diesem Bericht zu Gunsten der Gesamtübersicht verzichtet. Stattdessen folgen ein paar Eindrücke mit kurzen Erläuterungen.



Abbildung 34: FuelCon-Messstand mit Temperaturkammern im ESReC Labor

Jeweils zwei bis drei der total sieben Mess-Kanäle führen in zwei der drei Temperaturkammern, in welchen die Zellen unter festgelegten thermischen Bedingungen getestet wurden. Die Temperaturvorgaben für die Kammern werden ebenfalls vom FuelCon-Teststand ab Test-Script gesteuert.

Für die elektrochemischen Impedanzspektroskopie-Untersuchungen wurden die Testparameter und der bestmögliche Testaufbau vorab anhand einzelner Experimente untersucht und optimiert.



Abbildung 35: GAMRY Reference 3000 Potentiostat u.A. für die elektrochem. Impedanzspektroskopie

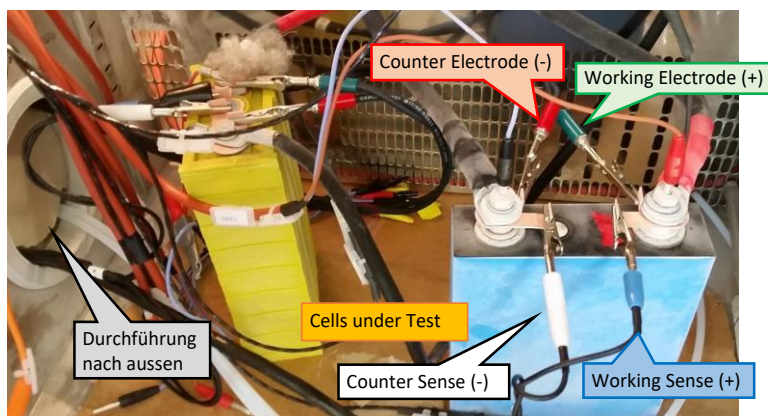


Abbildung 36: Testaufbau in einer der Temperaturkammern.

Um reproduzierbare Messergebnisse zu erhalten wurden angeleitet durch [8] spezielle Kupferlaschen gefertigt, welche auf den Polen der Batteriezellen je einen zusätzlichen Abgang für den Stromeintrag und die Spannungsmessung für den Potentiostat zur Verfügung stellten. Entscheidend war auch eine möglichst getrennte Führung der beiden verdrehten Leitungen um die gegenseitige Beeinflussung während der Messvorgänge zu minimieren. Die allzeit angeschlossenen Leitungen des FuelCon-Teststandes hatten auf die Messergebnisse im Messfrequenz-Bereich 12 mHz bis 50 kHz nachweislich keinen Einfluss.

5.2.5.b Testergebnisse

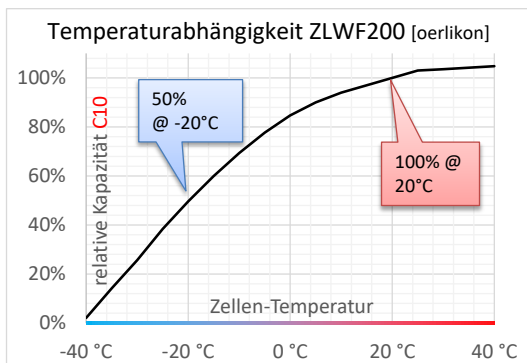


Abbildung 37: Temperaturcharakteristik ZLWF200

Bezogen auf die Ziel-Anwendung interessiert die Temperaturcharakteristik, also z.B. wie viel Energie eine Batteriezelle abhängig von der Temperatur noch speichern kann – vor allem bei -20°C . Dabei geben Zellenhersteller in ihren öffentlichen Datenblättern erfahrungsgemäss sehr optimistische Werte oder getunte Grafiken ab.

Nebenstehende Abbildung 37 zeigt vorab zum Vergleich die Charakteristik der VRLA-Blei-Zelle ZLWF200 gemäss für SBB verifiziertem Herstellerdatenblatt.

Nachfolgend die gemessenen Werte für Testzellen von Winston Batteries und Lishen, wobei in der Darstellung die Kapazitätswerte bei 20°C als 100% angenommen werden. Es handelt sich jeweils um Durchschnittswerte aus je vier vermessenen Zellen, deren Streuung als gering betrachtet wurde.

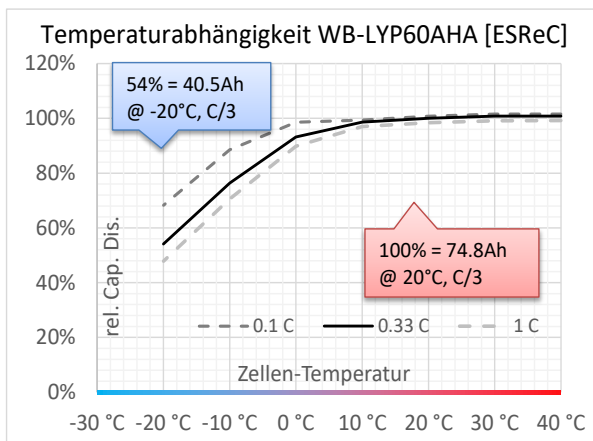


Abbildung 38: Temperaturabhängige, entnehmbare Kapazität der Winston-Zelle im Neuzustand

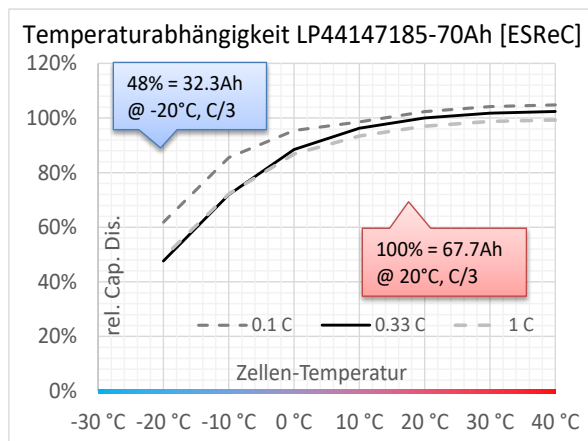


Abbildung 39: Temperaturabhängige, entnehmbare Kapazität der Lishen-Zelle

Sehr markant ist die Abweichung der effektiven Kapazität gegenüber der Datenblatt-Angabe. Die Winston-Zelle hat eine tatsächliche Kapazität von 74,8 Ah, also 125% gegenüber der Datenblattangabe von 60 Ah. Die Lishen-Zelle verfügt über 67,7 Ah, was 97% des Datenblattwertes von 70 Ah entspricht. Auch bezüglich der Temperaturstabilität schneidet die Winston-Zelle in diesem Vergleich leicht besser ab.

Beim Bezug auf die Energie – für viele Anwendungen der wichtigere Indikator – resultiert auf Grund der zusätzlich relevanten Spannungslage ein noch stärkerer Effekt: Geringere Elektronenmobilität und Diffusionsraten erhöhen den Innenwiderstand der Zelle bei niedrigen Temperaturen so, dass die Spannung unter Belastung noch stärker nachgibt, wie Abbildung 40 eindrücklich verdeutlicht.

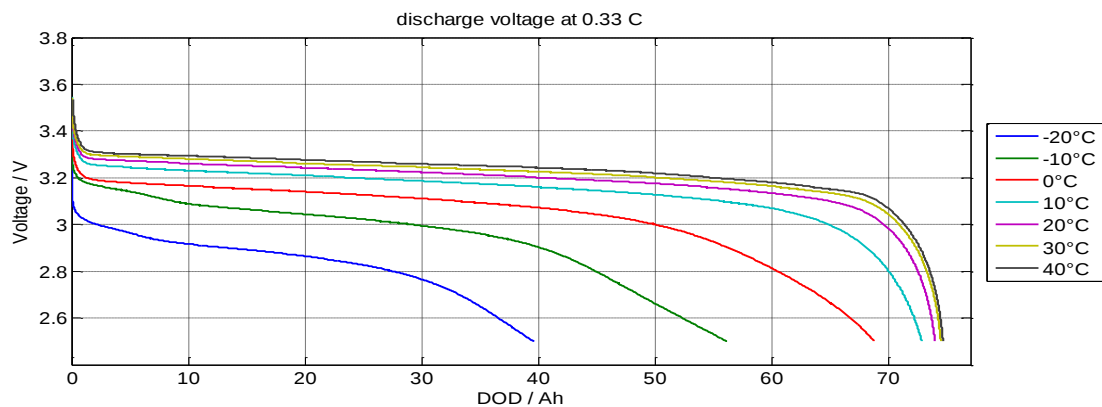


Abbildung 40: Spannungsverlauf der Entladung mit 0.33 C bei unterschiedlichen Temperaturen, Winston-Zelle

Abbildung 41 und Abbildung 42 zeigen die Temperaturcharakteristik bezogen auf die entnehmbare **Energie** analog zu Abbildung 38 und Abbildung 39 welche sich nur auf die **Ladung** beziehen.

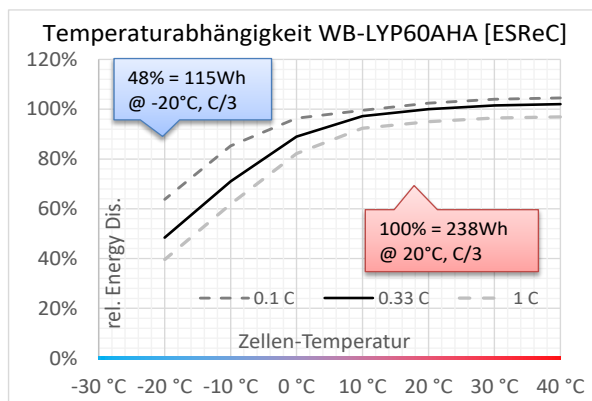


Abbildung 41: Entladbarer Energieanteil Winston

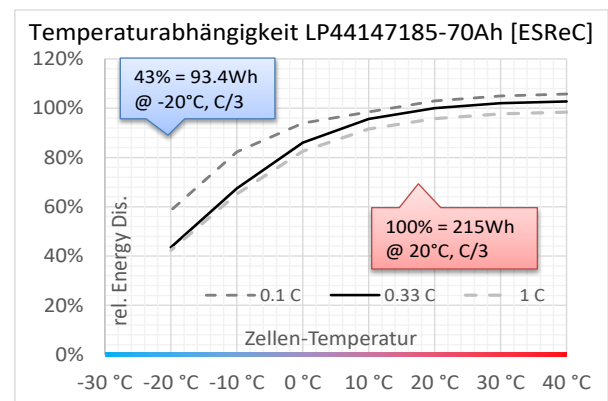


Abbildung 42: Entsprechender Anteil Lishen

Die Zyklen-Effizienz η_{cycle} wird in der angewendeten Test-Prozedur durch den Quotienten der entnommenen Energie E_{dch} und der anschliessend geladenen Energie E_{ch} berechnet:

$$\text{Wirkungsgrad } \eta_{cycle} = \frac{E_{dch}}{E_{ch}} [\%]$$

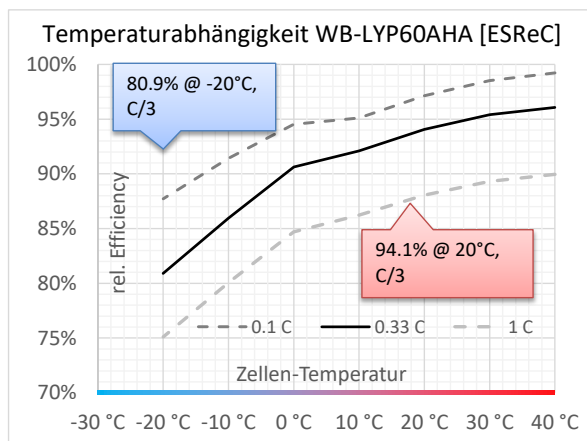


Abbildung 43: Effizienzkurve der Winston-Zelle

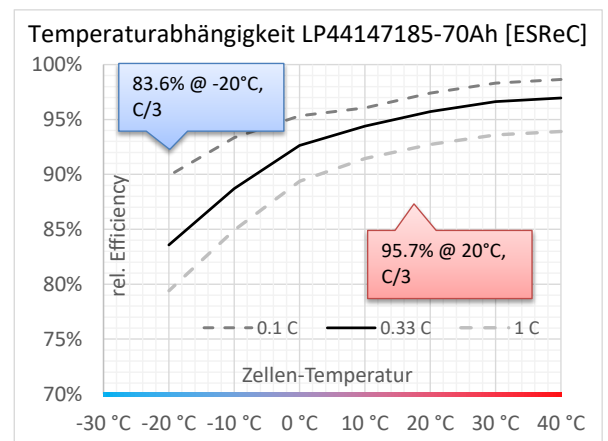


Abbildung 44: Effizienzkurve der Lishen-Zelle

Es ist sehr eindrücklich, wie die Zyklen Effizienz noch bei Laderaten von 0.5 C und normaler Temperatur auf 95% ansteigt. Die Lishen-Zelle schneidet dabei auch auf Grund eines geringeren Innenwiderstandes besser ab (Abbildung 44).

Nebestehende Abbildung 45 zeigt einen «Effizienz-Teppich» einer Winston-Zelle zusammen mit interpolierten Punkten als Fläche. Dabei wurde mit bis zu 3 C bei 20°C entladen. Die Effizienz nimmt bei solch hohen Strömen natürlich stark ab.

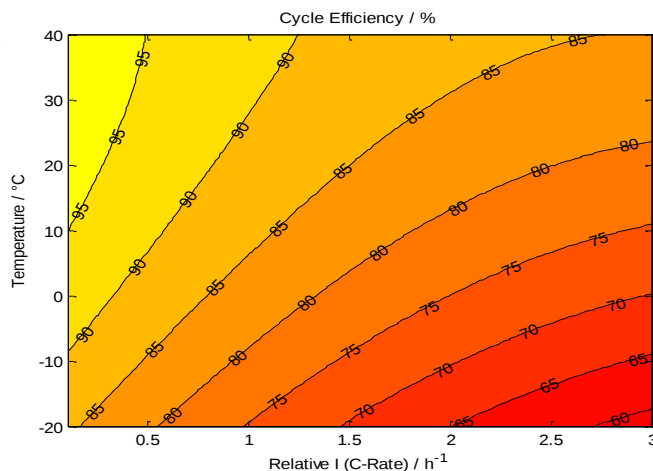


Abbildung 45: Effizienzplot der Winston-Zelle bis 3C

Einfluss der Lade-Schlussspannung

Die Ladeschlussspannung (auch Lade-Endspannung) bei der Konstant-Strom - Konstant-Spannungs-Ladung (CCCV) wird durch die Hersteller typenspezifisch angegeben. Im Wesentlichen wird die maximale Potentialdifferenz, welche zwischen den Zellen-Elektroden auftreten sollte, durch die chemische Zusammensetzung definiert. Oftmals setzen bei zu hoher Spannung irreversible chemische Prozesse wie z.B. Lithium-Plating ein, welche es zu verhindern gilt. Gegen Ende der Ladephase (CCCV-Modus) stellt sich die vom Ladegerät gegebene Ladeschlussspannung ein und der Ladestrom nimmt proportional zum Spannungsabfall über dem ohmschen Innenwiderstand¹⁰ der Zelle ab. Je höher also die Spannungsobergrenze gesetzt wird, desto länger wirkt die Ladephase mit dem Maximalstrom bevor die Zelle vollgeladen ist. Die zu definierende Ladeschlussspannung ist also quasi ein Kompromiss zwischen möglichst rascher Vollladung und hoher Lebensdauer.¹¹

In einem einfachen Versuch wurde herausgefunden, welchen Einfluss die Ladeschlussspannung bei einer Vollladung auf die speicherbare Energiemenge und auf andere Parameter wie z.B. die Energieeffizienz hat. Dazu wurde bei allen Testzellen je ein Lade-Entlade-Zyklus durchgeführt, wobei die Ladeschlussspannung folgendermassen variiert wurde: 3.45 V, 3.55 V, 3.65 V 3.75 V.

In den getätigten Versuchen dauerte das Laden auf 3.45 V ca. 6% länger (zwischen 38 min und 43 min, bezogen auf 3.56 V) auf Grund des früher eintretenden aber länger anhaltenden Stromrückganges in der Lade-Endphase. Mit einem tieferen minimalen Ladestrom als Ladeabbruchkriterium, bevor die Ladung als beendet gilt (z.B. Abbruchkriterium 0.01 C anstatt 0.03 C), muss theoretisch derselbe Ladungsinhalt gespeichert werden können, auch wenn die Ladeschlussspannung z.B. nur 3.45 V beträgt. Die Vollladung würde aber nochmals länger dauern.

Beispielhaft für beide Zellen-Typen werden die Resultate der Winston-Zellen nachfolgend dargestellt.

¹⁰ Innenwiderstand in diesem Fall vorwiegend geprägt durch den Realteil der komplexen Impedanz.

¹¹ Es gibt einige weniger gängige Ladeverfahren, welche aufbauend auf einem genauen Batteriemodell und mit Kenntnis der inneren Impedanz, die maximale Klemmenspannung gezielt übersteigen ohne dass die Elektroden - zumindest theoretisch - eine zu hohe Spannungsdifferenz erfahren. Allerdings ist für ein solches Verfahren, sofern die Anwendung es überhaupt erfordert, ein sehr dynamisches Zell-Monitoring mit einem entsprechend dynamisch steuerbaren Ladegerät vorausgesetzt.

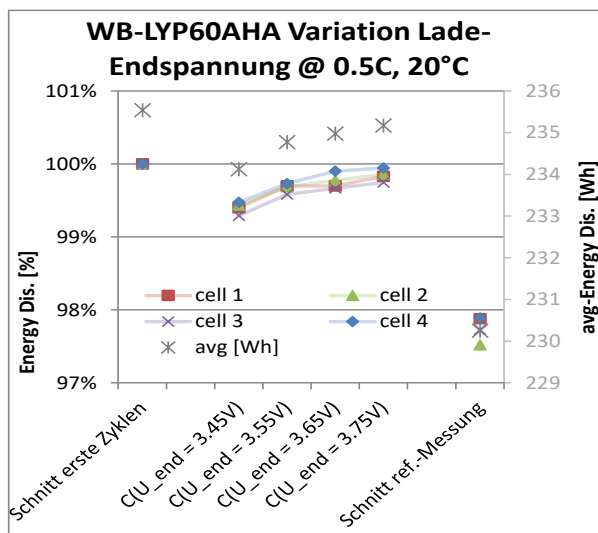


Abbildung 46: relative entnehmbare Energie (Discharge Energy) je nach Lade-Endspannung

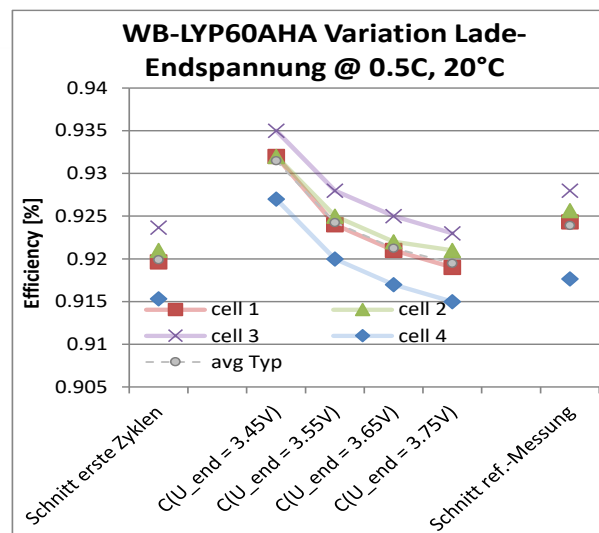


Abbildung 47: entsprechende Variation der Zyklen-Effizienz (Entladeenergie/Lade-Energie)

Angesichts der Tatsache, dass die speicherbare Energie nur marginal zunimmt, wenn eine höhere Ladeschlussspannung angewendet wird, ist es empfehlenswert, eine tiefere Ladeschlussspannung vorzusehen, um dafür eine höhere Lebensdauer zu gewährleisten. Der Effekt auf die Lebensdauer könnte in Dauertests quantifiziert werden.

Dauertest mit Vollzyklen

Nach allen Charakterisierungs-Tests wurde ein Dauertest gestartet. Dabei wurden 150 Zyklen mit einer Entladerate von 0.5 C und einer Laderate von 0.5 C (0.2 C für Zellen-Paar bei -20°C) durchgeführt. Alle 10 Zyklen wurde eine elektrochemische Impedanz-Spektroskopie durchgeführt, womit die Änderung des frequenzabhängigen Innenwiderstands der Zelle ermittelt wurde.

Das bei +20°C zyklisierte Zellenpaar zeigte am Ende des Dauertests einen ähnlichen Kapazitätsrückgang von ca. 3%, die Winston-Zelle leicht besser.

Zwischen jenem Zellenpaar, welches bei -20°C zyklisiert wurde, war ein sehr markanter Unterschied zu Gunsten der Lishen-Zelle zu verzeichnen, wie Abbildung 48 verdeutlicht.

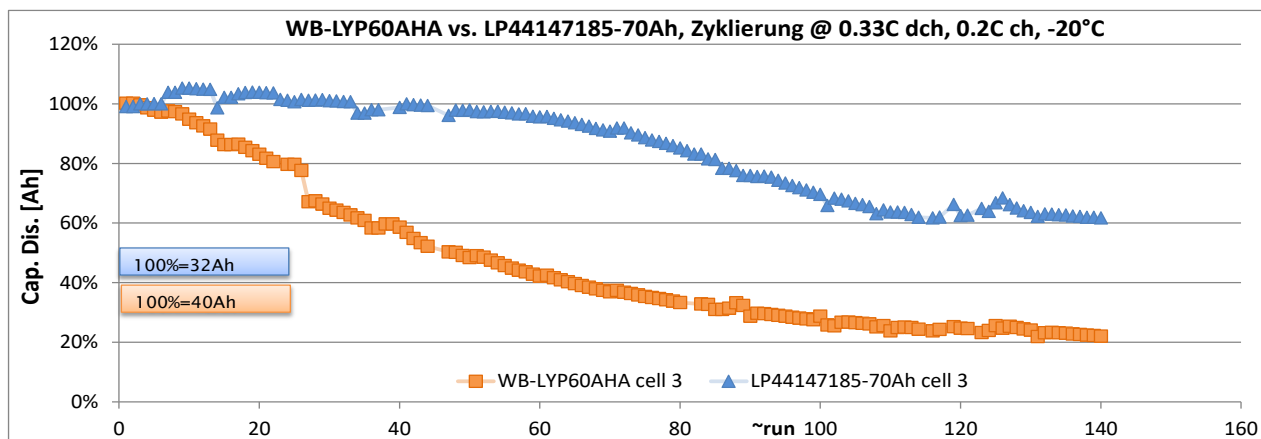


Abbildung 48: Abnahme der Entladekapazität während Zyklierung bei -20°C



Übersicht der Performance

Nachfolgend in Tabelle 9 eine Gegenüberstellung der wichtigsten Eigenschaften gemäss Datenblatt und den getätigten Messungen beider im Test verglichenen Zellen-Typen.

Kondition	Datenblatt		+20°C		-20°C		nach ~180 Zyklen		+20°C		-20°C		nach ~180 Zyklen		+20°C		-20°C		nach ~180 Zyklen																									
Zelle	Absolutwerte					Vergleich mit Datenblatt					Vgl. Normmessung																																	
Vergleichswert:	Entladbare Kapazität mit 0.33C [Ah]																																											
WB-LYP60AHA	60	74.8	40.5	71.4		125%	68%	119%		54%	95%																																	
LP44147185-70Ah	70	67.7	32.3	65.3		97%	46%	93%		48%	96%																																	
Vergleichswert:	Entladbare Energie mit 0.33C [Wh]																																											
WB-LYP60AHA	192	238	115	228		124%	60%	119%		48%	96%																																	
LP44147185-70Ah	224	215	93	207		96%	42%	92%		43%	96%																																	
Vergleichswert:	Energiedichte bei 0.33C [Wh/kg]																																											
WB-LYP60AHA	83	106	51	101		128%	61%	122%		48%	95%																																	
LP44147185-70Ah	105	100	43	97		95%	41%	92%		43%	97%																																	
Vergleichswert:	Gewicht [kg]																																											
WB-LYP60AHA	2.3	2.254	2.254	2.254		98%																																						
LP44147185-70Ah	2.138	2.145	2.145	2.145		100%																																						
Weitere Angaben aus dem Datenblatt:																																												
					Standard Strom					max. Kont. Strom																																		
Hersteller					ch					dch					ch					dch																								
WB-LYP60AHA					Winston Battery, Winston Energy Group Limited					0.5C					0.5C					3C					3C																			
LP44147185-70Ah					Tianjin Lishen Battery Joint-Stock Co.,Ltd					0.33C					1C					1C					2C																			
					Spannungsbereich					Min. Temperatur					Max. Temperatur																													
					min					nom					max					Masse (L*B*H)					ch					dch					ch					dch				
WB-LYP60AHA					2.8 V					n.A.					4.0 V					203 * 114 * 61					-45°C					-45°C					85°C					85°C				
LP44147185-70Ah					2.0 V					3.2 V					3.65 V					147 * 44 * 185					-18°C					-20°C					45°C					60°C				

Tabelle 9: Absolute und relative Gegenüberstellung der Ergebnisse bei unterschiedlichen Konditionen

5.2.5.c Wahl einer spezifischen LiFePo₄ Zelle für das Funktionsmuster

An Hand der vielen und teils aufwändigen Tests lässt sich gut abschätzen wozu Li-Ion-Zellen, insbesondere FLP- Zellen fähig sind und wo die kritischen Betriebspunkte liegen. Daraufhin lässt sich auch das Batteriemanagement ausrichten, um eine höchstmögliche Lebensdauer zu erzielen. Für die binäre Entscheidung „tauglich“ oder „nicht tauglich“ sind vor allem die Resultate der Charakterisierung und jene des Dauer-Zyklentests ausschlaggebend. Beide untersuchten Zellentypen lassen sich bei -20°C mehrmals Laden und Entladen und sie liefern bei diesen Umständen genügend Kapazität um die SBB-Anforderungen auch bei geringerer Ausgangs-Kapazität zu erfüllen.

Bezüglich der Eigenschaften im Neuzustand überzeugt eher die Winston-Zelle durch geringfügig höhere spez. Energie und etwas flachere Spannungsverläufe. In der Alterung, gerade unter widrigen Umständen, zeigen die Lishen-Zellen klar die höhere Beständigkeit der Zellchemie, was diese Zelle für den Einsatz in langlebigen Systemen interessant macht.

Zum Zeitpunkt der Entscheidungsfindung war die sehr neue Lishen-Zelle, erst in vorliegender Grösse (70 Ah) erhältlich und noch nicht mit den branchenüblichen Sicherheitstests zertifiziert. Somit fiel die Entscheidung für das Funktionsmuster auf die Winston-Zelle „WB-LYP160AHA(tall)“ mit 160 Ah.

5.3 Anbindung an das Bordnetz

Eine der grossen Knackpunkte, wenn eine andersartige Batterietechnologie ohne zusätzliche Anpassungen an Ladung und Verbraucher an der gegebenen Spannungslage des Bordnetzes betrieben werden soll, ist deren elektrische Anbindung. Die Batterie hat jederzeit und sofort Energie in das Bordnetz zu speisen, sofern deren Netzspeisung ausfällt. Im Gegenzug muss die Batterie von diesem sicher und zuverlässig aufgeladen werden können. Die Spannung des Bordnetzes während Netzbetrieb – für Blei-Batterien optimiert - ist durch äussere Umstände gegeben und durch die Batterie nicht steuerbar. Die Batterie muss sich also den Bedingungen anpassen. Dass die Batterie darum ein internes Schaltelement haben muss, um sich z.B. vor Überladung, aber gegebenenfalls auch vor Tiefentladung zu schützen, scheint unumgänglich.

5.3.1 Mögliche Schaltvarianten

Nachfolgend werden nicht abschliessend mögliche Schaltvarianten aufgezeigt. Es ist nicht ausgeschlossen, dass die künftige Lieferantin der 36V-SBB-Bordnetzbatterie eine andere Lösung anbietet - falls sie zur Erlangung der geforderten Funktionalitäten überhaupt ein Schaltelement einbaut.

In nachfolgenden Schaltungsbeispielen b) bis e) ist jeweils die Diode «D.dis» eingezeichnet, welche in jedem Fall innerhalb der ersten Millisekunden nach Ausfall der Zugsammelschiene (ZSS) für die unterbrechungsfreie Versorgung die DC-Verbraucher aus der Batterie speist. Da der Strom üblicherweise 50 A, für mehrere Sekunden sogar bis zu 160 A beträgt, muss der Strom so rasch wie möglich über einen parallelen Pfad geleitet werden, um die Verlustenergie in der Diode (und damit deren Temperaturanstieg) zu reduzieren. Mögliche Schaltvarianten dazu werden nachfolgend erläutert.

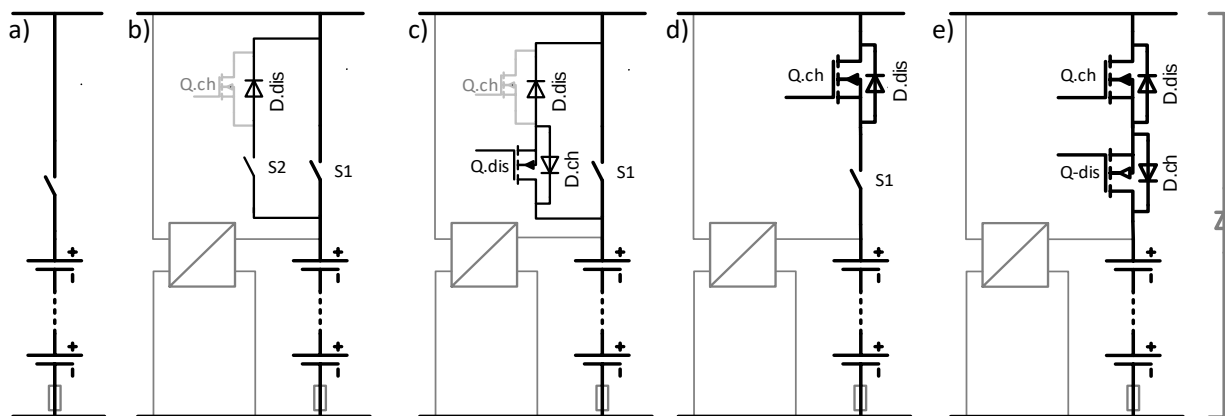


Abbildung 49: Mögliche Schaltvarianten zwischen Bordnetz und Batterie-Corepack

Spezifische Funktionsweise

Vor- und Nachteile werden hier nicht im Detail vertieft, ergeben sich aber aus den Beschreibungen und der Ergänzung welche nach der Auflistung folgt.

- a) Einfacher Schalter; kann nur zum Schutz der Batterie eingesetzt werden. Die Kommutierung «offen» bei Netzspeisung zu «zu» bei Netz-Wegfall würde die Anforderungen bezüglich Unterbrechungsfreiheit (max. 20 ms) kaum erfüllen. Er wäre also im Regelfall immer geschlossen.
- b) Mechanische Schalter; S2 im Regelfall immer eingeschaltet, S1 schaltet nach ZSS-Unterbruch sowie bei Starkladung (direkt ab Bordnetz) ein, S1 und S2 muss bei drohender Tiefentladung o-

der Kurzschluss ausschalten.

Um Schaltspiele des S1 (immer nach ZSS-Unterbruch) zu sparen, kann ein zusätzlicher Q.ch-MOSSFET die Dioden-Bypass über D.dis übernehmen.

- c) Paralleler Hybridschalter; Q.dis übernimmt Funktion von S2 aus b)
- d) Serieller Hybridschalter; S1 muss nur bei drohender Tiefentladung oder Kurzschluss ausschalten, Q.ch schaltet nach ZSS-Unterbruch sowie bei Starkladung ein.
- e) Kompletter Halbleiterschalter; Q.dis muss nur bei drohender Tiefentladung oder Kurzschluss ausschalten, Q.ch schaltet nach ZSS-Unterbruch sowie bei Starkladung ein.

Im Allgemeinen sind die Vorteile von mechanischen Schaltern gegenüber Halbleiterbauelementen deren hohe Robustheit gegenüber Kurzschlussströmen und hohen Spannungstransienten sowie ein geringer Kontaktwiderstand. Die Nachteile sind begrenzte Schaltspiele, je nach Ausführung einen dauerhaften Energieverbrauch und einen grösseren, dreidimensionalen Bauraum. Mit Hybrid-Lösungen wie z.B. Variante c) oder d) können Vorteile kombiniert werden.

5.3.2 Design-Variante: Bidirektionaler Halbleiterschalter

Auf Grund der Vorteile des Halbleiterschalters, seiner flexiblen Betriebsweise mit einer erwartungsgemäss hohen Lebensdauer unter vielen Schaltzyklen sowie auf Grund des begrenzten Bauraumes in zwei Dimensionen wird für das Funktionsmuster die Variante e) umgesetzt.

Nachfolgend wird genau erläutert, wie die Funktion und das Betriebsverhalten vorgesehen und schliesslich umgesetzt wurden.

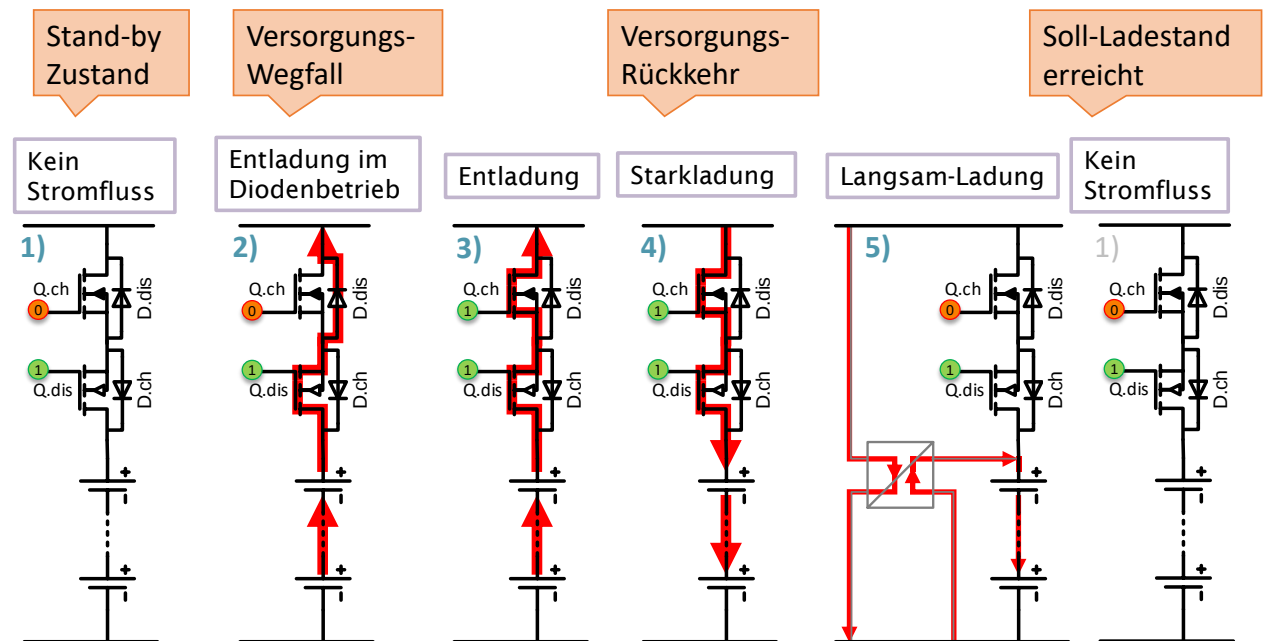


Abbildung 50: Typische Sequenz der Ansteuerung und Stromflüsse

- 1) Im häufigsten Fall hat die Batterie ihren Soll-SoC (z.B. vollgeladen) und ist nicht direkt mit dem Bordnetz verbunden. Die Batteriespannung kann sich auf einen Wert unterhalb der Bordnetzspannung absenken, was einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer hat.

- 2) Bei Wegfall der Bordnetzversorgung speist die Batterie sofort über MOSFET Q.dis und Diode D.dis ins Bordnetz, ohne dass eine Reaktionszeit von Logik oder Software relevant ist.
- 3) Zeitnah schaltet Q.ch ein, um die Diode D.dis zur Reduktion der Verlustleistung zu überbrücken. Dieser Vorgang wird zusammen mit einer Stromrichtungserkennung auf Logik-Ebene initiiert, solange die Entladefreigabe (Q.dis) vorhanden ist.
- 4) Kehrt die Versorgung ab dem AC-Netz zurück, wird mindestens im ersten Moment direkt ab Bordnetz geladen (Strombegrenzung auf BLG Seite gemäss SBB-Vorgabe 60 A).
- 5) Sofort wird Q.ch anhand der Stromrichtungserkennung durch die Schaltungslogik wieder ausgeschaltet, sofern aufgrund eines tiefen SoC nicht eine Starkladung nötig ist. Stattdessen erfolgt die Langsam-Ladung (SoftCharge) durch die Software bis der gewünschte SoC erreicht ist.

Die Batterie muss per Design das Bordnetz über die geforderte Zeit mit mindestens der geforderten Energiemenge zuverlässig versorgen können, dies hat oberste Priorität. Verhält sich das Bordnetz aus irgendwelchen Gründen jedoch ausserhalb der Spezifikationen, ist jede Batterie irgendwann erschöpft oder überlastet. Zum Schutz der Batterie und des Umsystems, zum Beispiel bei drohender Tiefentladung, anhaltendem Überstrom oder Kurzschluss mit darauffolgender Überhitzung, soll sich die Batterie vom Bordnetz trennen können. Dadurch können Gefahrenfolgen oder eine nachfolgende Funktionsstörung verhindert werden.

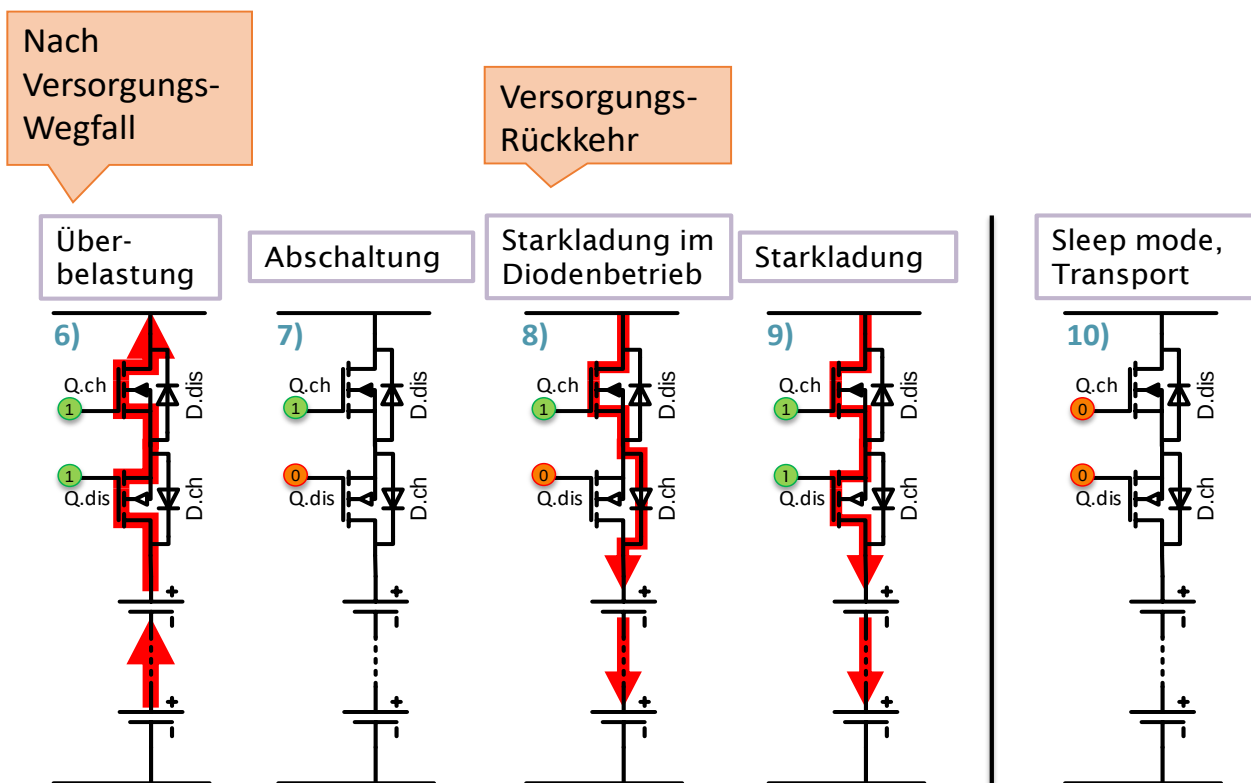


Abbildung 51: Stromflüsse und Ansteuerung mit Abschaltung

- 6) Bei Entladung, wenn die Batterie durch das Bordnetz belastet wird, sind wie bereits in 3) beschrieben beide MOSFET geschaltet. Beispielhaft dargestellt eine andauernde Überlastung (z.B. fehlerhaftes Bordnetz).
- 7) Bei Tiefentladung oder nach anhaltendem Überstrom kann die Software mit einer forcierten Ausschaltung des Q.dis reagieren, womit das Bordnetz von der Batterie getrennt wird. Für star-



- ke Überströme bei Kurzschluss (z.B. $>800\text{ A}$) wird die Ausschaltung über Komparatoren und Logikbausteine direkt ab der Strommessung umgesetzt.
- 8) Kehrt die Speisung bordnetzseitig zurück, so wird die Batterie im ersten Moment automatisch wieder über D.ch geladen.
- 9) Im nächsten Moment nach Versorgungsrückkehr schaltet Q.dis wieder ein, um die Diode D.ch zur Reduktion der Verlustleistung zu überbrücken.
Nach Abschaltung auf Grund von Überstrom kann ein automatischer, periodischer Wiedereinschaltversuch durch die Software gesteuert aktiviert werden.
- 10) Im Transport- oder Lager-Modus soll sich die Batterie aus Sicherheitsgründen und zur Minimierung des Standby-Verbrauchs ausschalten. Dabei werden beide MOSFETs von der Software deaktiviert. Die Reaktivierung muss durch die Erkennung der Bordnetzspannung (eingangsseitige Spannungsmessung) oder kann z.B. durch einen Taster an der Batterie geschehen.

5.3.3 Umsetzung Halbleiterschalter für Funktionsmuster

Der Hochstromteil auf dem PowerBoard wird durch den Halbleiterschalter dominiert. Da auch bei idealem Layouten nicht von einer homogenen Stromverteilung ausgegangen werden kann (Streuung R_{DSon} , Übergangswiderstände Bauteil-Platine, Layout-Asymmetrien...) reduziert sich die theoretische maximale Strombelastbarkeit aus der Summe der MOSFETs um 10% (Näherungswert, beruhend auf Erfahrungen). Für das Funktionsmuster wurde der Schalter mit 60 A MOSFETs aufgebaut und erfolgreich getestet. Da aber bezüglich Spannungsfestigkeit bedenken bestanden, wurde eine Variante mit 100 V-MOSFETs berechnet.

Mit dem gewählten N-Kanal MOSFET IRFS7530TRL7PP und dem für erhöhte Spannungsfestigkeit in Frage kommenden STH310N10F7-6 lässt sich ein Schalter mit folgenden Kennwerten erstellen

Eigenes Design	Auslegung 8p, 60V	Auslegung 8p, 100V
Verwendete MOSFET	2 x 8 x IRFS7530TRL7PP	2 x 8 x STH310N10F7-6
Rating der MOSFETs	60 V, 240 A cont, 1450 Ap, 1.4 mΩ	100 V, 180 A cont, 720 Ap, 1.9 mΩ
Kalkulierte Verluste in FETs $P_v @ I_{\text{nom}}$ (100 A)	2.9 W	4.8 W
$P_v @ I_{\text{max}}$ (160 A)	7.4 W	13.4 W
I_{FETrated} (@25°C)	1728 A	1296 A
I_{peak} (1μs @25°C)	10440 A	5184 A

Tabelle 10: Eckdaten des Halbleiter-Switchs je nach Spannungsfestigkeit.

Bei den in Tabelle 10 deklarierten Verlustleistungen handelt es sich um die Leitverluste in den MOSFET-Chips. Diese Leitverluste sind unter Berücksichtigung thermischer Kapazitäten (C_{th} , Trägheit gegenüber der Erwärmung bei Wärmeeintrag) und der Wärmeleit-Widerstände (R_{th}) zwischen Chip und verschiedener Wärme-Senken (Zwischenlagen mit thermischer Kapazität, ggf. Kühlelemente, z.B. Batterie-Trog aus Stahl oder Aluminium) zwingend unterhalb kritischer Grenzen zu halten.

Die elektrischen Widerstände der vierlagigen Leiterbahnabschnitte (jeweils wenige mm Wirkungs-länge, mit Durchkontaktierungen verbunden) und die Widerstände der Kupferschiene sind nicht mitberücksichtigt, da diese zu verhältnismässig geringem Anteil an den gesamten Leitverlusten beitragen.

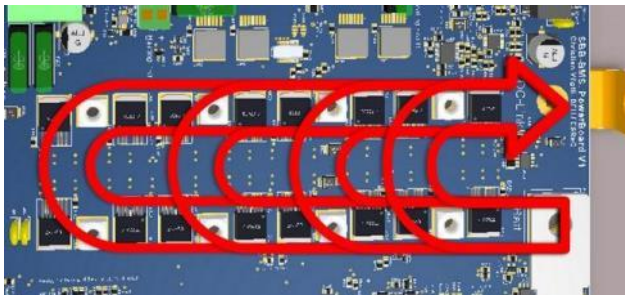


Abbildung 52: MOSFET-Array für U-förmigen Stromfluss

Der U-förmige Stromfluss über das Powerboard ist in Abbildung 52 gezeigt. Ursprünglich wurde eine Punktsymmetrische Anordnung der Halbleiter vorgesehen, so dass der elektrische Widerstand über jeden Verbindungspfad gleich gross ist. Diese Variante war allerdings mit den Platzverhältnissen neben den Zellen im Batterietrog schlecht vereinbar und wurde später verworfen.

Wie in den nachfolgenden Abbildungen im Ansatz zu erkennen ist, wird der Wärmefluss aus Leitverlusten des Halbleiterschalters, also von den einzelnen Leistungs-MOSFET, über engmaschige und flächige Stromableiter auf der Leiterplatte vierlagig und über Durchkontaktierungen sowie über eingepresste Schraubverbindungen zu den Kupfer-Flachstäben auf der Rückseite geleitet.

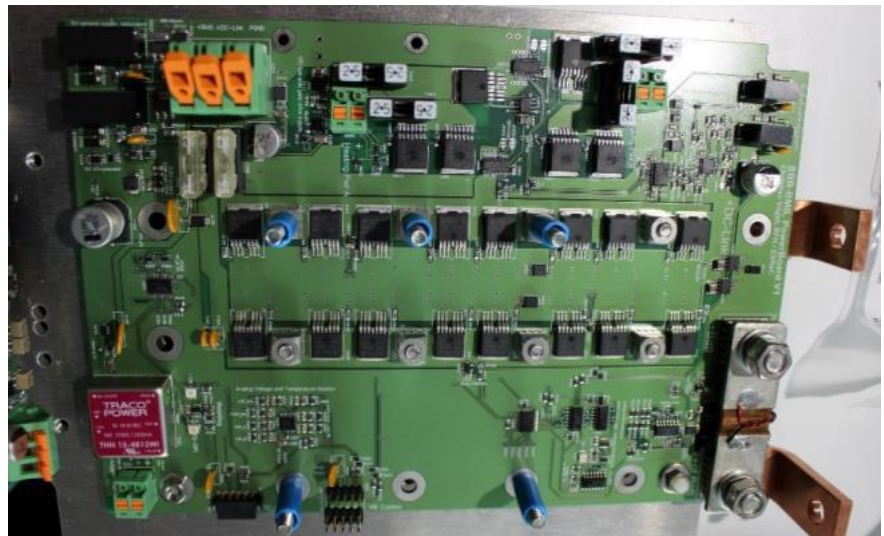


Abbildung 53: PowerBoard mit dem markanten MOSFET-Array

Diese Kupferschienen mit einem Querschnitt von 4 x 20 mm dienen einerseits als gut erschlossene thermische Kapazität und unterstützen die Wärmeausbreitung (heat spreading), wobei sie einen allfälligen Wärmefluss dann grossflächig über eine wärmeleitende, elektrisch isolierende Folie (0.15 mm, 1 W/mK), an eine Aluminium-Grundplatte übertragen. Diese fungiert wie bereits die Kupferteile als thermische Trägheitsmasse und leitet den Wärmefluss zudem nochmals grossflächiger an den Stahltrög ab.



Abbildung 54: Rückansicht auf die Kupfer-Schienen

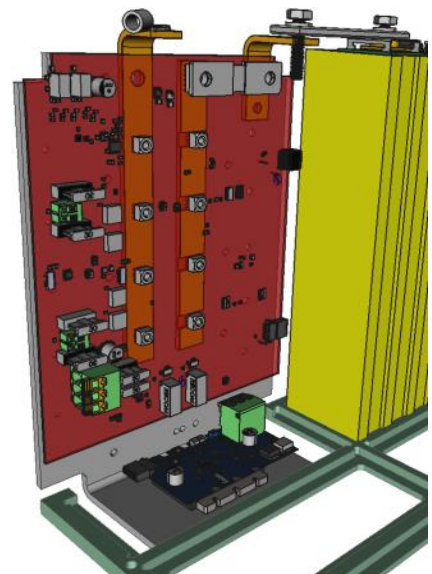


Abbildung 55: Positionierung des PowerBoards im Trog

Der Sinn des speziellen Schalters ist, wie in 5.3.2 erklärt, den Ladestrom zu unterbrechen (die meiste Zeit im Regelbetrieb) aber jederzeit sofort einen Entladestrom zuzulassen. Dabei soll durch Schalten des entsprechenden MOSFET der Diodenbetrieb (Body-Diode) verhindert werden. Damit dies möglichst schnell, zuverlässig und bestenfalls Software-unabhängig geschieht, ist eine akkurate Strommessung als auch eine exakte Schwellwert-Auswertung auf Hardware-Basis erforderlich. Eine robuste Logikschaltung entscheidend dann entsprechend der Signale aus Strom-Schwellen, Temperatur-Wächter und der Stromrichtungsfreigabe des BMS, welcher Teil des Halbleiterschalters über die entsprechenden Treiber aktiviert wird.

Die Kaskade von Details, sowie deren Auslegung ist in der erwähnten technischen Detailausarbeitung [9] ab Abschnitt 3.2 enthalten.

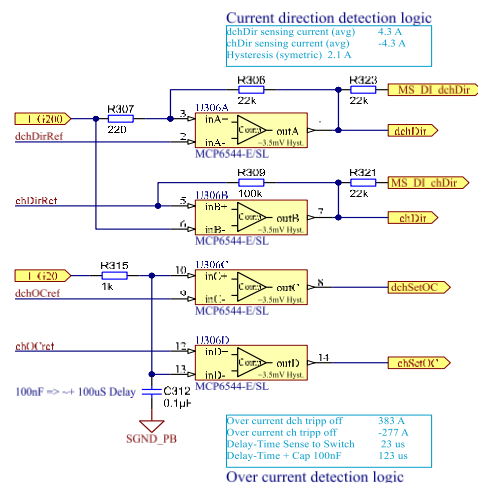


Abbildung 56: lediglich zur Illustration: Komparator-Array auf PowerBoard

Test unter Belastung, Heat run

Der Halbleiterschalter wurde unter Anderem direkt am Fahrzeug getestet. Neben Schwarzstart (Speisungsstart des Fahrzeugs ab der Batterie), Spannungs-Transienten und Schalt-Verhalten wurde auch ein Heat Run durchgeführt, um die Erwärmung zu betrachten (Protokoll Systemtest im Fahrzeug [11]).



Abbildung 57: Halbleiterschalter des PowerBoard unter Belastung mit 180 A: Tmax = 39°C

Dank der nicht ordnungsgemässen Ladestrombegrenzung des Testfahrzeuges, in Kombination mit einem zusätzlichen, externen Labornetzgerät, konnte ein Ladestrom von bis zu 185 A erreicht werden. Die Stromrichtung (Laden / Entladen) hat für die Erwärmung der Bauteile keinen Einfluss. Die gewonnenen und ausgewerteten Erkenntnisse sind somit auch für die Entladung gültig.

Der Belastungstest des Halbleiterschalters wurde bei einer Umgebungstemperatur von 15°C im ausgebauten Zustand durchgeführt. Das PowerBoard lag dabei auf einem Pappkarton und konnte nicht so wie im Enddesign verbaut, Wärme über Kontakt mit dem Stahltrog abgeben.

Der Heat run mit einer Strombelastung von 180 A während über 10 min war erfolgreich. Eine maximale Temperatur von 39°C stellte sich ein (dT = 24 K zu Ambient).

Die Wärmebildaufnahme in Abbildung 57 zeigt eine sehr homogene Erwärmung über dem Funktionsteil des Schalters, was eine gute Aufteilung der Strombelastung widerspiegelt. Im eingebauten Zustand erfolgt ein beträchtlicher Wärmeabtransport über die Wand des Batterietroges, was bei gleicher Belastung noch tiefere Temperaturen erwarten lässt.

5.4 Schluss-Laderegler (SoftCharge-Module)

Der Batterie-Ladestrom ist durch die Batterieladegeräte auf Fahrzeugseite auf 60 A spezifiziert. Einige Messungen im Feld gaben kurzzeitig sogar 180 A ergeben. Für das oftmalige Nachladen nach den kurzen Unterbrüchen ist dies ein unnötig hoher Ladestrom. Zudem ist je nach Bordnetzspannung die Ladeendphase nur durch eine Stromkontrollierte Ladung möglich.

Mit einem kleinen, in die Batterie integrierten DC-DC-Wandler im Leistungsbereich um 900 W lässt sich eine schonende und besser kontrollierbare Ladung erzielen, wie in den nachfolgenden Diagrammen illustriert wird.

Vor allem bei sehr tiefen Temperaturen im Winter kommt diese Massnahme der Batteriebensdauer entgegen. Ein weiterer positiver Effekt kann eine bessere Systemeffizienz sein, wenn die Batterieverluste durch geringere Ströme ebenfalls kleiner werden.

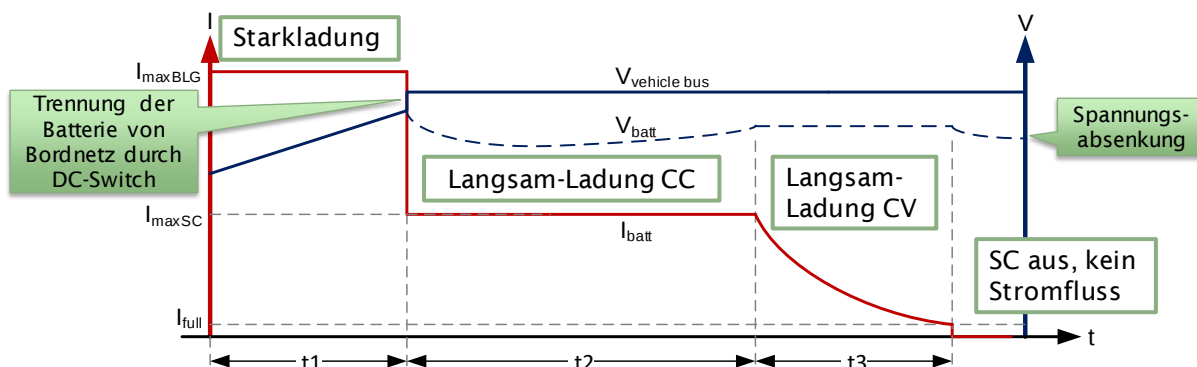


Abbildung 58: Vereinfachte Darstellung der Ladekurve mit Betrieb durch das SoftCharge-Module

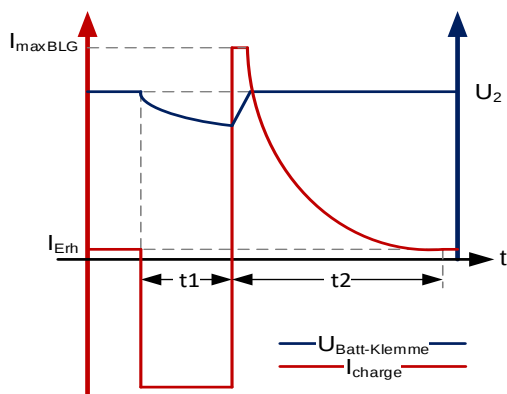


Abbildung 59: Ladespitze nach Schutzstrecke aktuell

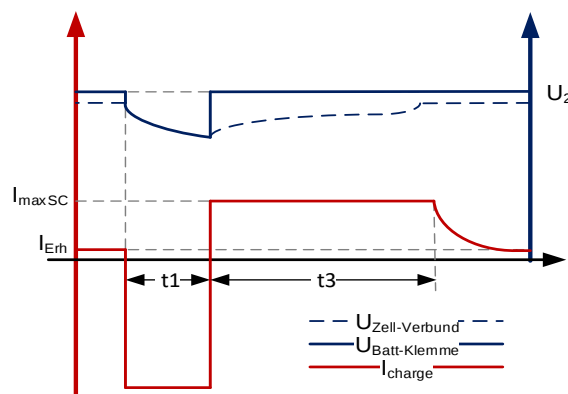


Abbildung 60: „SoftCharge“ nach Schutzstrecke (t3)

Evaluert wurde das „off the shelf“ DC-DC Konverter-Modul NQ60W60QGV20NYC-G des Herstellers SynQor, USA. Es treibt am Ein- und/oder Ausgang einen maximalen Strom von 22A im Bereich von bis zu 60V bei verhältnismässig geringen Abmessungen. Dazu wurde eine Leiterplatte entwickelt, welche diverse spezifische Funktionalitäten für die möglichst fehlersichere Ansteuerung und vollständige Überwachung des Konverters im Batteriesystem ermöglicht.

Das Modul wird über einen Systembus angesteuert. Dabei stellen Analog-Digitalwandler Spannungsreferenzen ein, welche Strombegrenzung und Spannungsbegrenzung des Converter-Moduls beeinflussen. Mittels eines Potentiometers¹² kann die maximal mögliche Ausgangsspannung zu sicherheitszwecken hardwareseitig limitiert werden. Der Betrieb kann über die Software-Ansteuerung forciert ein oder ausgeschaltet werden, während im Normalbetrieb ein automatisches ein und Ausschalten anhand der gemessenen Batterie- und Bordnetzspannung vorgesehen wurde.



Abbildung 61: Das SoftCharge-Module getestet, Verbund aus Converter und Ansteuerungselektronik

An der Zusatzelektronik kann ebenfalls per Potentiometer ein «sicherer» Betriebspunkt (Ladeendspannung, Ladestrom) eingestellt werden. Dieser Betriebspunkt kommt zur Wirkung, wenn die Kommunikation zum Modul z.B. auf Grund eines Fehlers nicht mehr aktiv ist und das SoftCharge-Modul damit in den Fail-Safe-Automatikbetrieb wechselt. Die Versorgung der Zusatzelektronik geschieht ebenfalls redundant ab PowerBoard (5 V) oder ab der dem Modul zugeführten Bordnetzspannung.

Auch dieses Modul verfügt über ein umfassendes Monitoring. Mittels Stromsensoren können ein und Ausgangsstrom abgerufen werden, so wie auch alle relevanten Spannungen und zwei Temperaturmesspunkte. Weiter verfügt der eingekaufte Converter über diverse Selbstschutzmechanismen und drosselt z.B. seine Leistung bei Überhitzung. Das Modul emittiert im Vollastbetrieb (max.22 A, ca. 880W) bis zu 35 W Verlustleistung, bei halbem Strom seien es 17 W. Diese müssen analog dem Halbleiterschalter grossflächig abgeführt werden, was über die gemeinsame Aluminium-Trägerplatte geschieht. Grundsätzlich emittiert entweder der Halbleiterschalter (hoher Stromfluss) oder das SoftCharge-Modul (SoftCharge-Modus) entsprechende Verlustleistung – aber nie gleichzeitig.



Abbildung 62: Das SoftCharge-Modul auf der Aluminium-Trägerplatte an der Trogwand.

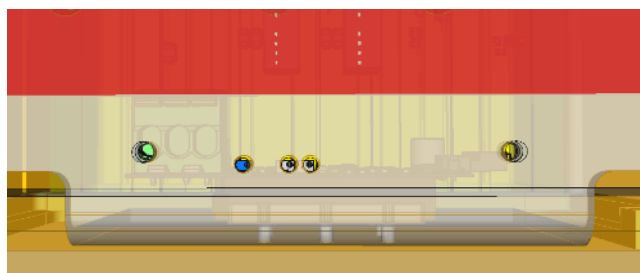


Abbildung 63: CAD-Ansicht von aussen des Troges. Ein Detail sind die Löcher, welche die Trimpotentiometer des SoftCharge-Modules zugänglich machen

¹² Die drei Trimm-Potentiometer auf dem SoftCharge-Module sind verstellbare Widerstände, welche mit 10 Umdrehungen per Schraubenzieher einstellbar sind. Die Einstellschrauben sind von aussen am Batterietrog über Bohrungen zugänglich.

5.5 Zellen-Abgriff „SmartHeader“ mit Zellen-Heizung

Der SmartHeader dient in erster Linie als gesammelter Anschlusspunkt für die Messung der Zellspannung und deren Temperatur. Zudem wurde auf der Platine auch eine Zellen-Poolheizung und einen EEPROM-Speicher für Zellen-spezifische Informationen (z.B. Zellen-Kennung) vereint.

Die ursprüngliche Idee dieses Smart-Headers (ohne Heizungs-Funktionalität) ist von der Firma Integrated Power Solutions IPS aus Port bei Biel Patentierte.



Abbildung 64: Zell-Print «SmartHeader»

Mit den Heizelementen im Enddesign, den Leistungswiderstände im TO-220-Gehäuse, ist eine Leistungsabgabe von bis zu 35 W möglich, sofern die innere Temperatur des Widerstands nicht über 155 °C steigt. Damit ist an der Batterie eine Gesamtheizleistung von 770 W erreichbar. Die detaillierten Wärmeflussberechnungen ergaben, dass die Leistung ab einer Pol-Temperatur von -5°C allmählich reduziert werden muss (PWM), damit keine Überhitzung der Heizwiderstände geschieht.

Im Idealen Design würden PTC-Widerstände verwendet, welche ab einer gewissen Temperatur ihre Heizleistung bauartbestimmt mindern.

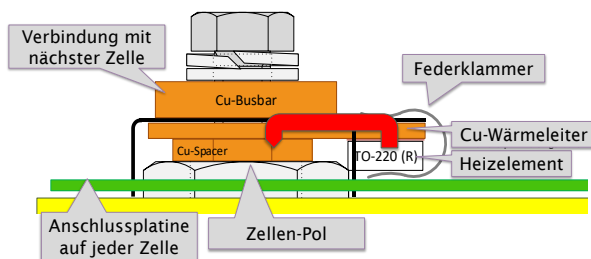


Abbildung 65: Elementarer Aufbau auf einem Zellenpol



Abbildung 66: Variante Sandwich ohne Klammer

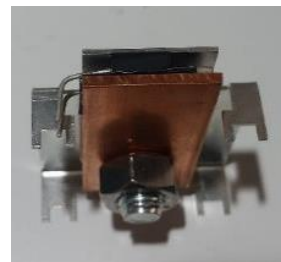


Abbildung 67: Variante in anderer Blickrichtung

Die Heizelemente sind in unmittelbarem mechanischem Kontakt mit spannungsführenden Teilen des Zellen-Stacks. In ungünstigen Fällen könnte ein Überschlager in der Isolation des Heizelementes oder ein mechanischer Kontakt auf dem SmartHeader zu einem Kurzschluss zwischen einem Zellenpol und einem Heizelement führen.

Darum ist es sicherheitstechnisch zwingend notwendig, dass die Heizelemente zweipolig, also am positiven und am negativen Pool, geschaltet, überwacht und gegen Überstrom abgesichert werden.

Die Halbleiterschalter, Strommessungen und Schmelzsicherungen für die Heizung befinden sich auf dem PowerBoard.

Ergebnis Funktionstest

Die Funktionsweise wurde anhand einer Zelle nachgestellt und getestet. Die Aufheizphase mit 50 W Heizleistung wurde analysiert, wobei eine Wärmekapazität von $1.42 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ festgestellt wurde.

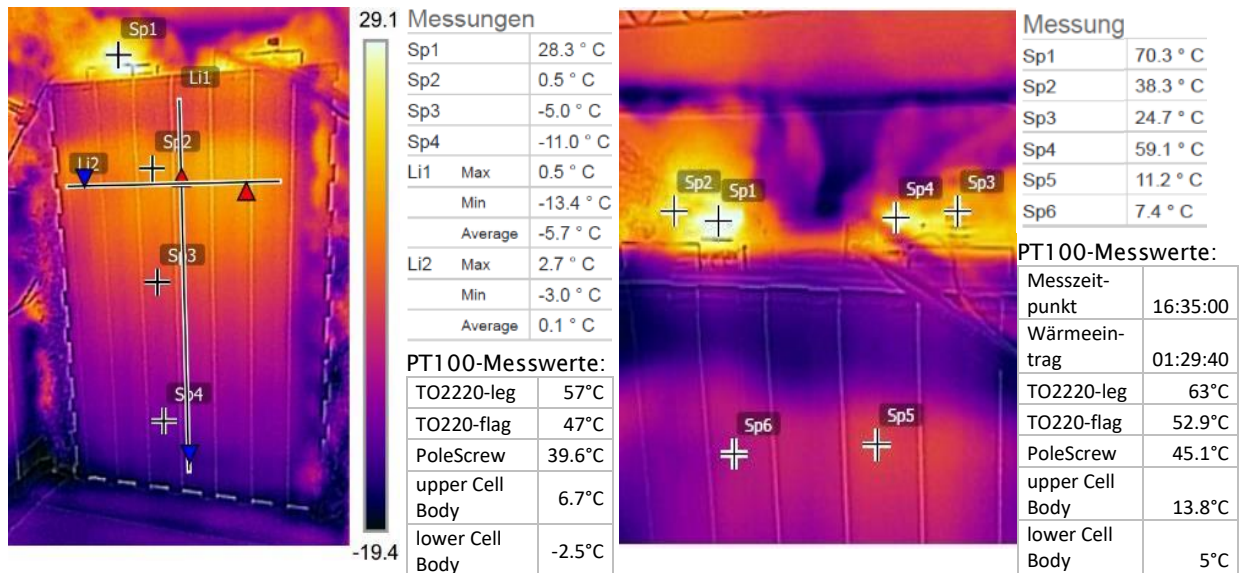


Abbildung 68: Thermografie nach 1:04h Heizen (50 W) Abbildung 69: Pole im Detail nach 1:29 Aufheizzeit (50 W)

Die Heizung über die Zellenpole ist sehr effektiv und bedingt einen geringen Material-Mehraufwand verglichen zu einer flächigen Wärmequelle um jede Zelle. Dem Nachteil, dass die Zellen ungleichmässig erwärmt werden, muss aber während dem Laden Rechnung getragen werden, in dem die Ladestromstärke niedrig gehalten wird, solange nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Zelle genügend aufgewärmt ist.

Wird die Zelle mit einem Wärmestrom von 50 W aufgeheizt so liegt die Temperatur ausgehend von -20°C am unteren Ende des aktiven Teils ca. nach 1h:20min über 0°C. Bei einem Wärmestrom von 70 W (maximal zulässig gemäss Heizwiderstände) wäre dies ca. nach 1h der Fall.

Spezielle Anforderungen für temperierte Batteriesysteme mit Heizfunktion:

Im Sinne der Energiesparziele heizt sich die Batterie höchstens nur dann auf, wenn es das Aufladen unbedingt erfordert. Während der Entladung und der Ladeerhaltung ist die Batterie nicht beheizt. Systeme die nicht separat beheizt werden müssen, erfüllen diesen Punkt.	SOLL
Batteriesysteme mit integriertem Heizsystem halten den für das Heizen aufgewendeten Energieverbrauch fest, damit über ein Betriebsjahr eine Aussage zum heizungsbedingten Energieverbrauch gemacht werden kann. Genauigkeit +/- 5%. Systeme die nicht separat beheizt werden, erfüllen diesen Punkt.	SOLL
Im Datenblatt ist eine nachvollziehbare Abschätzung über die heizungsbedingte Energiemenge abzugeben. Grundlage für die Prognose sind Ladevorgänge um 2 kWh, - 10 x bei einer Systemausgangstemperatur von -10°C - 10 x bei einer Systemausgangstemperatur von -20°C. - bei dauerhaft beheizten Systeme gilt eine Abschätzung gemäss im übergeordneten Dokument dargestelltem Jahres-Temperaturgang während einer Betriebsdauer von 365d/Jahr. Systeme die nicht separat beheizt werden, erfüllen diesen Punkt.	MUSS

Tabelle 11: Anforderungen bezüglich Batterie-Heizung für die Ausschreibung

6. Ergebnisse

6.1 Funktionsmuster Systemtest auf Fahrzeug

Auf Grund der hohen Anforderungen an einen testbetrieb der Batterie im produktiven Bahnbetrieb, wurde die Batterie nicht in ein Fahrzeug im Umlauf eingebaut. Stattdessen konnten während mehrerer Tage ausführliche Tests im SBB-Industriewerk in Olten auf einem Fahrzeug durchgeführt werden.



Abbildung 70: Bildlicher Eindruck der Tests bei Untersuchungen auf Detail-Ebene. Lea Steurs (links) mit Christian Vögtli.

Dabei wurden die kritischen Betriebspunkte und Schaltvorgänge unter die Lupe genommen und kleine Optimierungen resp. Anpassungen an der Hardware direkt vor Ort durchgeführt und dokumentiert.

Das entwickelte BMS erlaubte ein detailliertes Monitoring aller relevanten Grössen wie Spannungen, Ströme oder Temperaturen aller Module im Batteriefunktionsmuster. Mit dessen Hilfe konnten die Abläufe, welche im System vorgehen, sehr detailliert untersucht werden.

Die dafür implementierte Logg- und Live-View-Funktion erlaubte es, nur immer jene Werte aktualisiert auszugeben, welche sich gerade geändert haben. So lassen sich z.B. im Bereich von transienten Schaltvorgängen sehr genau Aktions-Kaskaden in zeitlich hoher Auflösung untersuchen, während z.B. in inaktiven Phasen keine unnötige Datenflut entsteht. Gleichzeitig wird damit auch die Bandbreite von Speichermedien und Kommunikationsleitungen nicht durch irrelevante Informationen belastet.

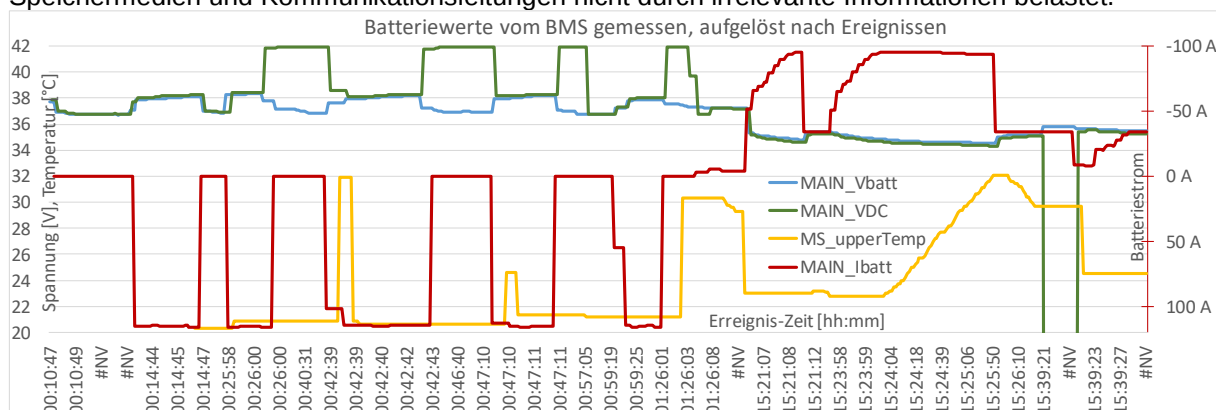


Abbildung 71: Beispielhafter Chart, nicht zeitlich, sondern nach aufgezeichneten Ereignissen aufgelöst

Untersucht wurden unter anderem die wichtigsten Grössen am Bordnetz und an der Batterie bei simulierten Schutzstrecken, während unterschiedlichen Zuständen der Batterie.

Erkenntnisse aus den Tests flossen so dann einerseits in die Beschaffungsunterlagen ein als auch in die Detailldokumentation [9]. Der Testbericht mit einigen technischen Vertiefungen ist Referenz [11] zu entnehmen.

6.2 Funktionsmuster als Benchmark für Folgeprojekte

Durch den Bau und Test des Funktionsmusters konnten nicht nur viele Erfahrungen gesammelt werden, sondern die erzielten Ergebnisse wurden oftmals auch als Referenz und Aushängeobjekt für Folgeprojekte in der Branche genutzt. Ausgestellt an vielen Anlässen und Konferenzen regte das Produkt aus der fruchtbaren Zusammenarbeit zwischen SBB und BFH dank der Unterstützung des BFE zu weiterführenden Projekten an.

Nachfolgend die wichtigsten Eckwerte des Neusystems in Gegenüberstellung zum Status Quo.

Eigenschaft	Altes System (Blei)	Funktionsmuster (Li-Ion FLP)
Technologie / Zellchemie	Blei-Säure, Ventilreguliert (VRLA)	LiFeYPO ₄ (LFP), Yttrium dotiert
Nennspannung Core-Pack	36 V (2 x 9 Zellen à 2 V)	35.2 V (11 Zellen à 3.2 V)
Gespeicherte Energie bei 3h-Entladung, neu	6.1 kWh @ +20°C 2.9 kWh @ -20°C	6.5 kWh @ +20°C 3.5 kWh @ -20°C
Spez. Energie auf Zellenebene (3h)	23 Wh/kg; 66 Wh/l @ 20°C 11 Wh/kg; 32 Wh/l @ -20°C	105 Wh/kg; 170 Wh/l @ 20°C 57 Wh/kg; 92 Wh/l @ -20°C
Gewicht (Gefäss)	334 kg (2 Tröge)	105 kg -69% (1 Trog)
Einsatzdauer	5 - 7 Jahre (gemäss Statistiken)	10 - 15 Jahre (Prognose)
Leistungsaufnahme Ladeerhaltung / BMS	12 W (Ladeerhaltung bei 42 V)	2 W (BMS)
Indirekter Energieverbrauch gemäss LCA	450 kWh/a	140 kWh (inkl. Heizenergie)
Indirekte Kosten aus LCA	CHF 83.-	CHF 32.-
Beschaffungskosten + Logistik	CHF 2'400.-	CHF 3'500.- bis CHF 5'000.-

Tabelle 12: Vergleich der der Eckwerte beider Batteriesysteme

Die in der Tabelle aufgeführten Energie-Aufnahmen und Indirekten-Kosten entstehen aus Gewichtinduziertem Energieverbrauch, Energieverbrauch für Ladeerhaltung/BMS, Batteriewirkungsgrad und anderen Faktoren.

Diese Daten werden im Abschnitt 6.4 im Detail behandelt.

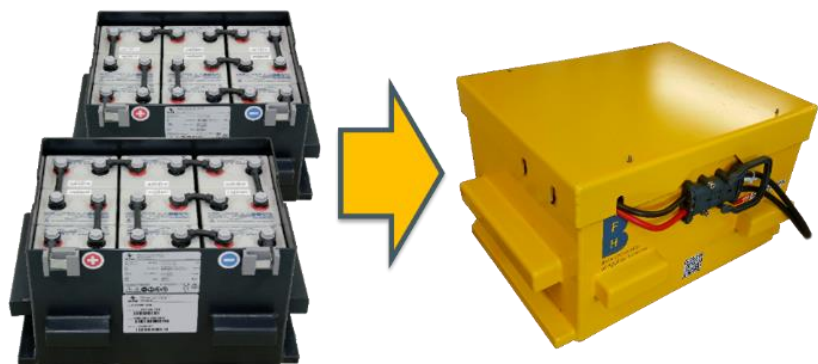


Abbildung 72: Batteriesysteme, alt vs. neu

6.3 Beschaffung nach BÖB / VÖB mit neuen Ansätzen

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurden Beschaffungsunterlagen in hoher Detaillierung erstellt und so schrieb die SBB im Mai 2018 das 36V-Batteriesystem öffentlich aus.

Die Ausschreibung fokussiert nun nicht mehr wie bis anhin bestimmte Blei-Batteriesysteme, sondern öffnete den Fokus auf alle verfügbaren Technologien. Die neuen Batterien sollen wesentlich leichter und kleiner sein, und über eine deutlich gesteigerte Lebensdauer sowie ein Monitoring verfügen. Das im Rahmen des BFE-Förderprojektes entwickelte Batterie-Funktionsmuster dient dabei als technisches Referenzobjekt.

In die Kostenrechnung fliessen dabei Systemgewicht, Energieaufnahme oder zugesicherte Lebensdauer direkt in den zuschlagsrelevanten Preis mit ein. Dabei hat vor allem die zugesicherte Lebensdauer, resp. die Gewährleistungsdauer einen erheblichen Einfluss, wie sich aus der Formel in Abbildung 73 entnehmen lässt. Dies soll die Lieferanten beim Produktdesign animieren, ein möglichst dauerhaftes Produkt zu entwickeln. Zur Eingrenzung der Signifikanz und aus Plausibilitätsgründen wurde die Gewährleistungsdauer zwischen 7 (aktuell vertraglich geregelt) und 14 Jahren limitiert.

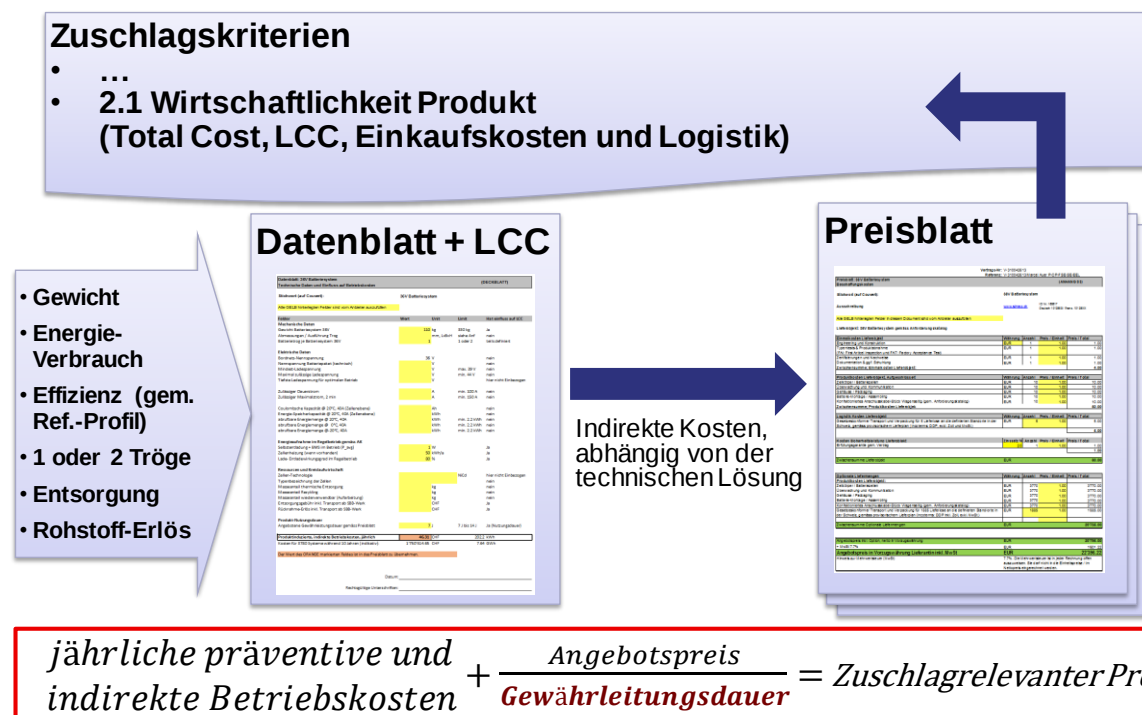


Abbildung 73: Grafische Darstellung der Berechnung der Wirtschaftlichkeit

Ein weiteres separates Zuschlagskriterium stützt sich auf ein Kreislaufwirtschaftskonzept (KLW-Konzept), welches die Lieferanten abgeben müssen. Darin soll ersichtlich werden, wie mit Ressourcen umgegangen werden soll, wie das System nach seinem Dienst aufgearbeitet oder entsorgt wird und wie ökologische Richtlinien berücksichtigt werden. Mit 10% Gewichtung stellt diese Anforderung ebenfalls ein Novum in einer Ausschreibung dar.



Zuschlagskriterien, Gewichtung

ID	Produktanforderungen (gemäss Ausschreibung)	Nachweise (gemäss Ausschreibung)	Gewichtung
1	Qualität		50%, 50 Pt.
1.1	Erfüllung des Anforderungskatalogs	Ausgefüllter Anforderungskatalog Teil 4b der Ausschreibungsunterlagen	45 Pt.
1.2	Erfüllung der Vorgaben im Vertrag und Anhänge	Vertragsentwurf samt Anhänge (Teil 3 der Ausschreibungsunterlagen) Änderungsanträge des Anbieters.	5 Pt.
2	Wirtschaftlichkeit		50%, 50 Pt.
2.1	Wirtschaftlichkeit Produkt (Total Cost, LCC, Einkaufskosten und Logistik)	Ausgefülltes Datenblatt Teil 4c und Preistabelle Ausgefüllter Teil 6 der Ausschreibungsunterlagen.	40 Pt.
2.2	Kreislaufwirtschaft, KLW-Konzept	Ausgefülltes Konzept gemäss Technischen Unterlagen Teil 4f, KLW Entsorgung und Recycling	10 Pt.

Abbildung 74: Zusammensetzung und Gewichtung der Zuschlagskriterien

6.4 Energie-Aspekte und Lebenszykluskosten

Wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt wurde, führen diese Einflüsse zu Indirekten Kosten, welche z.B. bei der Beschaffung in die Systembetrachtung miteinfließen müssen.

In diesem Kapitel wird das Potential bezogen auf den Batteriespezifischen Energieverbrauch beleuchtet, in dem der Ist-Zustand Bleibatterie mit dem Funktionsmuster verglichen wird.

6.4.1 Energieverbrauchs-Faktoren

Vorerst werden die Energie-Bezugs Faktoren teils hergeleitet und möglichst vollständig aufgezeigt.

Für die Fahrzeugmasse, respektive für Fahrzeugmasse-Anteile wurde ein Energiefaktor für Rollwiderstand errechnet. Der Leistungskatalog Infrastruktur der SBB [10] weist die relativen Verbrauchswerte je Zuggattung auf, wobei die Werte für Fahrzeuge mit Rekuperationsbremsen beachtet wurden.

Für jeden gefahrenen Brutto-Tonnen-Kilometer (Btkm) gilt demnach ein mittlerer Energieverbrauch ab Fahrdracht von 0.0231 kWh für den Fernverkehr (FV) und 0.0394 kWh für den Regionalverkehr (RV). Daraus wurde konservativ ein Traktionsanteil (Energie am Rad) von 60% erhoben, während also 40% für HLK, Beleuchtung und andere Hilfsbetriebe erwartet werden. Diese Aufteilung beruht auf SBB-Erfahrungswerten und auf Energieflussmessungen und ist als Näherung anzuerkennen. Die effektive Aufteilung ist sehr stark vom Fahrprofil abhängig. Schnelle Fernverkehrszüge werden gegen 90% Traktionsanteil aufweisen, während Regionalzüge in Gebieten mit viel Stillstandszeit im Bereitschaftsbetrieb weit über 50% HLK-Verbrauch verbuchen werden.

Der Traktions-Energieverbrauch teilt sich hauptsächlich auf den Luft- und den Rollwiderstand auf, wobei letzterer direkt von der Fahrzeugmasse abhängt. Studien der SBB ermittelten dabei unter Verwendung der Sauthoff'schen Widerstandsformel für Wagenzüge einen Anteil von 28% (FV, Referenzstrecke Bern- Zürich) resp. 37% (RV, Referenzstrecke Brugg- Winterthur) der Traktionsenergie für den Rollwiderstand. Damit resultieren folgende Richtwerte:

- Energieverbrauch FV für Rollwiderstand 0.0029 kWh/Btkm
- Energieverbrauch RV für Rollwiderstand 0.0044 kWh/Btkm



Unter Einbezug aller Fahrzeuge, welche mit dem im Fokus stehenden 36 V-Batteriesystem ausgestattet sind und bei einem Systemwechsel betroffen wären sowie deren Anzahl an Batteriekästen, wurde ein Mischfaktor errechnet, welcher für ebendieses Beschaffungsprojekt gültig ist. Dabei wurde über 10 Fahrzeugflotten des RV und FV (über 2800 Wagenkasten mit jeweils ein oder zwei Batteriesystemen), gewichtet mit deren über 635 Millionen km an Laufleistung die folgenden für die Lebenszykluskosten massgebenden Faktoren evaluiert (Stand 2016).

- Traktionsenergie, Rollwiderstand FV/RV 0.808299135 kWh/(kg*a)

Es gelten zusammengefasst folgende Annahmen:

Fixe Faktoren / Umsystem	Info	Wert	
Energieaustrag/(System * Jahr)	In 280 Tagen wurden auf EWIV 160 - 300 kWh ab Batterie (2-Strang-System) bezogen. Für die LCC-Berechnung wird je Batteriestrang ein jährlicher Energieabruf von 150 kWh pro Jahr angenommen.	150	kWh/a
Richtwert Übertragungs-Wirkungsgrad	Übertragungswirkungsgrad ab Bahnstrom (Pantograph) über Zugsammelschiene (1000V AC oder 400VAC3) über BUR/BLG zum 36V-DC-Bordnetz.	85%	
Rollreibung aus Masse	Für Regional- und Fernverkehr bezogen auf die Energieflüsse geht ein durchschnittlicher Energiebezugsfaktor von 0.81 kWh je Kilogramm Masse über die durchschnittliche jährliche Kilometerleistung hervor. Dabei NICHT eingerechnet sind direkte Trassen. Abnutzung und Traktionsverluste.	0.81	kWh/(kg*a)

Tabelle 13: Fixe Energie-Faktoren und deren Beschreibung zusammengefasst

NB: Der Energieanteil, welche die Batterie total abgeben muss ist gegeben. Auf der anderen Seite ist die Energieaufnahme der Batterie aber direkt von der technischen Lösung und der bestehenden Integration im Fahrzeug abhängig. Dabei wird der Energiebezug ab dem Bahnstromnetz einerseits durch den Übertragungswirkungsgrad von Transformatoren und Bordnetzumrichter / Ladegeräte bestimmt und hängt zusätzlich vom Lade/Entlade-Wirkungsgrad und der Stand-By-Leistung der Batterie ab. Letztere setzt sich je nach Batterie-System aus Ladeerhaltung, BMS-Verbrauch, Selbstentladung und ggf. Batterie-Temperierung zusammen.

6.4.2 Kostenfaktoren

Die grundsätzlichen Kostenfaktoren, welche für das Batteriesystem unabhängig der technischen Lösung gelten sind Energie-Preis (Bahnstrom) und Stundensatz von Mitarbeitern, welche im Unterhalt mit dem System in Kontakt kommen.

Fixe Faktoren / Umsystem	Info	Wert	
Energiepreis SBB, Bahnstrom		0.125	CHF
Stundensatz Industriewerk	Interner Ansatz, over all	155	CHF/h



Die Kostenfaktoren werden bei der LCC-Betrachtung auf alle Energieanteile (behandelt in vorangegangenen Kapitel) und auf die planbaren Arbeitsleistungen angewendet. Letzteres sind namentlich die 1-3-mal jährlich anfallenden Sichtkontrollen der Systeme sowie Ein- und Ausbau des Systems.

Für die LCC-Berechnung in der Ausschreibung wurde dabei definiert, das SBB-Interne Logistik inklusive Ein-/Ausbau eines Systems 60 min beträgt, wobei Batteriesysteme bestehend aus nur einem anstatt zwei Tröge 45 min verbucht werden soll.

Die Aufwendungen welche für Wartung und Unterhalt notwendig sind, beziehen sich neben den vorgegebenen Sichtkontrollen auf die technische Lösung und wird von den Lieferanten festgelegt (Dauer und Frequenz sowie ggf. Materialaufwand).

NB: Bis Ende 2016 erhob der Leistungskatalog Infrastruktur [10] zusätzlich noch einen gewichtsabhängigen Trassenabnutzungsfaktor (Basispreis Gewicht), welche mit 0.0027 CHF/ Btkm zu Buche schlug. Auf die Jahres-Kilometerleistung eines jeden Batteriesystems wirkte sich dies sehr gewichtig mit einem direkten Kostenfaktor von 0.68 CHF/(kg*a) aus. Ab Januar 2017 wurde die Berechnung dieser Trassenabnutzung jedoch auf die Fahrzeugeigenschaften bezogen, wobei dessen Fahrzeuggewicht in der Zulassungsdokumentation nur bei Änderungen grösser 500 kg angepasst wird. Daher wurde dieser Faktor in den Ausschreibungsrelevanten LCC-Faktoren nicht berücksichtigt, obwohl natürlich ein Physikalischer und damit kostenrelevanter Effekt bleibt.

6.4.3 Lebenszyklus-Kosten LCC zweier Referenzsysteme

In der Tabelle 12 auf Seite 55 wurden die Eckdaten des bestehenden VRLA-Batteriesystem mit jenen des Funktionsmusters bereits verglichen. Dabei wurden auch bereits deren indirekter Energie-Verbrauch und Kosten angegeben. Nachfolgend in Tabelle 14 wird aufgezeigt, wie sich die Kosten anhand der im vorhergehenden Kapitel aufgezeigten Faktoren aufsummieren.

Der obere, hellblaue Teil zeigt Kosten, welche sich auf die Batterie-Nutzungsdauer abwälzen, der untere Teil listet die Dauernd, z.B. jährlich anfallenden Kosten auf.

		Batteriesystem Status-Quo, VRLA ZLWF200			Batteriesystem Funktionsmuster, 11WB-LFP160Ah		
	Kostenrelevante Eigenschaft Kostentreiber / Faktor	Datenblatt / Messung	Energie / Jahr	Kosten / Jahr	Datenblatt / Messung	Energie / Jahr	Kosten / Jahr
		Einheit			Einheit		
	1) Nutzungsdauer unter zu erwartenden Umständen	5 Jahre			12 Jahre		
Einnalkosten Lebenszyklus	Beschaffung und Montage						
	2) Einbau/Ausbau System + SBB-Logistik	60 Minuten		Fr. 31.00	45 Minuten		Fr. 9.69
	Rückführung und Entsorgung						
	3) Entsorgungsgebühr inkl. Transport	0 CHF		Fr. -	100 CHF		Fr. 8.33
	4) Rohstoff-Erlös (negative Zahl!)	-100 CHF		Fr. -20.00	-50 CHF		Fr. -4.17
Kontinuierlich anfallend, jährlicher Aufwand	Massebezogene Kosten						
	5) Rollreibung durch Masse	334 kg	270.0 kWh	Fr. 33.75	105 kg	84.9 kWh	Fr. 10.61
	Energieaufnahme inkl. Übertragung						
	6) Ladeerhaltung, Selbstentladung + BMS im Betrieb	12 W	123.7 kWh	Fr. 15.46	2 W	20.6 kWh	Fr. 2.58
	7) Zellenheizung (wenn vorhanden)	0 kWh/a	0.0 kWh	Fr. -	11.995 kWh/a	14.1 kWh	Fr. 1.50
	8) Lade-Energieverluste durch profilbezogener Zykluswirkungsgrad	75%	58.8 kWh	Fr. 7.35	90%	19.6 kWh	Fr. 2.45
	Kontinuierliche, jährliche Aufwände						
	9) Sichtkontrolle im Unterhalt, Tröge optisch vor Ort	30 min 2*3x / J		Fr. 15.50	5 min 1x / J		Fr. 1.08
SUMME der Aufwendungen, Energie und Finanzen			452.5 kWh	Fr. 83.06		139.2 kWh	Fr. 32.07
Multiplikationseffekt auf Gesamtflotte		3780 Stk					
Kosten für 3780 Systeme während 10 Jahren (indikativ):		10 Jahre	17.10 GWh	Fr. 3'139'601.99		5.26 GWh	Fr. 1'212'106.43

Tabelle 14: LCC-Abschätzung für je ein Batteriesystem unüberwacht Status-Quo und wie Funktionsmuster

Es wird nun nachfolgend auf die nummerierten Eigenschaften aus Tabelle 14 eingegangen.



- 1) Die effektive Nutzungsdauer eines Batteriesystems soll bestenfalls über die vertragliche Garantiedauer der Lieferantin hinausgehen. Für die Berechnung des zuschlagsrelevanten Preises in der Ausschreibung (Siehe Abbildung 73, Seite 56) wäre aber die vom Lieferanten prognostizierte Lebensdauer sehr unverbindlich oder gar spekulativ und kommerziell nicht belastbar. Darum wurde für die Ausschreibung auf die vom Lieferanten zugesicherte Garantiedauer referenziert. Für die den Vergleich in diesem Bericht wird von der tatsächlichen Nutzungsdauer ausgegangen, wobei dies für den Status Quo gemäss den Gesamtverbrauchszahlen während elf Jahren nur 4.5 bis 5 Jahre seien. Grund für diesen tiefen Wert sind einerseits, Tausche auf Grund von Fehlern im System, Tiefentladungen aber auch ungünstige «Interferenzen» zwischen Wartungszyklus und «Batterie-Ablaufdatum», welche vorzeitige Tausche nach teils nur 4 Jahren ergeben. Für ein Li-Ion-System werden Einsatzdauern von 12 Jahren als realistisch angenommen.
- 2) Für Systeme mit zwei Trögen werden 60 min für Tausch und Logistik/Handling innerhalb der SBB-Werke angenommen, für Einzel-Trog-Systeme mit Stecker wie das Funktionsmuster 45 min.
- 3) Die Entsorgungsgebühren für die Bleibatterien werden im Alt-Blei-Erlös abgerechnet ►4). Für Li-Ionen Batteriesysteme ist die Annahme einer Entsorgungsgebühr schwieriger. Grundsätzlich ist bei den Systemen im Verkauf bereits die Vorgezogene Entsorgungsgebühr zu berücksichtigen. Dennoch gehen wir hier (z.B. für Handling / Materialtrennung) von 100.-/System aus.
- 4) Die Material-Erlös ist für Bleibatterien vom Markt abhängig aber lag bisher in der Grössenordnung von 100.-/System (Gutschrift Entsorger inkl. Transport ab Werk). Für Li-Ion-Systeme ist hier eine Aussage schwieriger. Der Marktpreis für Rohstoffe als auch ein Gegenwert für eine Second-Life-Nutzung der Batterie oder von Komponenten ist aus heutiger Sicht Spekulation, wird sich aber eher zum Positiven bewegen. Die Rohstoffe werden zunehmend gefragt sein und das Rezyklieren wird sich etablieren. Es bestünden bereits spezielle nicht pyrolytische Prozesse, welche Lithium-Eisenphosphat-Zellen unter definierter Behandlung in ihre Einzelteile zerlegen lassen, um dabei direkt sehr reine Materialien wieder heraus zu gewinnen.
- 5) Diese Abhängigkeiten wurden ausführlich in den vorhergehenden Abschnitten behandelt.
- 6) Ein wesentlicher Energieverbrauchs-Faktor bei Bleibatterien ist der Ladeerhaltungsstrom. Die Batterien befinden sich meistens in diesem Modus. Bei den aktuell eingesetzten Batterien spricht man von einem Ladeerhaltungsstrom von 1 mA/Ah. Gehen wir von 200 Ah aus, bei einer Spannung von 42 V ergibt dies 8.4 W. Mit der Alterung nimmt die Ladeerhaltungsleistung weiter zu und kann auf bis zu 0.5 A je Batteriesystem (21 W) ansteigen. Neuste Bleitechnologien sollten anscheinend etwas weniger Ladeerhaltungs-Verluste aufweisen, was allerdings nicht bestätigt ist. Für die LCC-Berechnung fliessen für die Status-Quo-VRLA-Technologie 12 W für die Ladeerhaltung mit ein.
Für Li-Ion-Batterien besteht die Ladeerhaltung im Wesentlichen aus der Batterie-Selbstentladung, welche auf 170 Ah weniger als 8 mA betragen dürfte (0.34 W bei Selbstentladung von ca. 3% pro Monat). Mehr ins Gewicht fällt dafür das BMS, welches dauerhaft in Betrieb ist und je nach Design verschiedenste Komponenten betreibt. Nicht nur wegen dessen Lebensdauer, sondern auch wegen dem Energieverbrauch macht es also Sinn, Komponenten nur bei Notwendigkeit zu betreiben und deren Stromaufnahme auf das Minimum zu reduzieren. Bei dem designten BMS sollte eine Leistungsaufnahme um 1.5 W möglich sein. Gesamthaft, inkl. Ladeerhaltung wird für diese Position von 2 W ausgegangen.
- 7) Die Berechnung der jährlich notwendigen Heizenergie richtet sich an das für die Ausschreibung vorgegebenen Szenario, welches in Tabelle 11, Seite 53 wiedergegeben wurde.



- Das Nachladen von 2 kWh (unter Berücksichtigung der Ladeeffizienz bedeutet das einen Bezug von 2.22 kWh) benötigt bei 20 A, 38V SoftCharge 3 Stunden.
- Aufheizen um 15K von -10°C auf 5°C mit 550 W benötigt 45 min ==> 413 Wh
Halten des Temperaturunterschiedes Batteriekasten (-10°C) zu Batterie-Innentemperatur (5°C) benötigt während 3h 90 W ==> 270 Wh

Die Heizungsenergie für einen Nachladevorgang bei -10°C beträgt 683 Wh

- Aufheizen um 25K von -20°C auf 5°C mit 550 W benötigt 1.3h ==> 715 Wh
Halten des Temperaturunterschiedes Batteriekasten (-20°C) zu Batterie-Innentemperatur (5°C) benötigt während 3h 150 W ==> 450 Wh

Die Heizungsenergie für einen Nachladevorgang bei -20°C beträgt 1'165 Wh

- Für je 10 dieser Szenarien pro Jahr muss folglich mit total **12 kWh** Heizenergie gerechnet werden.

NB: Effektiv folgt die Ladegeschwindigkeit einer temperaturabhängigen Funktion, so dass vor Erreichen der Soll-Temperatur bereits schon geladen wird.

- 8) Der Einfluss der Lade-/Entladeeffizienz ist hier geringer als bei einer Traktionsbatterie, welche jährlich vielleicht 200 Vollzyklenäquivalente durchläuft (z.B. Kommunalfahrzeug). Die Bordnetz-batterie kommt gemäss den Langzeituntersuchungen in Abschnitt 3.3 auf 15 bis 40 Vollzyklen-äquivalente. Für die LCC-Berechnungen gehen wir konkret von 150 kWh abzugebende Energie aus. Die Energieaufnahme der Batterie ab Fahrdrat ergibt sich somit aus deren Wirkungsgrad und dem Umwandlungswirkungsgrad von BLG/BUR gemäss Tabelle 13 auf Seite 58. Der Wirkungsgrad für das aktuelle Batteriesystem liegt gemäss Abschnitt 3.3 bei ca. 75%. Dieser eher niedrige Wirkungsgrad erklärt sich durch das Lastprofil, wobei oft Lade-Endphasen mit hohen Spannungshüben auftreten. Für die Li-Ion-Technologie wird für das gegebene Lastprofil von 90% ausgegangen, wobei dies unter der Voraussetzung eines geringen Batterie-Innenwiderstandes und einem adaptiven Lademanagement (minimieren von langen Lade-Endphasen mit hohen Spannungen) sogar überboten werden könnte.
- 9) Aktuell werden die Batteriekästen im Unterhalt ca. alle 120 Tage geöffnet und optisch beurteilt, ob alles in Ordnung ist. Dabei lässt sich elektrisch natürlich kein Mangel feststellen. Hingegen wird festgestellt ob Kabel oder Verschraubungen korrodiert sind und ob das angegebene Batterie-Ablaufdatum überschritten ist und ein Batteriewechsel anzuordnen ist. Der Zeitaufwand wird im Unterhaltsmodul je Batterietrog auf 5 min deklariert. Für ein künftiges System, welches den technischen Gesundheitszustand an eine Zentrale übermittelt (Kapitel 5.1.2), wäre eine solche Kontrolle höchstens noch jährlich angezeigt.

Man beachte die Skalierungseffekte des Energiebezugs für die in der Ausschreibung geltenden 3780 Batteriesysteme der betroffenen Fahrzeuge unten in Tabelle 14. Ein Systemwechsel im vorliegenden Beispiel würde so **jährlich knapp 1.2 GWh Energie und 193 kCHF einsparen (Produktpreis nicht berücksichtigt)**.

Den Einsparungen steht natürlich der Beschaffungspreis gegenüber, welcher über die Nutzungsdauer abgewälzt werden muss. Nachfolgend wird die Rechnung auf einfache Weise gemacht. Es fehlen buchhalterische Effekte wie Kapitalabschreibung auf EKP und auch mögliche Preisschwankungen bei Produkte-Wiederkauf und Rohstoffpreisen.



Kostenübersicht in CHF	Je System	3780 Systeme	Je System	3780 Systeme
	Status-Quo, VRLA ZLWF200		Funktionsmuster, 11WB-LFP160Ah	
Produktkosten	2'400.00	9'072'000.00	5'000.00	18'900'000.00
Nutzungsdauer	5		12	
Produktk. pro Nutzungsjahr	480.00	1'814'400.00	416.67	1'575'000.00
Indirekte Kosten	83.06	313'960.20	32.07	121'210.64
Richtwert LCC auf ein Jahr	563.06	2'128'360.20	448.73	1'696'210.64

Abbildung 75: Grobe Berechnung der LCC, ohne Kapital-Abschreibung und andere Buchhaltungs-Effekte.

Bei der Ausschreibung fliessen zusätzlich auch noch die Einmalkosten etwa für Entwicklung und die Angebotserstellung sowie die präventiven Instandhaltungskosten hinein. Diese lassen wir hier aber mal aussen vor, in der Annahme, dass z.B. die periodischen Sichtkontrollen identisch seien.

6.4.1 Kosten-Nutzen ausserhalb der LCC-Betrachtung

Grundsätzlich sollen bei Ausschreibungen und Lebenszyklusbetrachtungen, wenn immer möglich alle Faktoren monetär bewertet werden. Oft ist dies aber nicht möglich, da z.B. eine genügend gute Datengrundlage für ein gegebenes System oder für den effektiven Betriebsfall fehlen. Nachfolgend ein paar Beispiele in Bezug zu den Bordnetz-Batteriesystemen.

- **Quantifizierung der effektiven Nutzungsdauer**

Für die Ausschreibung wurden viele Daten bezüglich Nutzung der Batterie und dem Umfeld gesammelt. Damit lässt sich für das Systemdesign schon eine Aussage über mögliche Lebensdauer machen. Dennoch ist es in der Kompetenz des Batterielieferanten, resp. des Entwicklers und des Herstellers, eine Aussage zu der Lebensdauer zu machen. Die Nutzungsdauer wiederum ergibt sich aus Teilen der Systemgarantie auf das Produkt, Empfehlungen oder Prognosen des Lieferanten und SBB-internen Prozessen im Unterhalt. Es ist daher unmöglich, im Vorfeld eine belastbare Aussage zur resultierenden Nutzungsdauer zu machen – weder für Lieferant noch für Konsument. Darum bezieht man sich in der Ausschreibung auf die kommerziell relevante System-Garantie, welche aber auf Grund unternehmerischer Grundsätze selten über 10 Jahre geht und eher die minimale anstatt eine durchschnittliche Nutzungsdauer widerspiegelt. Im Bereich der Photovoltaik kennt man Leistungsgarantien von bis zu 20 Jahren!

- **Quantifizierung des Tiefentladeschutzes**

Die Lebensdauer einer Bleibatterie verkürzt sich gemäss Hersteller um ca. 2 Jahre je vollständiger Tiefentladung. Dies entspricht bei einer Ziel-Lebensdauer von 7 Jahren einer Wertminderung von ca. 29% je Vorfall. Durch einen Tiefentladeschutz entsteht hingegen keine Wertminderung je Vorfall.

Tiefentladungen – wenn auch nicht gleich vollständig auf 0 V – kommen gemäss internen Meldungsauswertungen über mehrere Jahre um die 130 mal pro Jahr vor. Doch schon die Art der Tiefentladung ist schwierig zu qualifizieren (Spannung einzelner Zellen, Dauer der Unterspannung, Temperatur, Batterie-Alter zum Zeitpunkt des Vorfalls...).

- **Quantifizierung der Reaktivierungs-Funktion**

Die meisten Triebfahrzeuge können bei entladener Batterie nicht mehr selbstständig Aufrüsten. Je nach Fahrzeug typ ist dann ein Bergen und Batteriewechsel notwendig, sofern die in Tabelle 5 auf Seite 32 erläuterte Reaktivierung von Reserveenergie nicht implementiert ist.

Weniger einschneidend für den Betrieb, aber dennoch kritisch, ist eine entladene Batterie auf



Fahrzeugen deren BLG/BUR entgegen den Bahn-Vorgaben trotz vorhandener Netz-Versorgung nicht mehr starten können.

Man könnte annehmen, dass erst beschriebener Fall mit 20 Mannstunden für Bergung, Einsatzplanung und Batterietausch ca. CHF 3'200.- zuzüglich Fahrzeuge, Fahrplan-Beeinträchtigung und Ersatzbatteriesystem kostet. Auftreten könnte es jährlich bei einem von 100 Batteriesystemen.

Für ein Einzelwagen ohne Leitfunktion wäre ein Ausfall weniger einschneidend, denn das Fahrzeug muss nicht mit speziellen Mitteln geborgen werden, doch die Batterien müssen irgendwie getauscht oder von aussen aufgeladen werden. Da die Wagen aber auch ausserhalb eines selbstversorgten Zugverbundes rumstehen, könnte dieser Fall häufiger vorkommen.

Es wird klar, es ist entscheidend mehr Daten über den Betriebsablauf und die Korrekturmassnahmen zu gewinnen – es wird aber noch kaum einheitlich erfasst. Daraus einen Kostenfaktor zu schaffen ist stand heute nicht möglich

- **Quantifizierung der Diagnose / Fernmeldung**

Durch eine Online-Überwachung gewinnt man vor allem Sicherheit. Dabei müsste man untersuchen, wie hoch der finanzielle Schaden im Havariefall-, inkl. Schädigung eines Menschen, auf Grund ausgefallener Batterie zu stehen käme und inwiefern ein solches Szenario durch vorgängiges Auffallen über die Diagnose verhindert werden kann. Jedes System kann spontan ausfallen, doch in den meisten Fällen gibt es vorgängig bereits messbare Veränderungen (Veränderung Batteriekapazität, unübliche Erwärmungen...) welche übermittelt und automatisch analysiert werden können.

Wenn man überwacht, wird man aber auch Fehler sehen, welche sich in der bisherigen Statistik nicht oder erst im späteren Einsatzzzyklus zeigten.

- **Quantifizierung der Zustandsbasierten Wartung (Condition-based maintenance, CBM)**

Auch dieses «Feature» ist sehr stark davon abhängig, wie gut ein Hersteller sein eigenes Produkt kennt und wie er Monitoring und Selbstdiagnose implementiert. Ein Vorteil wird aber sicher darin liegen, dass die Produkte-Lebensdauer besser ausgeschöpft wird, da die Batterie bestenfalls Jahre über die Garantiedauer hinaus genutzt werden kann. Dadurch verbessern sich die LCC markant. Wie stark ist allerdings davon abhängig, wie knapp der Lieferant die einkalkulierte Garantiedauer bereits ausgeschöpft hat und «wie» das System altert.

Eine verlängerte Nutzung im Bereich 10 - 40% könnte realistisch sein. Heute wird die Batterie je nach Wartungszyklus sehr konservativ, d.h. schon vor ihrem Ablaufdatum regulär ersetzt.

- **Quantifizierung der Energieeinsparungen bei Absenkung der Bordnetzspannung**

Eine Spannungsabsenkung des Bordnetzes am HVZ resp. DPZ-D mindert den Energieverbrauch um mehr als 2% pro Volt gewichtet über alle Betriebsmodi. Das Spannungsabhängige Energiesparpotential ist allerdings nicht auf die ganze Fahrzeugflotte anwendbar, da dieses stark mit den verbauten Lasten zusammenhängt. Es ist anzunehmen, dass vor allem ältere Fahrzeuge diesen Effekt ausgeprägter aufweisen, da weniger geregelte Lasten vorhanden sind. Eine Lebensverlängerung der Betriebsmittel ist in diesen Fällen ebenfalls zu erwarten (geringere Erwärmung).

Würde auf 4500 Reisezugwagen die Spannung um 2 V gesenkt (~ 42 V-> 40 V), ergäbe sich ohne zusätzliche materielle Investition eine Energieeinsparung von 2.5 GWh jährlich, bei der Annahme, dass sich alle Reisezugwagen ungefähr so verhalten wie der untersuchte HVZ! Verstärkt wird der Effekt durch einen oft geringen Wirkungsgrad des Batterieladegeräts (KT9000 im HVZ/DPZ lediglich 56% im Regelbetrieb).

Der Kostenaufwand für die Umstellung der Spannungsvorgabe muss aber ebenfalls berücksich-



tigt werden. Bei einigen Ladegeräten ist die Spannung einfach anzupassen (z.B. Potentiometer), bei anderen bedarf es einer Software-Änderung.

Es zeigt sich, ein Technologiewechsel kann viele weitere Synergien mit sich bringen, birgt aber auch Risiken, da nicht für jede Eigenschaft ein monetärer Gegenwert evaluiert werden kann.

Letztlich findet das nur heraus wer voranschreitet und mit Mut zeigt wie es geht, kritisch aber korrekt analysiert und über das Ergebnis transparent informiert.

6.5 Parallelprojekte durch Lawineneffekt

Die diversen Veröffentlichungen der Arbeit (siehe Abschnitt 6.7) sowie die öffentliche Ausschreibung des 36V-Batteriesystems animierte auch andere Bahnbetreiber und Fahrzeughersteller, sich der Thematik neuer Batterietechnologien anzunehmen. Dabei lässt sich vermuten, dass die Vorarbeiten im vorliegenden BFE-Projekt auch dazu qualifizierten, dass namhafte Hersteller auf die SBB oder das BFH-Zentrum Energiespeicherung zukamen. Ein anderer wesentlicher Vorteil für eine Zusammenarbeit mit dem BFH-ESReC ist darin zu finden, dass sich Hersteller nicht von kommerziellen Lösungen Dritter abhängig machen wollen, sondern das gewonnene Knowhow zum gesamten System wie bisher selbst beanspruchen.

Die Synergieprojekte finden sich nicht nur im Bereich Bahn-Bordnetze, sondern auch -Traktion. So laufen z.B. Studien zur Nachfolgebeschaffung von Diesel betriebenen Rangier- und Baustellenfahrzeugen, welche zukünftig bestenfalls rein Batterie-elektrisch betrieben werden können. Andere Projekte nehmen sich der Energieversorgung von intelligenten Güterwagen an, etc.

6.6 Learnings im Überblick

Energieeffizienz ist richtig, wichtig und sollte Selbstverständlichkeit sein. Viele Technologien sind vorhanden und reif, kommen aber nur träge und mit teils langer Verzögerung zum Einsatz. Es sollte weniger eine Pilot- und Innovationskultur gefördert werden, sondern viel mehr eine Kultur des Umsetzens und der konstruktiv-kritischen branchenübergreifenden Zusammenarbeit zw. Industrie und Forschung. Die Lösungen sind da und so gilt es, diese einzusetzen – hierzu braucht es der nötige Wille oder ev. eine Pflicht.

6.6.1 Technisch machbar heisst nicht direkt umsetzbar

Es hat sich einmal mehr gezeigt, dass nicht alleine die technologischen Innovationen der Schlüssel zum Erfolg und Weiterentwicklung von Systemen etc. ist. Vielmehr konnten via Kombination von Existierendem und Bewährtem und einer sorgfältigen Pilotierung diese umfassend grosse Änderungen realisiert werden. Es braucht Referenzen oder Pilotversuche, in denen in einem geschützten aber repräsentativen Umfeld Erfahrungen gesammelt werden können. Sehr wichtig ist anschliessend WIE – und vor allem WER – diese Erkenntnisse weiterträgt und in die Realität implementiert.

Innovation heisst nicht „Idee“ haben, sondern Innovation bedeutet, diese bis zur Umsetzung konsequent zu implementieren.

6.6.2 Viele Bahn-Anforderungen verhindern Neues

Es entspricht vermehrt dem Zeitgeist, alles zu spezifizieren, zu normieren und jedes Ding zu klassifizieren. Oft alte aber nach wie vor gültige Vorgaben – normativ als auch Prozesse – erschweren oder verhindern sogar die Einführung neuer Technologien. Hier braucht es von Seite Behörde aber auch



Anwender und ganz sicher auch Industrie ein kritisches Hinterfragen von Bestehendem und den Mut, Neues zu wagen. Eine Kooperation der drei Parteien ist nötig und auch das gegenseitige Verständnis und vor allem auch das Vertrauen in die jeweiligen Kompetenzen oder Zuständigkeiten sind wichtig. Eine mutige Förderung dieses Vorgehens durch Entscheidungsträgern wäre vermehrt wünschenswert.

6.6.3 Vom Kleinen zum Grossen

Es hat sich einmal mehr bewährt, im Stillen an Lösungen zu arbeiten und erst in einem zweiten Schritt diese zu positionieren. Die Veröffentlichung von handfestem und fundierten Erkenntnissen half dank der Signalwirkung via BFE-Förderung viele weitere Synergien zu erschliessen. Es kann schier von einem Lawineneffekt geredet werden.

6.7 Publikationen und Präsentationen des Projekts

Es folgt eine nicht abschliessende Auflistung von öffentlichen Publikationen in Fachzeitschriften und Branchen-Magazinen, in welchen über das Batterie-Projekt im Detail berichtet wurde.

Erschienen	Publikationstitel ggf. mit Link Medium / Zeitschrift
01.09.2015	Wechsel der Batterie-Technologie bei Reisezugwagen der SBB – Battery Redesign “The Book”, BFH Master-Thesen, Christian Vögtli
01.09.2015	System Optimization on the rolling-stock of SBB “The Book”, BFH Master-Thesen, Ueli Kramer
01.09.2015	Wechsel der Batterie-Technologie bei Reisezugwagen der SBB – Battery Redesign Styner Preis, Master Thesis
01.02.2016	Bewilligung und offizieller Start der Förderung durch das BFE für das Pilot und Demonstrationsprojekt «SBB-Batterieerneuerung»
01.06.2016	Innovative Batterie auf der Schiene Spirit biel/bienne, Web-Artikel
01.12.2016	Innovative Batterie auf der Schiene By Rail.Now, Nachdruck Artikel Spirit Biel/Bienne
15.11.2016	Innovative Batterie auf der Schiene BFH News-Artikel, Verlinkung By Rail.now
22.01.2018	SBB setzt auf moderne Bordnetz-Batterie Schweizer Eisenbahn-Revue (ca. 20'800 Leser/innen)
22.01.2018	SBB setzt auf moderne Bordnetz-Batterie Eisenbahn Österreich (ca. 7'400 Leser/innen)
19.02.2018	SBB setzt auf moderne Bordnetz-Batterie Eisenbahn-Revue International (ca. 9'800 Leser/innen)
02.03.2018	Moderne Bordnetz-Batterie, Gewichtseinsparung und längere Lebensdauer Bulletin Electro Suisse, SEV/VSE (ca. 15'000 Leser/innen)
09.03.2018	SBB setzt auf moderne Bordnetz-Batterie BFE-Homepage, DE+EN
15.03.2018	New onboard batteries lighten the load International Railway Journal (ca. 20'600 Leser/innen)
03.04.2018	SBB Batterie BFH-Homepage, BFE-Artikel verlinkt.



10.04.2018	SBB setzen auf moderne Bordnetz-Batterien Eisenbahntechnische Rundschau ETR eurailpress (ca. 7'600 Leser/innen)
27.04.2018	Une batterie de bord plus légère et compacte BFE-Homepage, FR,
02.05.2018	Intelligent und vielleicht bald bleifrei: Vorhang auf für eine neue SBB-Batterie! Newsletter & Blog, SBB Medienstelle
03.05.2018	Intelligent und vielleicht bald bleifrei: Vorhang auf für eine neue SBB-Batterie Bahnonline.ch
07.05.2018	nouvelle generation de batteries pour le reseau de bord des trains BFE-Blögeintrag Energia plus
24.05.2018	Lighter and more energy efficient on-board batteries SCCER-Mobility Web-Artikel
01.06.2018	SBB schreiben neue Bordnetz-Batterien aus Schweizer Eisenbahn-Revue
02.07.2018	Ersatz von SBB-Bleibatterien Newsletter BFH-CSEM-Zentrum Energiespeicherung
07.06.2018	SBB: Will Bleibatterien durch leichtere, kleinere und langlebigere Systeme ersetzen ee-news.ch

Es folgt eine nicht abschliessende Auflistung von öffentlichen Events an welchen das Funktionsmuster besichtigt werden konnte.

Datum	Anlass, Darbietung
26.08.2015	2nd Annual Conference, SCCER-Mobility, ETHZ Präsentation von Poster und Funktionsmuster-Rohaufbau
24.01.2017	Forum Verband öffentlicher Verkehr VöV, SBB Industriewerk Olten "Marktstand Bordnetzatterie" bei HVZ-Personenwagen
23.03.2017	BFH-Face to Face Meeting & Informationstage der regionalen Wirtschaftsverbände Rober-Walser-Platz, Biel
01.12.2017	Tech 4, "future and trend at SBB", Kursaal Bern

7. Ausblick, weitere Schritte

7.1 Projektbezogen

Nachdem sich eine Handvoll Anbieter an der Begehung im Industriewerk Olten die Einbausituation und die wichtigsten Eckpunkte des Systems angesehen haben, stand den Anbietenden bis Ende September 2018 Zeit zur Verfügung, ein System zu designen und ein Angebot auszuarbeiten. Nach weiteren beschaffungsrechtlichen Schritten wird ein geeigneter Anbieter ausgewählt. Sehr interessante Konstellationen von Anbietern sowie auch neue Player haben sich gemeldet.

Der Zuschlag wird an einen Anbieter erteilt, nach dem mit allen bewerbenden Anbietern technische und kommerzielle Verhandlungen zur Angebotsklärung und Präzisierung durchlaufen worden sind.

Gefordert ist nach erfolgtem Zuschlag eine Betriebserprobung mit einer Vorserie von 10 Stück auf verschiedenen Eisenbahnfahrzeugen. Bei Erfolg anschliessend die gestaffelte Einführung über sechs Jahre von 2020 bis 2025, wobei der Lieferant Jährlich ca. 630 Systeme liefern kann.



7.2 Marktpotential wird sich ausweiten

Mit dem Beschaffungsprojekt forderte die SBB die Industrie auf, den Innovationsgrad zu erhöhen. Durch die Vorarbeiten der SBB wird eine Dissemination des Wissens sowohl zur Industrie wie auch anderen Bahngesellschaften ermöglicht, welche weitere Bestrebungen dieser Art zur Folge haben wird.

Erste Abklärungen im Rahmen des Verbandes des öffentlichen Verkehrs (VöV – www.voev.ch) ergaben sehr grosses Interesse von anderen Bahnen, der SBB gleich zu ziehen und dasselbe System zu beschaffen. Ebenfalls äusserten sich auch Exponenten der Deutschen Bahn positiv zu dieser alternativen Batterietechnologie und sind an den Entwicklungen der SBB sehr interessiert.

Die grösseren Bahnunternehmen in der Schweiz weisen zusammengezählt eine Flotte über insgesamt 5325 Eisenbahnfahrzeuge¹³ auf, die neueste Statistik des Internationalen Eisenbahnverbandes UIC von 2012 zählt für Europa insgesamt 115'934 Fahrzeuge¹⁴.

Dies zeigt die Skalierbarkeit und das mögliche Potential sich in diesem Markt als Vorreiter zu positionieren und für zukünftige Fahrzeugbeschaffungen als Lieferant aufzutreten.

Einen Einblick an der internationalen Bahnmesse InnoTrans 2018 zeigte, das weitere Bahn-Batteriehersteller zunehmend an Lösungen mit leichteren Li-Ion-Batterien für Bordnetze arbeiten. Das Projekt der SBB war bekannt und es wurde teilweise auch darauf verwiesen. Dies bestätigt die positive Wirkung des BFE-Projektes ein weiteres Mal. Daneben gibt es aber auch Anbieter welche weiterhin und bewusst auf die bisher bewährten Blei- und NiCd-Batterien setzen, jedoch in vertieften technischen Diskussionen durchblicken lassen, dass andere Optionen in der Produktpipeline stehen.

7.3 Technik, Gesamtsicht auf Bordnetz-Energiesysteme

Die ausgeschriebene 36V-Batterie stellt punkto Anforderungen, sich quasi flexibel an diverse Bordnetze anzupassen und sich selbst zu managen, eine Spezialität dar – zumindest, wenn sie nicht mit der VRLA-Technologie mit bisheriger Ladekennlinie umgesetzt wird. Die Anforderungen machen das Gesamtsystem suboptimal in Bezug auf Zuverlässigkeit und Kosten.

Im Bereich der Bordnetze ist es darum langfristig angezeigt, eine System-Gesamtsicht anzustreben, wobei Lasten, Quellen und Batterie miteinander kommunizieren oder zumindest besser aufeinander abgestimmt werden. Konkret bedeutet das, dass die Batterie dem Ladegerät vorgibt, mit welchem Strom sie geladen werden muss oder welche Ladeendspannung sie wünscht – bestenfalls Hersteller- und Technologie-unabhängig. Blei- oder Li-Ion-spezifische Ladekennlinien sind damit nicht im Ladegerät sondern in der Batterie vorgegeben. Analog dazu verhält es sich mit dem Lastmanagement, welches nicht bloss Spannungsabhängig, sondern tatsächlich Ladezustandsabhängig Lasten abwirft und eine Tiefentladung zu 100% verhindert (0 mA Ruhestrom). Denn unabhängig von der Technologie – Blei wie Li-Ion – schaden Tiefentladungen der Batterie, was über kurz oder lang zu mangelnder Systemperformance und Ausfällen führt.

13 SBB: 4149 Fahrzeuge, RhB: 299 Fahrzeuge, BLS: 483 Fahrzeuge, SOB: 144 Fahrzeuge, MGB: 121 Fahrzeuge, Zentralbahn: 129 Fahrzeuge, Total: 5325 Fahrzeuge (gezählt wurden nur die Fahrzeuge für den Personenverkehr (ohne Lokomotiven). Baudiensttraktoren und Diesellokomotiven weisen oft andere Spannungsniveaus auf.)

¹⁴ Betrachtung ohne Lokomotiven, EU25 & CH & NO: 101'125 Fahrzeuge, Osteuropa: 14'809 Fahrzeuge = 115'934 Fahrzeuge, zusätzlich in Asien & Amerika: 147'930 Fahrzeuge



Voraussetzung dazu ist natürlich eine normierte Schnittstelle zwischen Batterie und BLG oder Bordnetz – auch hier bestenfalls Flottenübergreifend und Herstellerunabhängig.

Je nach Batterietechnologie kann das eine einfache Baugruppe in der Batterie sein, welche z.B. temperaturabhängig die optimale Ladespannung vorgibt und anhand der Batterie-Gesamtspannung und Temperatur einen Ladezustand übermittelt (z.B. bei der VRLA-Technologie). Da die Strommessung oft kostenintensiv ist, könnten deren Werte anhand der bestehenden Strommessung vom BLG an die Batterie übermittelt werden, womit die Batterie zusätzlich Informationen zu ihrem Gesundheitszustand (SoH) ermitteln kann. Bei komplexeren Batterien, z.B. Li-Ion-Batterien müssen Spannungsmessung auf Zellenebene und gegebenenfalls eine zusätzliche genaue Strommessung in der Batterie integriert sein, wobei die Schnittstelle zum BLG/Bordnetz aber dieselbe wäre.

Bei fehlerhafter Kommunikation zwischen BLG und Batterie müsste das BLG eine definierte Fixspannung anstreben (sicherer Bereich, z.B. 95% Nennspannung). Die Batterie ihrerseits könnte im Havariefall mit einem Safety-Kontakt das Trennen vom Bordnetz auslösen.

Die Erfahrung in solchen Projekten zeigt allerdings, dass „schwere“ und nostalgische Regelwerke und die Monopolstellungen aktueller Systemlieferanten die Fortschritte diesbezüglich stark bremsen.

8. Diskussion und Schlussfolgerungen

Vieles wurde bereits in vorhergegangenen Kapiteln aufgeführt und soll hier nicht erneut hervorgehoben werden.

Das Projekt wurde mit zunehmendem Detaillierungsgrad stets umfangreicher und zeitintensiver, was zu Beginn von solchen Vorhaben immer schwer absehbar ist.

Mit zunehmendem Reifegrad und vorhandenem Batterie-Funktionsmuster wurde klar, dass es ernst gilt und so nahm nach anfänglich ausschliesslich technischen Batterie-Diskussionen die Behandlung von Umfeld-Einflüssen ein immer grösseres Ausmass an. Dabei liess ich feststellen, dass durch das Einbringen zusätzlicher Erfahrungsträger, z.B. Flottenverantwortliche, Vernetzungs- und Brandschutz-Experten sowie Zulassungsbehörden in jedem dieser Themenbereiche grosse Abklärungs- und Arbeitslasten angefallen sind, welche aber schlussendlich für die Akzeptanz des Vorhabens notwendig waren.

Das Projekt brauchte aber auch genau dieses inkrementelle Wachstum, um bei den zahlreichen Entscheidungsträgern erst Akzeptanz und später zunehmend Priorität zu gewinnen. Die gesteigerte Priorität und die Verflechtung über verschiedene Themenbereiche führte aber oft auch dazu, dass viele Personen mitdiskutierten, dadurch viele unterschiedliche Meinungen generiert wurden und so ungünstig lange Entscheidungspfade mit entsprechenden Kostenfolgen entstanden.

Neben den soeben genannten Lehren im Umgang mit der Implementierung von neuen Systemen wurde auch viel Verständnis im Bereich «Energiespeicher» generell geschaffen.

Es soll an dieser Stelle auch betont werden, dass während des ganzen Projekts keine grosse Mannschaft an Ingenieuren daran arbeiteten, sondern nur zwei Personen (die Autoren von diesem Bericht) und diese auch nur Teilzeit in einem Bereich von 10 bis 60% über die gesamte Projektlaufdauer verteilt.

Zusammengefasst würden wir erneut genau gleich vorgehen. Durch dieses Projekt wurden sehr viele weitere Projekte lanciert und können von den Erfahrungen in der Technologie sowie im Vorgehen profitieren. Die Sichtbarkeit via BFE verhalf auf transparente Weise zu diversen Branchendiskussionen und der nötigen Diskussion für zukünftig fitte Systeme.



9. Referenzen

- [1] **Ragon-Plot mit guter Unterteilung**
Rasey, Stephen, Kommentar in Artikel „Is the Tesla Model S Green?“, wattsupwiththat.com, 13.04.2013
- [2] **Gegenüberstellung von Li-Ion-Akkumulatoren**
Battery University, „Battery Types“, batteryuniversity.com, BU-205, 26.06.2015
- [3] **Auflistung einiger Ladeschlussspannungen gängiger Akkumulatoren**
Wikipedia, Artikel Endladeschlussspannung, de.wikipedia.org, Abgerufen am 02.07.2015
- [4] **Datenblatt zu NiZn-Zelle eines führenden Herstellers**
PowerGenix, Datasheet pgx_80ah, powergenix.com/cells, 05.03.2012
- [5] **Ausschnitt aus dem Tesla Battery Report**
Anderman, Menahem, „The Tesla Battery Report“ (extract), Advanced Automotive Batteries, advancedautobat.com, Nov 2014
- [6] **Datenblatt LR66166TP, 16Ah-LiTiO-Zelle**
Tianjin Lishen Battery Joint-Stock Co, Datasheet LR60166, LSU/002-CS036, ca. 2014
- [7] **Lithium Battery Failures**
Lawson, Barrie, „Battery and Energy Technologies“, Electropaedia, mpoweruk.com/lithium_failures, Abgerufen am 02.01.2015
- [8] **Empfehlungen zur el.chem. Impedanzspektroskopie**
Gamry Instruments, „EIS Measurement of a Very Low Impedance Lithium Ion Battery“, <http://www.gamry.com/application-notes/EIS/...>, veröffentlicht am 26. Juli 2013
- [9] **Technische Detailausarbeitung**
Vögtli, Christian, „Technische Detailausarbeitung Fahrzeugbatterie 36V“, BFH, Projekt Neue Batterietechnologie SBB, 2015, File [Detailausarbeitung_Batterieauslegung_SBB](#)
- [10] **Leistungskatalog Infrastruktur – SBB**
*Im Leistungskatalog Infrastruktur werden die Trassenpreise für die Grund- und Zusatzleistungen der normalspurigen Eisenbahn-Infrastrukturen veröffentlicht.
Öffentlicher Download [Leistungskatalog Infrastruktur 2018 - SBB](#)*
- [11] **Testbericht Batterietest Statisch HVZ**
Vögtli, Christian & Steurs Lea, „Protokoll statischer Batterie-Test an HVZ im IW-Olten“, 2016, File [Batterie-Test statisch, HVZ, Dez2016, IWOL](#)



10. Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
APFZ	Allgemeine Plattform auf den Fahrzeugen (IT Applikation und Hardware)
BFH-TI	Berner Fachhochschule (BFH), Technik und Informatik
BMS	Batteriemanagementsystem
BLG	Batterieladegerät
BUR	Bordnetzumrichter, beinhaltet auch Funktion des Batterieladegerätes
DoD	depth of discharge, Entladetiefe einer Batterie bezogen auf die Gesamtkapazität
ESReC	BFH-Energy Storage Research Centre, BFH Zentrum Energiespeicherung
HVZ	Hauptverkehrszeit, in Zusammenhang mit Eisenbahnfahrzeugen: Angepasster DPZ-Wagen
End of Life	Ende der Lebensdauer
LCA	Life Cycle Analysis, Lebenszyklus-Betrachtung, oft bezogen auf Kosten / Ressourcen
LCC	Life Cycle Cost, Lebenszykluskosten
RAM,	Reliability, Availability, Maintainability (Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit)
RAMS	Reliability, Availability, Maintainability, Safety (Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit, Sicherheit)
SBB	Schweizer Bundesbahn
SoC	state of charge, Ladezustand (Batteriebezogen)
SoH	State of health, Gesundheits-, resp. Fitnesszustand (Batteriebezogen)
Trog	Ursprünglicher Begriff, universell verwendet für Batterietrog, Batteriegehäuse (auch Neuentwicklung)
RZW	Reisezugwagen
VRLA	valve-regulated lead-acid battery (ventilgeregelte Blei-Säure-Batterie)