

Smart Power GmbH & Co. KG

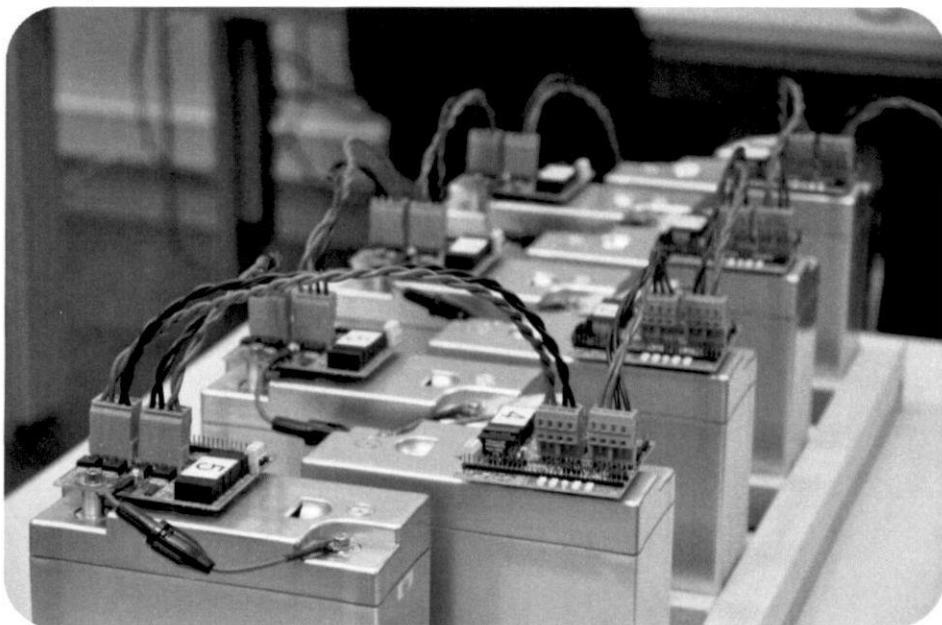
**Entwicklung, Aufbau und Test einer neuartigen elektronischen
Schaltungstopologie zur Kombination von Batteriespeichersystemen,
Batterie-Balancing-Systemen, Umrichtern und Ladeschaltungen**

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,
gefördert unter dem AZ: 33032 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

von

Dipl. Ing. Arthur Singer
M. Sc. Nina Hanselmann
Max Schneider
Dipl. Ing. Johanna Jungbauer
M. Eng. Ulrich Bürger

Feldkirchen bei München, 30. April 2018



Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	33032/01	Referat	21	Fördersumme	299.365 €
Antragstitel		Entwicklung, Aufbau und Test einer neuartigen elektronischen Schaltungstopologie zur Kombination von Batteriespeichersystemen, Batterie-Balancing-Systemen, Umrichtern und Ladeschaltungen			
Stichworte					
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
29 Monate	08.12.2015				
Zwischenberichte	13.09.2016	15.03.2017	15.09.2017		
Bewilligungsempfänger	Smart Power GmbH & Co. KG			Tel	089/3076019-0
	Dornacher Str. 3			Fax	089/3076019-50
	85622 Feldkirchen bei München			Projektleitung	
				Johanna Jungbauer, Dipl. Ing.	
				Bearbeiter	
				Nina Hanselmann, M. Sc.	
Kooperationspartner	Universität der Bundeswehr München		Hochschule Osnabrück		
	Werner-Heisenberg-Weg 39 85577 Neubiberg		Albrechtstr. 30 49076 Osnabrück		

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Energiespeicher werden im Zuge der Energiewende dringend benötigt. Mit dem in diesem Projektbericht vorgestellten Umrichterkonzept soll der Einsatz stationärer Energiespeicher durch erhöhte Effizienz und Flexibilität sowie Kostenreduzierung deutlich attraktiver werden.

Die Zielsetzung des geförderten Projektes ist einen einphasigen, modularen Prototyp mit der patentierten M2PC (Modular Multilevel Parallel Converter)-Umrichter-Topologie zu entwickeln. Es wird erstmals ein Batteriespeicher mit verteilten Batterien gebaut, die dynamisch seriell und parallel miteinander verschaltet werden können. Mit der neuartigen, modularen Leistungselektronik können elektrische Speicher jeglicher Größe gebaut werden – die Anzahl der Batteriemodule ist variabel anpassbar. Genauso ist die Art des Speichermediums nicht festgelegt: es können beliebige Batteriearten, Kondensatoren, Redox-Flow-Batterien oder auch Brennstoffzellen genutzt werden, wobei jedes Leistungselektronikmodul einer Speichereinheit zugeordnet ist.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Im Wesentlichen kann das Vorgehen in drei Schritte unterteilt werden, wobei die Schritte eins und zwei Teile des Vorgängerprojekts (AZ 31873/01) sind:

Zu Projektbeginn wurde die grundsätzliche Hardwaretopologie anhand von Simulationen und Berechnungen ausgewählt, das Ansteuerungsprinzip erarbeitet und die Steuerungsalgorithmen hierfür erstellt. Der dabei entwickelte Mechanismus steuert sowohl die Spannung als auch das Balancing der Batterien. Zusätzlich wurden anhand der Simulationen die Verluste der M2B-Technologie abgeschätzt.

Auf Basis der in der Simulationsphase erlangten Ergebnisse wurde im zweiten Schritt ein erster Hardwareaufbau entwickelt und erstellt. Mit diesem Aufbau wurden die prinzipielle Funktionsfähigkeit, das dynamische Verschalten sowie die einstellbare Spannungsausgabe der M2B-Technologie gezeigt.

In der dritten Phase wurde ein zweites Labormuster des Systems erstellt, um die Technologie auf Skalierbarkeit, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit zu untersuchen. Dabei wurde das Hardware-Design unter Berücksichtigung der Kosten und der Funktionalität der verwendeten Bauteile optimiert ohne Kompromisse bei der Sicherheit einzugehen. Als weitere Grundlage bei Software- und Hardwareentscheidungen dienten die in einem FMEA-Workshop erarbeiteten möglichen Fehlerquellen.

Ergebnisse und Diskussion

Mit der M2B-Technologie wurde ein neuartiges Batteriespeichersystem entworfen, aufgebaut und getestet. Dieses System kann modular erweitert werden und ist kompatibel zu beliebigen Batteriearten. Außerdem setzt diese Technologie die Vorteile etablierter Hochvolt-Umrichter im Niederspannungsbereich um. Die im HVDC-Bereich üblichen Glasfaserleiter und die sternförmige Ansteuerung über FPGAs wurde ersetzt durch einen Kommunikationsbus auf Kupferbasis über den weitere Module einfach angeschlossen werden können. Ebenso sind kostengünstige Mikrocontroller verbaut, die den Einsatz im bedeutend preissensitiveren Niederspannungsbereich ermöglichen. Die Aufgabe dieser Mikrocontroller ist dezentral Berechnungen durchzuführen. Dadurch wird der Mastercontroller entlastet und seine Leistungsfähigkeit erhöht.

Die Vorteile der vorgestellten Technologie sind eine Wirkungsgradsteigerung, eine bessere Nutzbarkeit der installierten Kapazität und niedrigere Kosten im Vergleich zu klassischen PWM-Umrichtern. Die Wirkungsgradsteigerung ist vor allem bei niedrigen Leistungen signifikant. Hochskaliert auf die Anzahl der verbauten Speichersysteme in Deutschland verringert diese erhöhte Effizienz den CO₂-Ausstoß beträchtlich.

Ein Mehr an verfügbarer Kapazität wird durch ein BMS erreicht, das nicht wie üblicherweise auf die global schwächste Zelle optimiert, sondern auf die lokal schwächste Zelle jedes Batteriemoduls.

Die Steuer-Algorithmen entscheiden außerdem dynamisch wann welches Modul und welche Modulkombination aktiv ist. Dadurch wird die Belastung individuell nach den Fähigkeiten der Zellen verteilt und die Module werden balanciert.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Das Projekt und die zugrundeliegende Technologie wurden bei einer Vielzahl von Veranstaltungen präsentiert. Im Jahr 2016 gab es Poster- sowie Publikumspräsentationen auf verschiedenen Fachtagungen und -konferenzen, die mit entsprechenden Veröffentlichungen einhergingen (Kraftwerk: Batterie, PCIM in Nürnberg, EPE in Karlsruhe).

Im Jahr 2017 wurde die Technologie auf der Hannover Messe als Weltneuheit präsentiert, worauf mehrere Pressemeldungen folgten. Außerdem wurde der 1. Platz beim bundesweiten Doktorandenwettbewerb EnergieCampus der EnBW-Stiftung Energie & Klimaschutz erreicht.

Auch im Jahr 2018 wurde das M2B-Konzept bei mehreren Fachveranstaltungen vorgestellt (Stiftung Energie- & Klimaschutz, IKT für Elektromobilität III, IdeAward der TU München). Aktuell stehen noch eine Präsentation mit entsprechendem Paper bei der EPE 2018 in Riga und eine Veröffentlichung im *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* aus.

Fazit

Das vorgestellte System integriert die Speicherelemente direkt in die Leistungselektronik, wobei diese unabhängig vom verwendeten Speicher dieselbe bleibt. Durch den Multi-Level-Aufbau ist die Stufenspannung viel kleiner als die Systemspannung, sodass kostengünstige, kleine Niederspannungsbauteile genutzt werden können. Dadurch hebt man in der Fertigung schnell Skaleneffekte und erreicht eine noch nicht dagewesene Flexibilität bei der Zusammensetzung des Speichers. Zellen werden dynamisch, entsprechend ihres Ladezustandes und der geforderten Ausgangsschaltung, seriell und parallel geschaltet; Module mit defekten Zellen können überbrückt werden; der Ausfall eines Speicherelements bedingt nicht den Ausfall des Gesamtsystems.

Zusätzlich können Zellen unterschiedlicher Spannung, Chemie und Alterung miteinander kombiniert werden, der Regelalgorithmus nutzt sie individuell und entsprechend ihrer Fähigkeiten. So wird auch der Einsatz gebrauchter sogenannter Second-Life-Zellen (z.B. aus der Elektromobilität) möglich.

Da die Hardware des Batteriespeichersystems offen gestaltet ist, kann sie nach Kundenwünschen ausgelegt werden. Auch die nachträgliche Erweiterung des Speichers und/oder der Austausch bestimmter Module sind möglich, was Anschaffungs- und Wartungskosten senkt. Die Systemeffizienz ist so hoch, dass sich als Anwendungsmöglichkeit neben der Netzstabilisierung auch Speicher in der Elektromobilität oder der Einsatz als Inselpeicher anbieten.

Die Projektpartner sehen ein sehr großes Potential in der M2B-Technologie. Aus diesem Grund hat sich ein Projektteam ausgebildet, welches die Kommerzialisierung der M2B-Technologie und die Entwicklung eines marktfähigen Produktes aus M2B-Basis vorantreiben will.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
1. Zusammenfassung	1
2. Konsortiumsbeschreibung	2
1. Einleitung	4
3. Hauptteil	7
3.1 Technologie und Innovation	7
3.1.1 Grundlegende Idee.....	7
3.1.2 Funktionsprinzip	8
3.1.3 Innovationsgehalt in Abgrenzung zum Stand der Technik	9
3.1.4 Technologievergleiche.....	11
3.2 Vorgehensweise & Ergebnisse	14
3.2.1 Simulation und Berechnung.....	14
3.2.2 Bau eines ersten Labormusters: Proof-of-Principle.....	17
3.2.3 Bau eines zweiten Labormusters: Skalierbarkeit, Flexibilität & Wirtschaftlichkeit	19
3.3 Diskussion der Ergebnisse.....	25
3.3.1 Zielspezifikationen und Fortschritte	25
3.3.2 Sicherheitsaspekte	27
3.3.3 Alterung von Batterien auf Grund hoher Ripple-Ströme.....	27
3.3.4 Verwertung.....	31
3.4 Ökologische, ökonomische & technologische Bewertung	31
3.4.1 Steigerung des Wirkungsgrades & Einsparung an CO2	31
3.4.2 Steigerung der nutzbaren Kapazität	33
3.4.3 Einbinden unterschiedlicher Speicherelemente & Second-Life-Batterien	35
3.4.4 Marktanalyse	35
3.4.5 Kostenabschätzung.....	38
3.5 Öffentlichkeitsarbeit und Verbreitung der Vorhabensergebnisse.....	40
4. Fazit	42
Literaturverzeichnis	43
Anlagen	45
Anlage 1 Zu beachtende Normen & Richtlinien.....	45
4.1 Allgemeine Sicherheitsnormen	45
4.2 Sicherheitsnormen und Richtlinien für Speichersysteme.....	45
4.3 Allgemeine Kompatibilitätsnormen.....	45
4.4 Normen und Richtlinien zur Netzkonformität von Speichern.....	46
5. Presstext zur Hannover Messe	47

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Labormuster des vorgeschlagenen Batteriespeichers mit 8 Modulen, einer Kapazität von 2 kWh (mit LiFePo-Zellen) und einer Nennleistung von 4 kW ...	7
Abbildung 2: Klassischer Aufbau aus Batteriespeicher und PWM-Umrichter (links) und vorgeschlagener, modularer Aufbau mit integriertem BMS ohne dedizierten Umrichter und PWM-modulierter Ausgangsspannung (rechts)	7
Abbildung 3: Funktionsprinzip der dynamischen Seriell-Parallel-Verschaltung	8
Abbildung 4: M2B-Umrichterarm mit vier Modulen – die Strompfade der jeweiligen Schaltzustände sind in Rot hervorgehoben: Das erste Speicherelement ist seriell mit den Speicherelementen 2 und 4 geschaltet, welche wiederum zueinander parallel sind. Modul 3 wird hierbei überbrückt.	8
Abbildung 5: Klassischer Aufbau eines Batteriespeichersystems mit Hochvolt-Batterie, DC-DC-Wandler auf einen Zwischenkreiskondensator und verschiedenen Stromrichtern für unterschiedliche Ein- und Ausgangsspannungen.....	10
Abbildung 6: Aufbau des M2B Batteriespeichersystems. Eine Batterie in der Abbildung symbolisiert ein Modul und ist in Vergrößerung dargestellt. Verschiedenste Ausgangsspannungen können ausgegeben werden und dedizierte Umrichter fallen weg.....	11
Abbildung 7: Vergleichende Darstellung der betrachteten Batterieumrichterkonzepte, vereinfacht werden die Module durch eine Zelle dargestellt	12
Abbildung 8: Vergleich des Wirkungsgrades kommerziell verfügbarer PWM-Umrichter (SunnyIsland 3.0M von SMA, rot) mit M2B Multilevel-Umrichtern (blau).....	13
Abbildung 9: Darstellung des zu erwartenden Diskretisierungsfehlers (Farbskala rechts, einheitenlos) über die Systemfrequenz und die Batteriespannung pro Modul	15
Abbildung 10: Ansteuerungsprinzip des M2B-Systems: Die blaue Sollspannung wird über Stufen angenähert. Der übrige Fehler wird über ein PWM Signal der jeweiligen Stufe minimiert, was verlangsamt durch die Sägezahnfunktionen im Hintergrund dargestellt ist, welche die PWM-Ansteuerung eines jeden Moduls andeuten.	16
Abbildung 11: Simulierter Betrieb des M2B-Systems mit 8 Stufen (ohne Ausgangsfilter)	16
Abbildung 12: Erstes Labormuster mit acht Modulen und sternförmiger Ansteuerung.....	17
Abbildung 13: Funktion des Laboraufbaus: Links als Stufen diskretisierte Sinusspannung mit 50Hz (3 Module), rechts: mit PWM überlagerte Stufenpyramide mit Ausgangsfilter (4 Module)	17
Abbildung 14: Oszilloskopaufnahmen im Betrieb: Spannung (C3, blau, 20 V/div.), Strom (C4, grün, 2 A/div. links und 1 A/div. rechts) und Sollsignal (C2, rot), welche durch einen M2B-Umrichterarm und einer induktiven Last ($R = 10 \Omega$, Leistungsfaktor $\approx 0,7$) erzeugt werden; links bei 350 Hz ohne PWM und rechts bei 50 Hz mit 20 kHz PWM-Modulation.....	18

Abbildung 15: Beliebige Spannungsformen können über den Laboraufbau ausgegeben werden.	18
Abbildung 16: Schematischer Aufbau eines M2B-Systems	20
Abbildung 17: Leistungsteil der M2B-Module mit Verbindungen zu vorherigem Modul (linke Anschlüsse), nachfolgendem Modul (rechte Anschlüsse) und zur Batterie (mittlere Anschlüsse).....	20
Abbildung 18: Aufbau und Abmessungen eines Moduls mit Leistungsteil auf Kühlkörper und Ansteuerungsplatine	21
Abbildung 19: Batterierack mit M2B-Modulen (links) und Ansteuerung, Filter und Sensorik im oberen Rack-Einschub.....	22
Abbildung 20: Aufbau eines Batteriepacks mit BMS.....	23
Abbildung 21: Funktion des Seriell-Parallel-Algorithmus zum Balancing der Ladezustände aller Module	24
Abbildung 22: Betrieb eines M2B-Systems mit 8 Modulen und damit 17 Stufen ohne PWM-Modulation	25
Abbildung 23: Strukturierung möglicher Fehlermechanismen.....	27
Abbildung 24: Kurvenform und Spektrogramm der Strombelastung eines Moduls im M2B-Betrieb	30
Abbildung 25: Temperaturentwicklung über 3 Ladezyklen bei verschiedener Stromform	30
Abbildung 26: Wirkungsgradvergleich des beantragten Batteriespeichers gegenüber klassischem PWM-Umrichter	32
Abbildung 27: Verteilung der zusätzlich nutzbaren Kapazität eines M2B-Systems im Vergleich zu klassischen Systemen mit einer Systemspannung von 600 V, 48 V-Modulen und einer Standardabweichung der Nennkapazität der Zellen von 5%	34
Abbildung 28: Mögliches Weiternutzungskonzept durch Integration aussortierter Automobilmodule in einen M2B-Speicher.....	38
Abbildung 29: Preiszusammensetzung Sonnenbatterie Eco 4.5	39

Tabellenverzeichnis

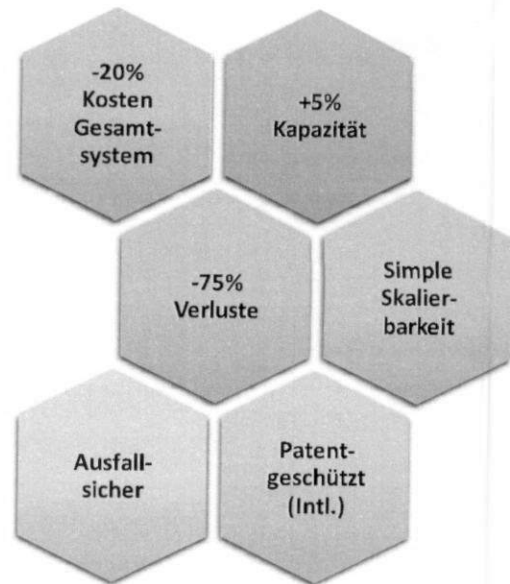
Tabelle 1: Vergleich der verschiedenen Umrichtersysteme für Batteriespeicher	14
Tabelle 2: Vergleich beantragter Batteriespeicher zu klassischen PWM-Umrichter.....	31
Tabelle 3: Jährliche Einsparmöglichkeiten pro Haushalt	32
Tabelle 4: Zugewinn an nutzbarer Kapazität durch Aufteilung einer Hochvolt-Batterie auf 48 V-Module	33

Abkürzungsverzeichnis

μ	Erwartungswert
BESS	Batterieelektrisches Speichersystem
BMS	Batteriemanagementsystem
C_n	Nennkapazität
DOD	Entladetiefe (engl. depth of discharge)
EMS	Energiemanagementsystem
EOL	Lebensdauer (engl. end of life)
FPGA	Programmierbare Logikschaltkreise (engl. field programmable logic array)
M2B	Modularer Multilevelumrichter auf Basis verteilter Batterien
MOSFET	Feldeffekttransistor (Halbleiterschalter)
PCB	Leiterplatte (engl. printed circuit board)
PWM	Pulsweitenmodulation
SOC	Ladezustand (engl. state of charge)
σ	Standardabweichung

1. Zusammenfassung

Das hier vorgestellte Forschungsprojekt wurde von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem Aktenzeichen 33032 finanziert und beinhaltet die Konzeption und Entwicklung eines neuartigen Batteriespeichers basierend auf der Idee der Multi-Level-Umrichter, welches im Folgenden als M2B, kurz für Modulare Multilevel Batterie, bezeichnet wird. Dabei wird der klassische Aufbau bestehend aus einer großen Hochvoltbatterie mit aufwändigem Batteriemanagementsystem (BMS), einem zentralen, pulsweitenmodulierten (PWM) Wechselrichter und einem großen Netzfilter wird grundlegend überarbeitet. Stattdessen werden kleine Leistungselektronikmodule eingesetzt, die direkt mit den einzelnen Batteriemodulen verbunden werden. Das erhöht die Effizienz, senkt die Kosten, vereinfacht das Batteriemanagement und steigert die verfügbare Kapazität.



M2B ist eine Adaption und Weiterentwicklung der modularen Multilevel-Technologie, die im Bereich der Hochspannungstechnik und Hochspannungs-Gleichstrom (HVDC)-Übertragung hinsichtlich Kosten, Effizienz und Flexibilität als Stand der Technik gilt. Hier wird dieses etablierte Konzept auf Batteriespeicher im Niederspannungsbereich angewandt und hinsichtlich Ausfallsicherheit, Erweiterbarkeit und Effizienz weiterentwickelt. Um größere Speicher – hinsichtlich Kapazität, Leistung oder Spitzenspannung – zu bauen, werden lediglich mehr Module angeschlossen. So können Speicher für die verschiedensten Anwendungen realisiert werden, ohne die Hardware grundsätzlich ändern zu müssen. Auf dieser Technologiebasis können sowohl einphasige Speicher als auch dreiphasige für Gewerbe- und Industrieanwendungen zusammengesetzt werden. Ebenso kann diese Technologie den Antriebsstrang in Elektrofahrzeugen ersetzen.

Das hier entwickelte Konzept wurde auf der Hannover Messe 2016 vorgestellt und hat mit den bisher erzielten Ergebnissen beim Wettbewerb *EnergieCampus 2017* der Stiftung Energie & Klimaschutz (eine Stiftung der EnBW) den ersten Platz gewonnen.

Der Proof-of-Principle wurde simulativ und anhand zweier Labormusters erbracht. Mit diesem Aufbau konnte das dynamische, parallele Verschalten von Batterien sowie der bidirektionale Netzparallelbetrieb mit einstellbarer Wirk- und Blindleistung gezeigt werden. Im Rahmen der zweiphasigen Förderung wurden mehrere Labormuster erstellt, Messschaltungen entwickelt und Regelalgorithmen geschrieben, die ein Batteriespeichersystem am Netz laufen lassen.

Um das Labormuster auf Prototypenstatus zu heben sind noch Dauertests, ein Redesign der Hardware hinsichtlich Sicherheit und elektromagnetischer Verträglichkeit sowie die Portierung und Erweiterung der bestehenden Algorithmen auf eine handelsübliche Mikroprozessorplattform von Nöten.

Die Kooperationspartner Smart Power GmbH & Co. KG, Universität der Bundeswehr München und Hochschule Osnabrück halten die M2B-Technologie für außerordentlich vielversprechend und werden diese weiterentwickeln.

2. Konsortiumsbeschreibung

Antragsteller:

Smart Power GmbH & Co. KG
Dornacher Str. 3
85622 Feldkirchen bei München
Ansprechpartner: Ulrich Bürger
Telefon: 089 30 76 0 19 0
Telefax: 089 30 76 0 19 50
buerger@smart-power.net

Smart Power wurde 2014 als Tochterfirma des oberbayerischen Solarprojektierers MaxSolar am Innovationszentrum Gate der TU München gegründet. Im April 2017 erfolgte der Umzug in größere Büroräume in Feldkirchen bei München, wo der Firmenverbund MaxSolar, MaxTech und Smart Power nun den Grundstein für ein neues Kompetenzzentrum im Bereich der Erneuerbaren Energien gelegt hat.

Mit einem jungen Team an hochqualifizierten Ingenieuren beschäftigt sich Smart Power mit Projektierung, Bau und schlüsselfertiger Inbetriebnahme von kompletten Speichersystemen im industriellen Maßstab. Eine eigene Simulationssoftware ermöglicht die genaue Wirtschaftlichkeitsprognose von Speichersystemen anhand der Lastgangdaten der jeweiligen Kunden und Energieversorger. So wird sichergestellt, dass mit jeder Systemauslegung die bestmögliche Wirtschaftlichkeit erreicht und der Nutzen des Kunden in den Vordergrund gestellt wird.

Neben der Auslegung und dem Bau von Komplettsystemen bietet Smart Power auf Wunsch des Kunden aber auch gerne eine umfassende kompetente und herstellernerneutrale Beratung bei allen Fragen rund um Speichersysteme und Energie-Optimierungskonzepte an.

Projektpartner 1:

Universität der Bundeswehr München
Werner-Heisenberg-Weg 39
85577 Neubiberg
Ansprechpartner: Prof. Dr. – Ing. Thomas Weyh
Telefon: 089 60 04 37 99
Telefax: 089 60 04 46 38
thomas.weyh@unibw.de

Die im Jahr 1973 gegründete Universität der Bundeswehr München dient grundsätzlich der wissenschaftlichen Ausbildung von Offizieren und Offizieranwärtern und besteht aus einem universitären sowie einem Fachhochschulbereich. Forschung und Lehre an der Universität der Bundeswehr sind frei, und hervorragende wissenschaftliche Einrichtungen ermöglichen international konkurrenzfähige Forschung auf hohem Niveau. Bekannte Forschungs- und Arbeitsbereiche der Universität sind beispielsweise die Beteiligung an der Entwicklung des Geopositionssystems Galileo, die Entwicklung selbstfahrender Autos oder die Entwicklung neuartiger Umrichtersysteme. Die Universität der Bundeswehr München ist an den Exzellenzclustern *Cognition for Technical Systems* und *Munich-Centre for Advanced Photonics* beteiligt.

Projektpartner 2:

Hochschule Osnabrück

Albrechstr. 30

49076 Osnabrück

Ansprechpartner: Prof. Dr. – Ing. Hans-Jürgen Pfisterer

Telefon: 0541 96 93 66 4

Telefax: 0541 96 93 07 0

j.pfisterer@hs-osnabrueck.de

Die Hochschule Osnabrück (ehemals Fachhochschule Osnabrück) besteht im Wesentlichen aus drei Fakultäten, drei Departments und dem Institut für Musik. Neben der Lehre, es können Bachelor, Master oder MBA Abschlüsse in verschiedenen nationalen und internationalen Studiengängen erlangt werden, steht die Forschung im Mittelpunkt der HS Osnabrück. Zu dieser, meist praxisorientierten Forschung, stehen über 60 Labore zur Verfügung, wodurch bereits eine enge Kooperation zwischen Wirtschaft und Hochschule zustande gekommen ist.

Die HS Osnabrück ist seit dem 1. Januar 2003 in die Trägerschaft der Stiftung Fachhochschule Osnabrück als eine rechtsfähige Stiftung des öffentlichen Rechts übergegangen

Projektkoordination:

Smart Power GmbH & Co. KG

1. Einleitung

Die Energiewende ist eines der großen Themen in Deutschland. Immer mehr elektrische Energie wird aus regenerativen Quellen gewonnen, wie Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Biomasse. Bei vielen dieser Quellen kann die zeitliche Verfügbarkeit der Energie jedoch nicht beeinflusst werden. Um einen hohen Wirkungsgrad und damit eine hohe Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten, muss die gesamte zur Verfügung stehende Energie umgesetzt und eingespeist werden. Diese eingespeiste elektrische Energie muss zeitgleich mit der Erzeugung auch verbraucht werden. Die klassischen bisherigen Systeme zur Energieerzeugung konnten in der Vergangenheit relativ gut geregelt werden, so dass die Erzeugung dem Verbrauch angepasst werden konnte; im Gegensatz dazu sind regenerativen Quellen, wie auch die Verbraucher in ihrer Energieaufnahme sehr unflexibel, weshalb zusätzliche Energiespeicher in naher Zukunft dringend benötigt werden, wenn nicht ein Netz fossiler Kraftwerke als Reserve parallel finanziert werden soll.

Es gibt schon heute viele Ansätze zur Zwischenspeicherung der Energie. Für große Energiemengen werden beispielsweise Pumpspeicher- oder Druckspeicherkraftwerke verwendet. Diese Systeme können große Mengen an Energie speichern und wieder abgeben, jedoch sind sie stark standortabhängig und werden größtenteils als zentrale Speichersysteme eingesetzt. Weiterhin können auf Grund der geologischen Verhältnisse solche Speichersysteme in Deutschland nur in begrenztem Umfang erstellt werden. In Produktionsanlagen wird eigene elektrische Energie durch Reststoffverwertung erzeugt und verbraucht, beispielsweise bei Kläranlagen, Holzverarbeitenden oder Abfallverwertenden Unternehmen. Auch in privaten Wohneinrichtungen wird immer mehr elektrische Energie über Photovoltaik, Heiz- und Windkraft erzeugt. Diese Energie wird höher vergütet, wenn sie selbst verbraucht wird, um einen Anreiz zu schaffen die Netzbelastung zu minimieren. Da Verbrauch und Erzeugung aber zeitlich oft stark differieren, ist es in vielen Fällen sinnvoll, die Energie zwischenzuspeichern, um sie zeitversetzt abrufen zu können. Um dies wirtschaftlich darstellen zu können, müssen Batteriespeichersysteme noch günstiger werden.

Zahlreiche Forschungsprojekte der letzten Jahre beschränken sich daher darauf, Batterien billiger zu machen und die Energiedichte der Zellen zu erhöhen. Sehr wenige beschäftigen sich aber mit dem Weg der Energie zwischen Batterie und Generator/Verbraucher. Mit dem hier vorgestellten Umrichterkonzept soll diese Lücke geschlossen werden – mehr Effizienz und flexibel einsetzbare Systeme könnten genau den Unterschied machen, der den Einsatz stationärer Energiespeicher deutlich attraktiver macht, insbesondere da die Leistungselektronik ungefähr 30% der Kosten eines Batteriespeichersystems ausmacht (zum Vergleich: die Batterie selbst ca. 40%).

Die Zielsetzung des geförderten Projektes ist einen einphasigen, modularen Prototyp mit der patentierten M2PC (Modular Multilevel Parallel Converter)-Umrichtertopologie zu bauen. Damit wird erstmals ein Batteriespeicher mit verteilten Batterien verbaut, die dynamisch seriell und parallel miteinander verschaltet werden können. Dieses Batteriespeichersystem nennen wir modulare Multilevel-Batterie oder kurz M2B.

Das M2B-System ändert klassische Batteriespeichersysteme dahingehend, dass keine großen Batterieblöcke und zentrale Umrichter verbaut werden, sondern die Batterie in Module niedriger Spannung aufgeteilt wird, welche mit einer Leistungselektronik verbunden werden. Dies macht

den zentralen Umrichter überflüssig und reduziert den Filteraufwand. Über die Leistungselektronik können die Module dynamisch in den Strompfad eingeschaltet werden, was zu folgenden Eigenschaften führt:

- Ein Zellausfall bedeutet KEINEN Systemausfall
- Zellen unterschiedlicher Technologie und Alters können kombiniert werden
- Das Balancing auf Systemebene ist inhärent integriert und verlustlos, was wir als proaktives Balancing bezeichnen
- Die Zellkapazität kann damit tiefergehend ausgenutzt werden.
- Flexible Erweiterbarkeit
- Die Module sind eigensicher; auch bei ausgeschaltetem System liegt keine hohe DC-Spannung an
- Beliebige AC-Spannung kann ausgegeben werden ohne zusätzlichen Umrichter
- Sehr hohe Effizienz, auch im Teillastbetrieb

In diesem Forschungsprojekt soll ein Speicher basierend auf dieser Technologie aufgebaut werden. Der Speicher soll im dreiphasigen Betrieb eine Leistung von min. 20 kW bei einer Kapazität von 40 kWh aufweisen. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem modularen Aufbau, welcher es ermöglicht, das System einfach und flexibel zu erweitern und ggfs. sich ändernden Rahmenbedingungen anzupassen. Die Zahl der Module soll variabel sein; das System kann frei mit einer beliebigen Anzahl an Modulen umgehen. Zudem soll der Einfluss eines solchen Systems auf die Lebensdauer der Batterien untersucht werden. Weiterhin werden die Algorithmen für die Zustandsbestimmung der Batterien, das Balancing und des Batteriemaneagements und den Netzparallelbetrieb entworfen sowie die benötigten Messschaltungen ausgewählt und erstellt bzw. zugekauft. Zudem soll eine Ringverschaltung im Speicher erforscht werden, welche die Ladezustände der Module im Fall einer unsymmetrischen Belastung des Speichers im dreiphasigen Fall ausgleichen kann.

Um den Speicher flexibel und einfach erweiterbar zu machen wird ein modulares mechanisches Konzept für die Leistungselektronik erstellt sowie ein robuster, bidirektionaler Kommunikationsbus zur Ansteuerung aller Module konzipiert, umgesetzt und getestet. Weiterhin soll eine Evaluierung im Betrieb stattfinden sowie die notwendigen Sicherheitsmechanismen für den Umgang mit Fehlerfällen konzipiert werden.

Aus den Vorgaben ergeben sich als wesentliche Aufgabenstellungen und Arbeitspakete:

- Konzeptionierung der Regelungseinrichtung der Module (Hardware und Software) für Netzparallelbetrieb
- Entwurf und Umsetzung des Kommunikationbusses und der Sensorik
- Auswahl und Aufbau der Leistungselektronik für größere Leistungsklassen
- Herstellen der Module
- Verschaltung der Module
- Integrationstest
- Entwicklung von Algorithmen zum Batteriemaneagementsystem und Umsetzung dieser in Software
- Dauertests und Tests unter erschwerten Bedingungen (EMV-Störungen, hohe Leistungsschwankungen)
- Klärung rechtlicher und sicherheitstechnischer Vorkehrungen zur Einspeisung ins öffentliche Netz und die Abwicklung mit dem Netzbetreiber
- Kontaktaufbau zu Unternehmen zur Verwertung der Technologie

- Berechnung und Simulation einer innovativen Ringverschaltung zum Ausgleich ungleichmäßiger Lastverteilungen im 3-Phasenbetrieb
- Reaktion auf Fehlerfälle, Anpassung der Software/Regelung, Erweiterung mit Sicherheitsmechanismen
- Implementierung der notwendigen Messeinrichtungen zur Überwachung des Umrichter-systems und des Netzes
- Inbetriebnahme Gesamtsystem & Dauertests sowie Auswertung der Messdaten

Die Antragsteller Smart Power GmbH & Co. KG, Universität der Bundeswehr München und Hochschule Osnabrück erwarten einen deutlichen Effizienzgewinn durch eine auf Zellebene optimierte Betriebsstrategie der einzelnen Batterie-Umrichter-Module. Durch die Modularität ergeben sich auch eine Reihe weiterer Vorteile:

- Kombination verschiedener Batterietechnologien in einem System – Zukunftsfähigkeit
- Ausstattung der Anwendungen mit genau der benötigten Reichweite bzw. Kapazität – Anpassung an die Gegebenheiten
- Schnellladung des Systems durch Austausch der Module denkbar
- Bei Alterung einzelner Zellen müssen nur die betroffenen Module ausgetauscht werden und nicht die gesamte Batterie. Dadurch ergeben sich bedeutende Einsparungen und ein sequentielles Upgrade auf die neuesten, am Markt verfügbaren Speichertechnologien wird möglich – Kosteneinsparung

Durch die Modularität kann auf die Eigenschaften der Verbraucher und des Energieerzeugers eingegangen werden, ohne dass teure Neuentwicklungen notwendig wären. Sollte sich der Erzeuger verändern, beispielsweise eine Solaranlage vergrößert werden, kann das Batterie-Umrichter-System einfach und flexibel angepasst werden. Die Hardware bleibt hierbei identisch, nur die Software muss entsprechend angepasst werden. Zudem könnten in anderen Anwendungen ausrangierte Speichermodule, z.B. aus Elektrofahrzeugen, als so genannte Second-Lifetime Module eingesetzt werden, bis deren Kapazität vollends erschöpft ist. Die Antragsteller erhoffen sich dadurch nicht nur einen wirtschaftlichen, sondern auch einen positiven Effekt für die Umwelt.

3. Hauptteil

3.1 Technologie und Innovation

3.1.1 Grundlegende Idee

Klassischerweise sind Energiespeicher wie Batterien oder Kondensatoren Gleichstromquellen. Die Netze arbeiten jedoch mit Wechselspannungen, sodass zwischen Speicher und Netz ein Umrichter benötigt wird. Wenn man sich die heute üblichen Batteriespeicher anschaut, sind sehr viele Batterien in Reihe geschaltet um die Spannung der einzelnen Zellen der Netzspannung anzunähern, da die Verluste eines Hochsetzstellers mit dem Spannungsverhältnis größer werden. Bei Lithiumzellen mit einer Nennspannung von 3,6 V würden für 400 V mehr als 100 Zellen in Reihe geschaltet werden. Dieses Batterie-

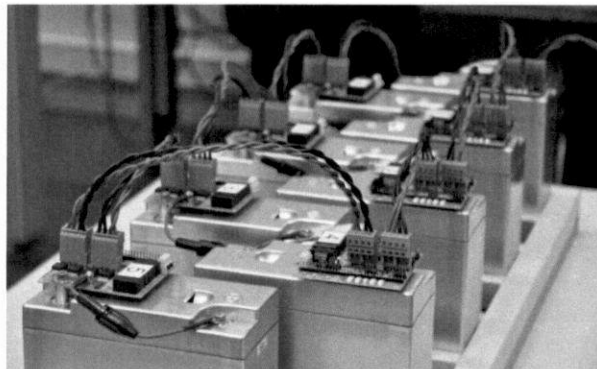


Abbildung 1: Labormuster des vorgeschlagenen Batteriespeichers mit 8 Modulen, einer Kapazität von 2 kWh (mit LiFePo-Zellen) und einer Nennleistung von 4 kW

pack benötigt ein (verlustbehaftetes) Batteriemanagementsystem (BMS) zum Balancieren der Zellen [1]. Ihm nachgeschaltet ist ein bidirektionaler Umrichter mit Netzfilter (siehe Abb. 3 links). Der meist PWM-basierte Umrichter muss die gesamte Batteriespannung schalten. Dies hat hohe Schaltverluste zur Folge und erfordert einen entsprechend großen Filter am Ausgang. Mit diesem Aufbau wird komplett gebrochen. Bei der vorgeschlagenen Technologie gibt es keinen Umrichter mehr und auch kein dediziertes BMS. Wir statten jede Zelle bzw. Zellpack mit einer kleinen Leistungselektronik aus (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2 rechts), was wir nun als ein Modul bezeichnen. Wie bei einem Multi-Level-Umrichter [2][3] werden, um die geforderte Ausgangsspannung zu erzeugen Module ein- und ausgeschaltet. Ggfs. können die Spannungsstufen PWM moduliert werden, um die Oberschwingungen weiter zu verringern.

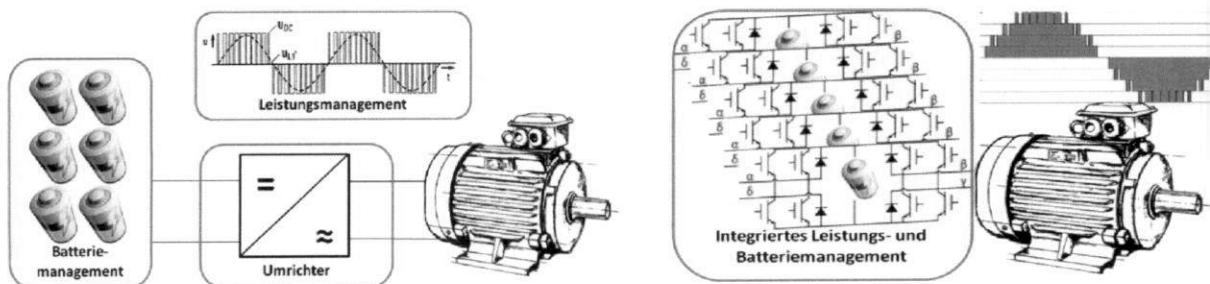


Abbildung 2: Klassischer Aufbau aus Batteriespeicher und PWM-Umrichter (links) und vorgeschlagener, modularer Aufbau mit integriertem BMS ohne dedizierten Umrichter und PWM-modulierter Ausgangsspannung (rechts)

Zusätzlich können wir bei unserem modularen Multi-Level-Parallel-Konverter (M2PC) [4] auch n -Module parallelschalten, wodurch sich der Stromfluss durch diese Module auf $1/n$ verringert und damit deren ohmsche Verluste auf $1/n^2$ verringert werden. Durch die Dauer des Stromflusses und die Lage des Moduls im Leistungsfluss in Bezug zu den anderen Modulen findet die

Ladungssymmetrierung statt. Vollere Module werden beim Entladen des Speichers einfach früher im Verlauf der Sinuswelle der Netzspannung eingesetzt oder sind mit weniger Modulen parallelgeschaltet als leerere Module. Damit kommt es zu gesteuerten, unterschiedlichen Strömen durch einzelne Module bzw. zu einer längeren Belastung bestimmter Module, wodurch ein verlustloses Balancing der Zellen erreicht wird, dass es in dieser Form noch nicht gibt. Die einzelnen Batterien können sogar im Betrieb zyklisiert und vermessen werden, falls der Algorithmus feststellt, dass sie sich anders verhalten, als erwartet.

3.1.2 Funktionsprinzip

Das vorgeschlagene Konzept basiert auf der Technologie modularer Multi-Level-Umrichter (M2C) [3], mit dem wesentlichen Unterschied, dass nicht Kondensatoren, sondern Batterien bzw. eine Serienschaltung von Batterien als Speicherelemente verwendet werden. Zusätzlich wird die Funktionalität der M2C, durch die Fähigkeit benachbarte Module parallel zu schalten, erweitert. Wir nennen dies Modulare Multilevel-Batterie (M2B).

Die Module haben dabei drei Schaltmöglichkeiten: (1) seriell, (2) parallel und (3) Bypass.

Diese werden benötigt um die gewünschte Kurvenform dynamisch nachzubilden. Dies ist in Abbildung 3 anhand von vier Zellen und vier Stufen illustriert. Dabei muss die Kurvenform nicht Sinus-förmig sein, was bei manchen Filteranwendungen hilfreich sein könnte. Die Module selbst bestehen im Wesentlichen aus vier Halbbrücken mit dem Speicherelement in der Mitte. Jede Mittenanzapfung einer Halbbrücke wird herausgeführt. Im Gegensatz zu den klassischen Vollbrücken-M2C werden doppelt so viele Schalter benötigt und die doppelte Anzahl an Verbindungen zu den Nachbarmodulen. Dies ist notwendig, um die Parallelschaltung zu ermöglichen. Mehrere Module werden zu einem Umrichterarm verbunden. Drei dieser Umrichterarme können z.B. einen dreiphasigen Umrichter bilden. Eine mögliche Umsetzung dieser Hardware samt den Strompfaden für einen bestimmten Schaltzustand wird in Abbildung 4 gezeigt. Bemerkenswert daran ist Modul 3, welches überbrückt wird, ohne die benachbarten Module zu beeinflussen. Dies funktioniert über einen neunten Schalter, der direkt unterhalb der Batterie angebracht ist. Dies dient der Ausfallsicherheit: So können Module überbrückt werden, deren Speicherelement einen Defekt aufweist. Das Gesamtsystem kann weiterlaufen, wenn auch mit einer geringeren Gesamtkapazität. Bei den heute üblichen Speichern führt ein solcher Defekt meist zum Ausfall des Gesamtsystems oder eines Umrichterarmes.

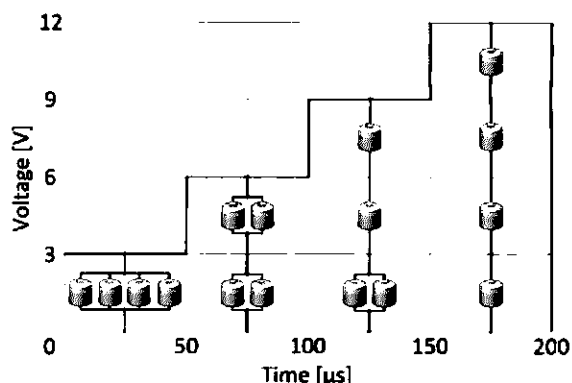


Abbildung 3: Funktionsprinzip der dynamischen Seriell-Parallel-Verschaltung

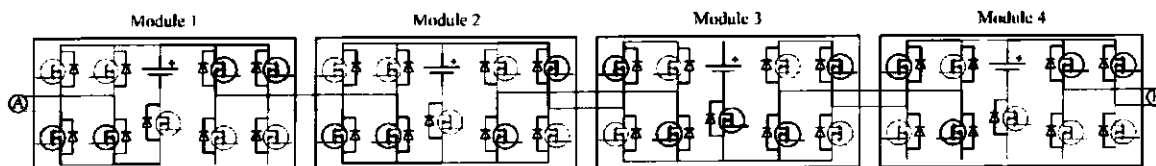


Abbildung 4: M2B-Umrichterarm mit vier Modulen – die Strompfade der jeweiligen Schaltzustände sind in Rot hervorgehoben: Das erste Speicherelement ist seriell mit den Speicherelementen 2 und 4 geschaltet, welche wiederum zueinander parallel sind. Modul 3 wird hierbei überbrückt.

Über eine zentrale Steuerung und einen Kommunikationsbus bekommen die einzelnen Module ihre Stellsignale. Die zentrale Steuerung koordiniert die Module untereinander und regelt diese auf das Netz ein.

3.1.3 Innovationsgehalt in Abgrenzung zum Stand der Technik

Herkömmliche Batteriesystemtechnologie

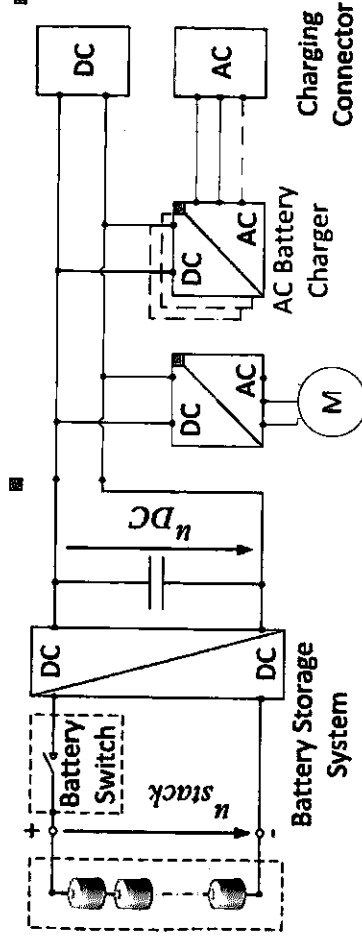
Konventionelle Batteriespeichersysteme bestehen im Wesentlichen aus einem Hochvolt-Batterie-Pack, einem BMS, sowie einem bidirektionalen Batterieumrichter oder mehreren unidirektionalen Umrichtern, um verschiedene Ein- und Ausgangsspannungen abbilden zu können (vgl. Abbildung 5). Diese Komponenten werden je nach Anwendungsfall entworfen und dimensioniert. Aus Wirkungsgradgründen werden in Elektrofahrzeugen und stationären Energiespeicherlösungen in der Regel Hochvolt-Batteriesysteme verbaut. Hohe Spannungen ermöglichen bei gleicher Leistung geringere Ströme, wodurch insgesamt die Verluste im System verringert werden und dünnere Leistungskabel verwendet werden können. Diese Batteriesysteme liefern meist Gleichspannungen zwischen 400 und 600 V an den Anschlussklemmen, wobei insbesondere in der Elektromobilität der Trend zu höheren Spannungen geht. Diese hohen Spannungen führen zu erhöhten Sicherheitsanforderungen, die bei Produktion und Betrieb beachtet werden müssen und somit zusätzliche Kosten erzeugen.

In konventionellen Kompaktspeichern müssen bei diesen hohen Ausgangsspannungen mehr als 100 Zellen in Reihe geschaltet werden (die Spannung einer einzelnen Lithium-Ionen-Zelle liegt dabei zwischen 3,3 und 3,8 V). Problematisch hierbei ist, dass die Zelleigenschaften variieren. Das liegt zum einen an Fertigungstoleranzen, was sich im Volumen, der Impedanz und der Entladerate auswirken kann, zum anderen aber auch an Temperaturunterschieden oder ungleichmäßiger Belastung im Betrieb. In einer Reihenschaltung sind sämtliche Zellen vom gleichen Strom durchflossen, sodass die schwächste Zelle mit der geringsten Kapazität sowohl das Lade- und Entladeverhalten, als auch die Gesamtkapazität des gesamten Zellenverbunds bestimmt. Zur besseren Handhabbarkeit wird ein Pack meist aus standardisierten Modulen mit entsprechender Kapazität und Spannung (ca. 40 – 60 V) aufgebaut.

Ein typisches BMS misst zum einen elektrische Zustandsparameter der einzelnen (Makro-)Zellen und Module, aber auch die Temperatur an bestimmten Stellen des Batteriespeichers. Es reagiert auf kritische Temperaturen und regelt dementsprechend Lade- und Entladeströme. Weiterhin müssen die Zellen vor Überladung und/oder Tiefentladung geschützt werden, da diese Zustände die Zellen beschädigen. Beim Laden und Entladen können die technischen Besonderheiten und Zustände der einzelnen Zellen bisher nur unter Zuhilfenahme aktiver BMS berücksichtigt werden. Die Leistungsdaten, sowie die Nutzungs- und Lebensdauer des Gesamtsystems wird von der schwächsten Zelle des Verbunds bestimmt. Einen guten Überblick über aktuelle passive und aktive BMS bieten Cao et al. [1]

Der klassische Aufbau eines Systems mit Batteriespeicher, Umrichter und elektrischer Last/Versorgung ist in Abbildung 5 dargestellt [2]. Hier am Beispiel eines Elektroautos fällt auf, dass vom Batteriespeichersystem links in der Abbildung über einen Gleichspannungsbuss der Stromrichter für den Motor angeschlossen ist und ein gesonderter Umrichter für jeden vorgesehenen Ladestandard (z.B. einphasig AC, dreiphasig AC, DC mit verschiedenen Spannungen). Der heutige Stand der Technik sieht für Ladesäulen genau dasselbe Bild vor. Die Ladesäule besitzt für jeden vorgesehenen Ladestandard einen dedizierten Umrichter und ist zudem

noch dreiphasig am Netz angeschlossen – eine mögliche Batterie wird über einen DC-Bus angeschlossen.



■ Electronic Control Unit (ECU)

Abbildung 5: Klassischer Aufbau eines Batteriespeichersystems mit Hochvolt-Batterie, DC-DC-Wandler auf einen Zwischenkreiskondensator und verschiedenen Stromrichtern für unterschiedliche Ein- und Ausgangsspannungen.

Der Batteriespeicher besteht wie oben beschrieben aus einer Vielzahl von parallel und in Reihe geschalteter Einzelzellen. Der Wechselrichter ist oft als Chopper oder als Brückenschaltung (i.d.R. ein- oder dreiphasig, abhängig vom Verbraucher) konzipiert, d.h. er lässt die konstante Ausgangsspannung des Batteriespeichers nur für eine bestimmte Dauer einer Periode am Verbraucher anliegen, um so einen veränderbaren Mittelwert der Spannung am Ausgang des Wechselrichters bereitzustellen. Diese Art der Erzeugung der erforderlichen Wechselspannung nennt man Pulsweitenmodulation (PWM) der Ausgangsspannung (siehe dazu Abbildung 7 links). Die Periode ergibt sich dabei aus der Grundfrequenz des Choppers, welche oft um 20 kHz oder höher liegt. Das Netz oder die elektrische Maschine sieht also Spannungspulse relativ hoher Frequenz und variierender Länge (PWM), wobei Netzfilter bzw. die baulich bedingte Induktivität der elektrischen Maschine diese gepulste Spannung glätten. Über das Verhältnis von "AN" zu "AUS" entstehen somit die resultierenden Spannungsniveaus als Mittelwert der PWM. Durch geeignete Steuerungen können somit als Ergebnis auch näherungsweise Sinusschwingungen einstellbarer Frequenz und Amplitude erzeugt werden, wobei allerdings noch immer Reaktanzen zur normgerechten Glättung der Ausgangsfunktion benötigt werden.

Innovationskonzept: Modulares Batteriespeicher- und Umrichtersystem (M2B)

Beim vorgeschlagenen Lösungsansatz wird jedes Batteriemodul mit einer Leistungselektronik versehen (vgl. Abbildung 6). Die so entstehenden Umrichtermodule werden wiederum über ihre Ports mit ihren unmittelbaren Nachbarn verbunden und bilden einen Umrichterstrang. Die verschiedenen Schaltzustände der Halbbrücken ermöglichen einen seriellen sowie parallelen Betrieb benachbarter Module. Zusätzlich ist auch ein Bypass-Modus, eine vorübergehende Deaktivierung, möglich, beispielsweise bei Defekten oder sehr stark abweichenden SOC.

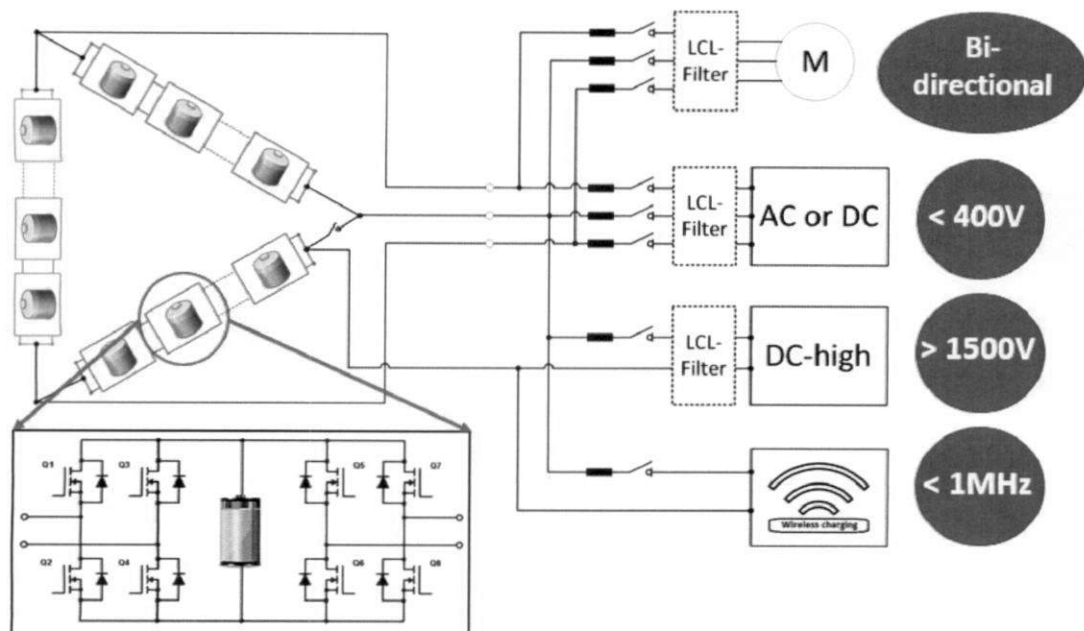


Abbildung 6: Aufbau des M2B Batteriespeichersystems. Eine Batterie in der Abbildung symbolisiert ein Modul und ist in Vergrößerung dargestellt. Verschiedenste Ausgangsspannungen können ausgegeben werden und dedizierte Umrichter fallen weg.

Durch Adaption bestehender Multilevel-Technologie [3], [4] können die Nachteile konventioneller Batteriespeicher- und Umrichtersysteme, wie der geringe Wirkungsgrad oder die aufwendige Skalierbarkeit, verringert bzw. umgangen werden. Diese Adaption ermöglicht einzelne Module eines Batteriespeichersystems individuell anzusteuern. Zudem vereint das integrierte Batteriespeicher- und Umrichtersystem sowohl das Batteriemanagement als auch die Funktion des eigentlichen Umrichters. Ein übergeordnetes BMS oder ein separater Umrichter sind nicht länger erforderlich.

Dieses hochintegrierte sowie modulare Batteriespeicher- und Umrichtersystem nutzt seine zahlreichen Freiheitsgrade für einen hocheffizienten Betrieb des Gesamtsystems und ermöglicht ein differenziertes Handling verschiedener Module. Es umgeht zahlreiche Nachteile konventioneller PWM-Umrichterkonzepte, die im folgenden Kapitel dargestellt werden, und stellt eine wesentliche Weiterentwicklung der bestehenden Multilevel-Technologie dar.

3.1.4 Technologievergleiche

Zur Wandlung von Gleich- in Wechselfspannungen existieren verschiedene Ansätze. Die grundlegende Herangehensweise ist es, eine Gleichspannung derart zu „zerhacken“, dass sie nach entsprechender Filterung einer Sinusform ähnelt. Insgesamt existieren drei relevante Methoden: die konventionelle PWM, der herkömmliche Multilevel-Ansatz und die M2B-Topologie.

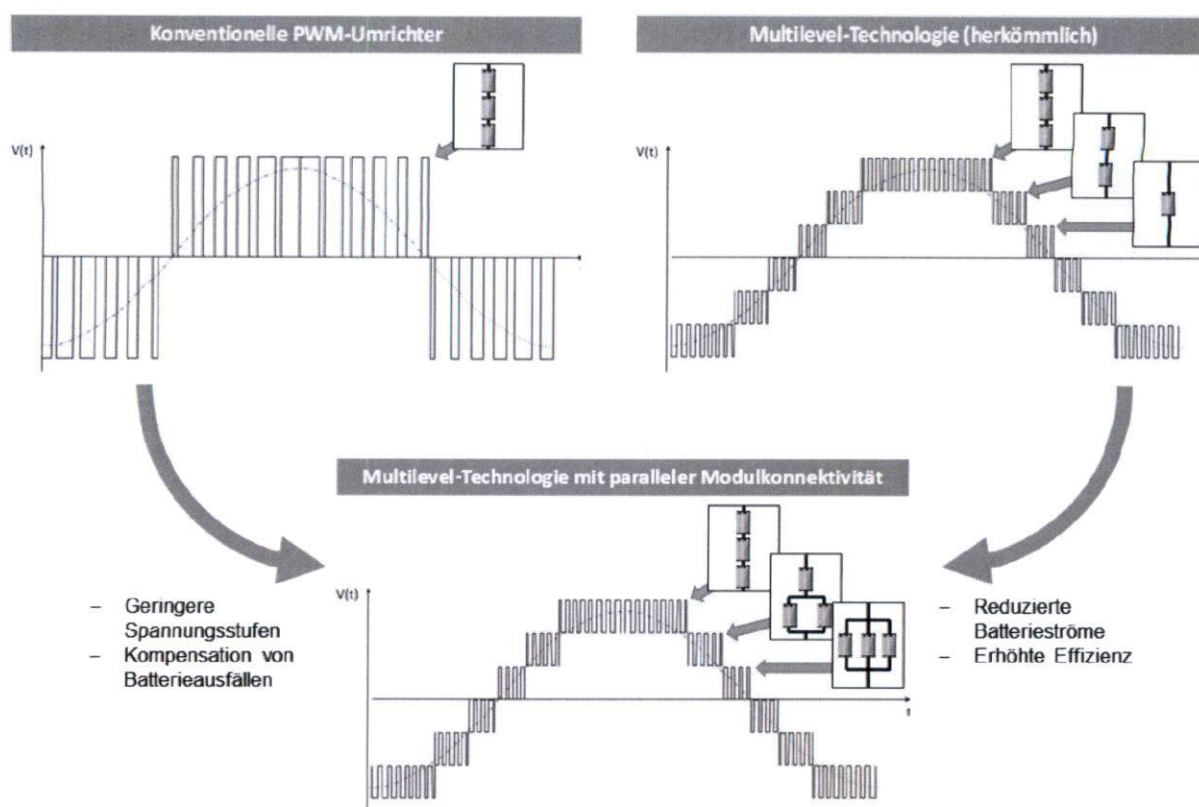


Abbildung 7: Vergleichende Darstellung der betrachteten Batterieumrichterkonzepte, vereinfacht werden die Module durch eine Zelle dargestellt

Konventionelle PWM-Umrichter

Konventionelle Batterieumrichter nutzen in der Regel PWM, um Gleichspannungen zu zerhacken (vgl. Abbildung 7). Die Amplitude der Spannungsimpulse entspricht dabei der vollen Ausgangsspannung des Batteriespeichersystems, während ihre Pulslänge dem Verlauf der zu erzeugenden Sinusspannung folgt. Bis auf wenige Ausnahmen ist dies quasi der einzige kommerzielle Umrichtertyp.

Trotz ihrer wenig komplexen Struktur haben herkömmliche PWM-Umrichter neben den eingangs erwähnten batteriespezifischen Limitationen weitere systembedingte Nachteile. Diese sind insbesondere:

- geringe Effizienz insbesondere bei Teillast,
- hoher Oberschwingungsgehalt der Ausgangsspannung (THD),
- Bedarf an Bauelementen mit hoher Spannungsfestigkeit,
- geringe Fehlertoleranz bei Ausfall eines Batteriemoduls und
- hohes Gewicht und Volumen von Umrichter, Kühlkörper und Filter.

Multilevel-Technologie (neueste Entwicklungen)

Modulare Multilevel-Umrichter verwenden – statt wie bisher nur eine – mehrere Spannungsstufen, um den geforderten Signalverlauf nachzubilden. Dies wurde bisher durch einen konstanten DC-Zwischenspannungskreis bzw. ein zentrales Batteriepack, hoher Spannung und einem nachgelagerten, modularen Umrichter bewerkstelligt. Neueste, ausschließlich in der Wissenschaft vorgestellte Entwicklungen [5], [6] integrieren nun pro Umrichtermodul ein Batteriemodul (sogenannte split battery systems), welches einer Spannungsstufe entspricht (vgl. Abbildung

7). Diese Module können nun deaktiviert oder in Serie zueinander geschaltet werden, wodurch sich die charakteristische, treppenstufenförmige Ausgangsspannung ergibt. Diese bildet ihren Sollverlauf besser nach und ist überschwingungsärmer. Die genannten Nachteile bisheriger Umrichtersysteme können dadurch deutlich verringert werden. Gemessen am Gewicht der verwendeten Bauelemente lässt sich der Filteraufwand auf etwa ein Sechzehntel verringern, während sich die Dimension des Kühlkörpers halbiert [7].

Die Technologie ermöglicht es, einzelne Batteriezellen oder -module unabhängig voneinander sowie entsprechend ihrer Zellparameter zu betreiben und Redundanzen innerhalb des Batteriesystemverbunds für eine verbesserte Fehlertoleranz vorzusehen.

Jedes einzelne Batteriemodul wird beim Laden und Entladen auch hier mit dem gesamten Strom des Batteriesystems belastet. Dies verringert die Effizienz des Systems. Zudem bleiben Module je nach Betriebszustand ungenutzt, bedingen im Bypass-Modus aber dennoch Schalt- und Leitverluste.

Multilevel-Technologie mit paralleler Modulkonnektivität (M2B)

Die in Abbildung 7 vorgestellte Multilevel-Technologie von M2B mit paralleler Modulkonnektivität [9] ist ein weiterer Entwicklungsschritt. Sie ermöglicht durch ihre zusätzlichen Freiheitsgrade eine verbesserte Auslastung sämtlicher Batteriemodule. Durch die Möglichkeit benachbarte Module nicht nur in Serie, sondern auch parallel zueinander einzusetzen, kann eine Spannungsstufe – sofern nicht die maximale Ausgangsspannung des Batteriesystems benötigt wird – durch zwei oder mehrere, parallel betriebene Batteriemodule dargestellt werden. Der reduzierte mittlere Strom durch jedes einzelne Modul trägt so zu einem, im Vergleich zu konventionellen Multilevel-Umrichtern, 20% effizienteren Gesamtsystem bei. [8], [9]

Abbildung 8 zeigt eine vergleichende Betrachtung des Wirkungsgrades von kommerziell verfügbaren PWM-Umrichtern mit der neuartigen M2B Multilevel-Technologie. Über den gesamten Arbeitsbereich – vor Allem aber im Teillastbetrieb – zeichnet sich das vorgestellte System durch eine deutlich verbesserte Effizienz aus. Dies befähigt das Batteriespeicher- und Umrichtersystem für Anwendungsfälle mit variablem Leistungsbedarf.

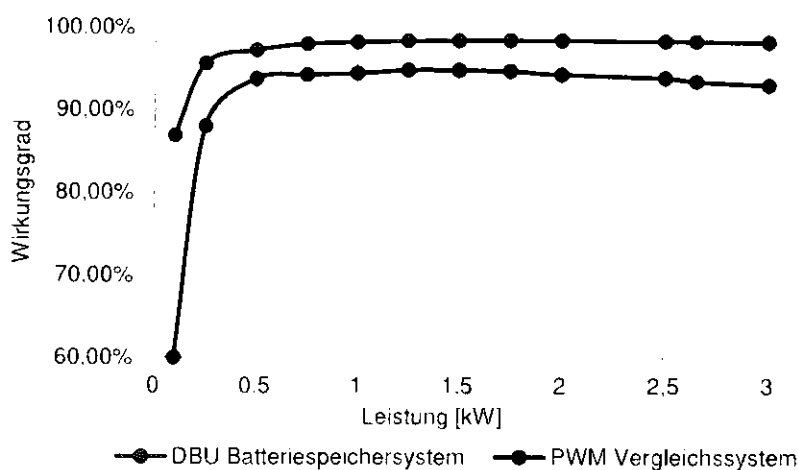


Abbildung 8: Vergleich des Wirkungsgrades kommerziell verfügbarer PWM-Umrichter (SunnyIsland 3.0M von SMA, rot) mit M2B Multilevel-Umrichtern (blau)

Des Weiteren kann durch hochdynamisches Handling einzelner Batteriemodule ein an sich verlustfreies Balancing sowohl während des Ladens als auch während des Entladens des Batteriespeichersystems durchgeführt werden. Die Berücksichtigung von SOC, Spannung und thermischem Verhalten jedes Submoduls ist zu jedem Zeitpunkt gewährleistet und wird in der Ausgestaltung der Betriebsstrategie des Batteriespeicher- und Umrichtersystems miteinbezogen. Ein zusammenfassender Vergleich der verschiedenen Umrichtersysteme ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Vergleich der verschiedenen Umrichtersysteme für Batteriespeicher

	Konventionelle Batteriesysteme mit PWM-Umrichter	Multilevel-Technologie (Neueste Entwicklungen)	M2B: Multilevel-Technologie mit paralleler Konnektivität
Kein separater Batterieumrichter erforderlich	—	+	+
Unterschiedliche Zelltechnologien und -kapazitäten möglich	—	+	+
Verwendung von 2nd Life Batteriezellen	—	+	+
Einfache Skalierbarkeit des Systems	—	+	+
Fehlertoleranz durch Redundanz	—	+	+
Austausch defekter Zellen möglich	—	+	+
Filteraufwand	—	+	++
Kein Einfluss der schwächsten Zelle auf Gesamtperformance	—	+	+++
Verlustloses BMS	—	+	+++
Optimierter Wirkungsgrad im Teillastbetrieb	—	—	+

3.2 Vorgehensweise & Ergebnisse

Im Wesentlichen wurde das Vorgehen in drei Schritte aufgeteilt:

- Simulation und Berechnung, dabei Systemauslegung
- Bau eines ersten Labormusters: Proof-of-Principle
- Bau eines zweiten Labormusters: Skalierbarkeit, Flexibilität & Wirtschaftlichkeit

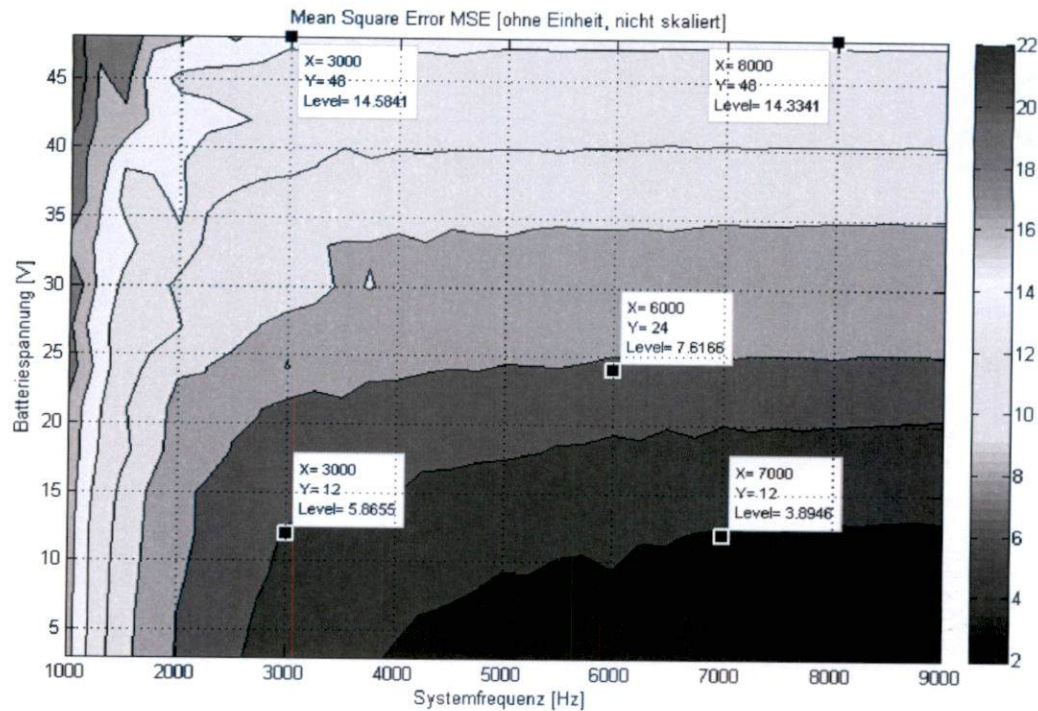
Die ersten beiden Schritte waren Teil des Vorgängerprojektes oder Vorstudie (AZ 31873/01), weswegen an dieser Stelle nur verkürzt auf deren Ergebnisse eingegangen werden soll. Anschließend wird in größerer Detaillierung auf die Ergebnisse des mit diesem Bericht abgeschlossenen Projektes eingegangen.

3.2.1 Simulation und Berechnung

Im ersten Schritt und zu Beginn des Projektes wurde die grundsätzliche Hardwaretopologie nach Berechnungen und Simulationen ausgewählt. So wurden beispielsweise anhand von Berechnungen Batteriespannungen und Systemfrequenzen ins Verhältnis gesetzt um möglichst optimale Systemauslegungen zu finden. Abbildung 9 zeigt wie groß die Fehlerspannung oder der Diskretisierungsfehler bei unterschiedlichen Kombinationen von Batteriespannung und Abtastfrequenz des Systems ist. Dieser Fehler ist ein Maß für die Größe des benötigten Filters, was sich direkt auf Kosten, Bauvolumen und Effizienz des Gesamtsystems niederschlägt. Mit

„Höhenlinien“ erkennt man recht gut, dass abhängig von der Stufenhöhe eine Frequenzerhöhung keinen wesentlichen Unterschied mehr macht (rechts fast waagerechte Linien), da durch die Stufenhöhe ein gewisser Fehler immer vorhanden ist.

Abbildung 9: Darstellung des zu erwartenden Diskretisierungsfehlers (Farbskala rechts, einheitenlos) über die Systemfrequenz und die Batteriespannung pro Modul



Ebenso wurde das Ansteuerungsprinzip erarbeitet und die Steuerungsalgorithmen dafür erstellt. So wird die Sollspannung durch die jeweils nächste Modulspannung bzw. der Summe dieser Modulspannungen angenähert. Um den Fehler zu minimieren, wird gleichzeitig noch ein PWM-Signal überlagert, welches nur für die jeweiligen Module gilt, welche gerade in der Nähe der Sollspannung sind (siehe dazu Abbildung 10). So ist zu jedem Zeitpunkt nur ein Modul aktiv am Schalten, während die anderen Module ihren jeweiligen Status beibehalten, bis die Sollspannung in den Bereich des nächsten Moduls wandert. Über diesen Mechanismus wird auch das Balancing der Batterien bewerkstelligt. Die Module werden anhand ihres Ladezustandes sortiert. Beim Entladen des Speichers ist das vollste Modul unten, es trägt somit die längste Zeit zum Ausgangsstrom bei und entlädt sich dementsprechend weniger stark als ein weiter oben angesiedeltes Modul. Über diesen Mechanismus können die SOC's der einzelnen Module verlustfrei angeglichen werden.

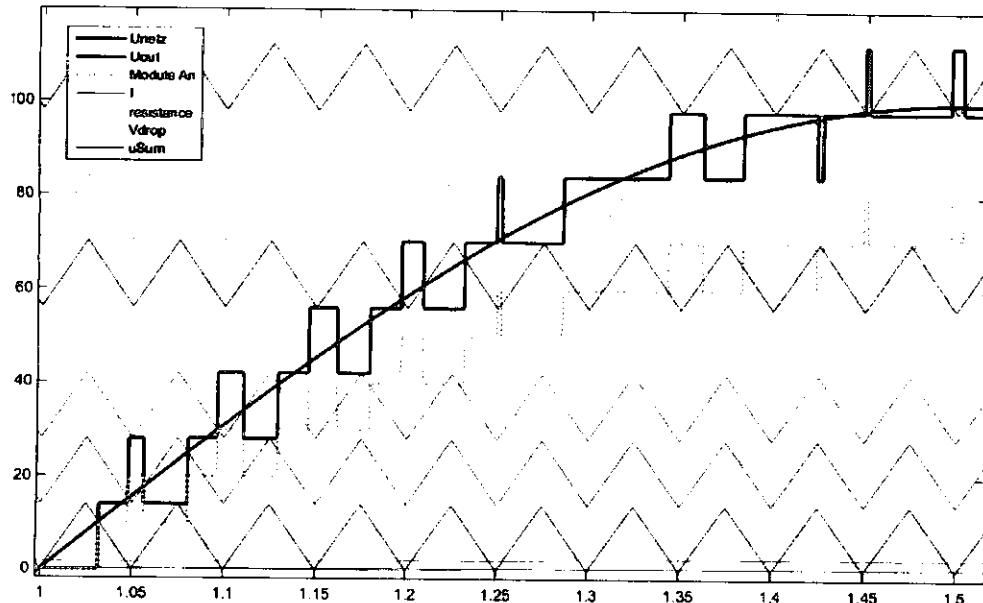


Abbildung 10: Ansteuerungsprinzip des M2B-Systems: Die blaue Sollspannung wird über Stufen angenähert. Der übrige Fehler wird über ein PWM Signal der jeweiligen Stufe minimiert, was verlangsamt durch die Sägezahnfunktionen im Hintergrund dargestellt ist, welche die PWM-Ansteuerung eines jeden Moduls andeuten.

Der Betrieb des Speichers nach diesem Prinzip innerhalb einer Sinuswelle ist in Abbildung 11 dargestellt. Ohne Ausgangsfilter erkennt man bei Ausgangsstrom (violett) & -spannung (orange) die PWM-Pulse. Die Ausgangsspannung folgt dabei der Sollspannung (blau), die im Wesentlichen der Netzspannung entspricht.

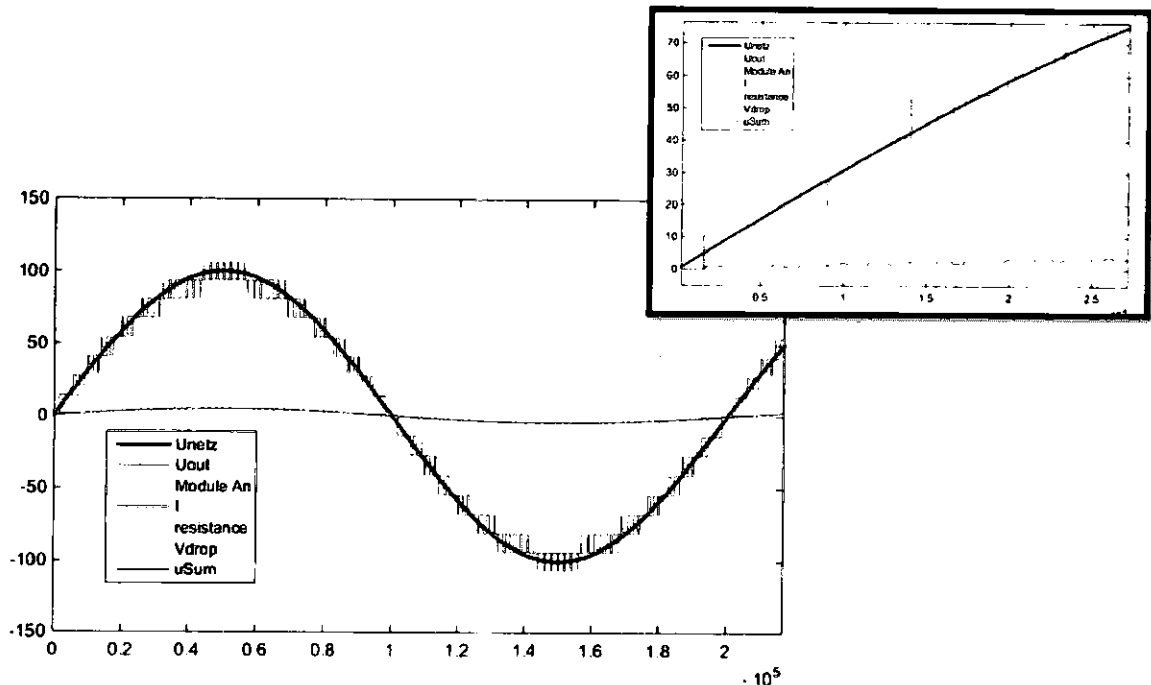


Abbildung 11: Simulierter Betrieb des M2B-Systems mit 8 Stufen (ohne Ausgangsfilter)

Ein weiteres und sehr wichtiges Thema in der Simulationsphase war die Abschätzung der Verluste im M2B-System. Da die dort ermittelten Ergebnisse weiterhin Bestand haben und eine übergeordnete Wichtigkeit besitzen, wird dieser Punkt in Abschnitt 3.4.1 diskutiert. Ebenso wurde eine erste Kostenabschätzung für ein solches System erstellt und in den nachfolgenden Schritten weiter detailliert und erhärtet. Diese Abschätzung befindet sich in Abschnitt 3.4.5. Zudem wurden aktuell auf dem Markt befindliche Systeme recherchiert und vermessen um einen marktnahen Blick bei der Technologieentwicklung zu gewährleisten.

3.2.2 Bau eines ersten Labormusters: Proof-of-Principle

Nach erfolgten Berechnungen und Simulationen wurde auf Basis der dabei erlangten Ergebnisse mit der Entwicklung der Hardware begonnen. Neben der Auswahl der zu verwendenden Bauelemente und Schaltkreise wurde viel Sorgfalt auf den Entwurf der Leistungselektronik gelegt und innerhalb von zwei Iterationen bestehend aus Schaltplanerstellung, Layoutdesign, Bestellen und Bestücken der Leiterbahnen, Inbetriebnahme und Vermessung der bestückten Platinen ein erster Hardwareaufbau erstellt (siehe Abbildung 12).

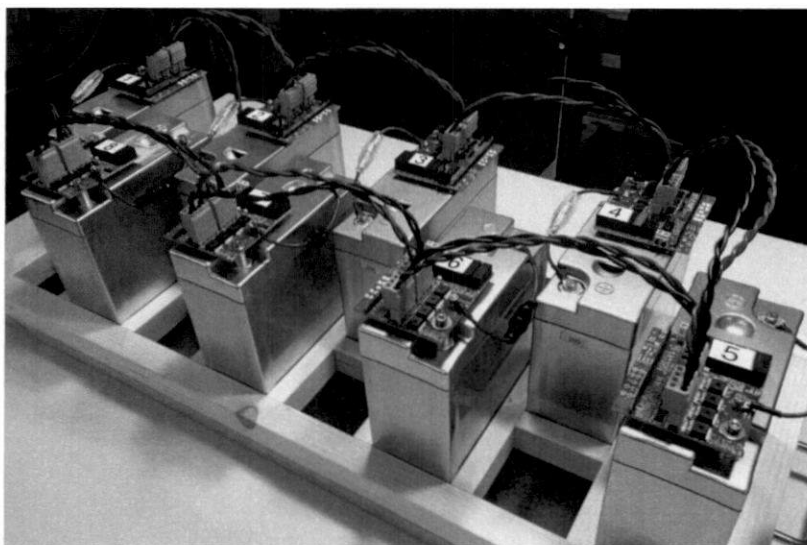


Abbildung 12: Erstes Labormuster mit acht Modulen und sternförmiger Ansteuerung

Dieser wurde sternförmig über einen FPGA angesteuert. Die Steueralgorithmen liefen dabei auf einem Echtzeitcomputersystem von dSpace, welches die entsprechenden Steuersignale über eine Kommunikationsschnittstelle an den FPGA übermittelt hat. Mit diesem Aufbau konnte

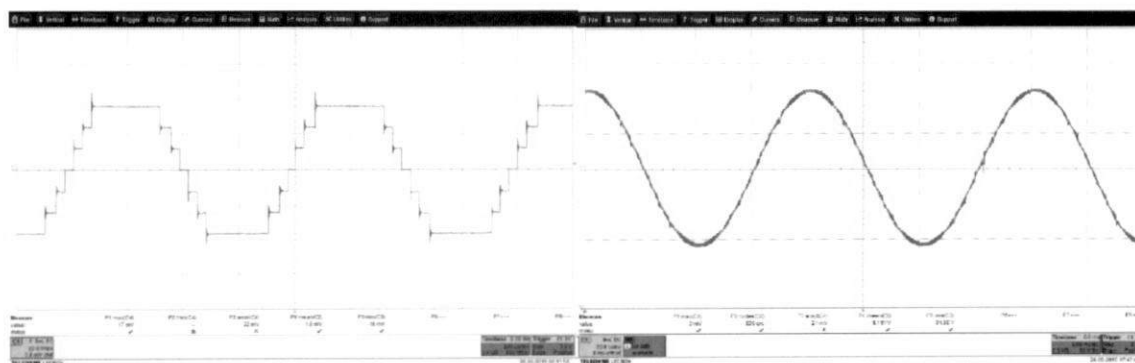


Abbildung 13: Funktion des Laboraufbaus: Links als Stufen diskretisierte Sinusspannung mit 50Hz (3 Module), rechts: mit PWM überlagerte Stufenpyramide mit Ausgangsfilter (4 Module)

der Proof-of-Principle zur Funktion des M2B-Systems erbracht werden, wie durch Oszilloskop-aufnahmen weiter unten gezeigt wird. Dabei wurde das System noch gesteuert. Eine wirkliche Regelung über die Rückkopplung physikalischer Messsignale war noch nicht implementiert. Insgesamt konnte damit die prinzipielle Funktionsfähigkeit dieser Technologie bei Einsatz von Batterien als Speichermedien gezeigt werden, ohne wesentliche Komponenten eines markt-reifen Produktes zu enthalten.

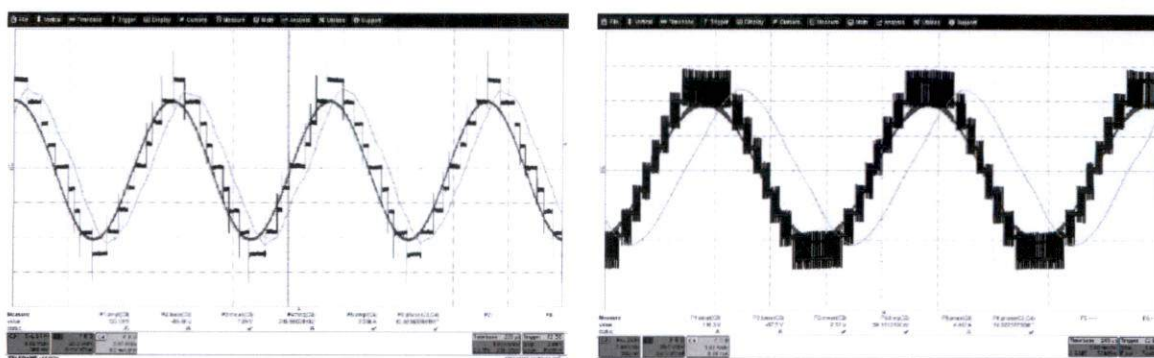


Abbildung 14: Oszilloskop-aufnahmen im Betrieb: Spannung (C3, blau, 20 V/div.), Strom (C4, grün, 2 A/div. links und 1 A/div. rechts) und Sollsignal (C2, rot), welche durch einen M2B-Umrichterarm und einer induktiven Last ($R = 10 \Omega$, Leistungsfaktor $\approx 0,7$) erzeugt werden; links bei 350 Hz ohne PWM und rechts bei 50 Hz mit 20 kHz PWM-Modulation.

Der Proof-of-Principle wurde simulativ und anhand eines Labormusters (siehe Abbildung 12 für den physikalischen Aufbau und Abbildung 13 für die Messergebnisse mit dem Oszilloskop) erbracht. Mit diesem Aufbau konnte das dynamische, parallele Verschalten von Batterien gezeigt werden, sowie der damit verbundenen Ausgabe von Spannungsstufen bzw. der Modulation über höherfrequente Schaltvorgänge.

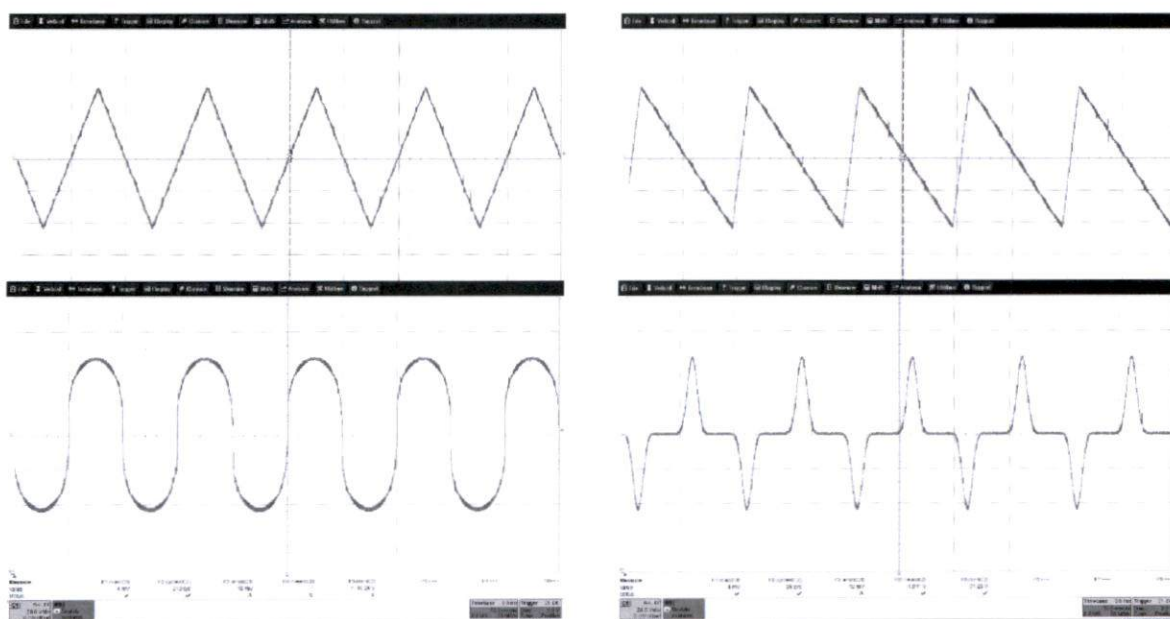


Abbildung 15: Beliebige Spannungsformen können über den Laboraufbau ausgegeben werden.

Abbildung 14 zeigt Oszilloskop-aufnahmen erster vorläufiger Messungen der Soll- und Ist-Signale für Strom und Spannung mit diesem Labormuster und 48 V-Batterieblöcken. Weiterhin wurden die Freiheitsgrade dieser Technologie ausgetestet, insbesondere was die Wahl der Form des Ausgangssignals betrifft (siehe dazu die Oszilloskop-aufnahmen in Abbildung 15).

Dieses hohe Maß an Freiheit bei der Wahl der Ausgangsspannung kann von Vorteil sein, wenn beispielsweise Oberschwingungen im Stromnetz aktiv ausgegletzt werden sollen oder beim Antrieb von Fahrzeugen.

3.2.3 Bau eines zweiten Labormusters: Skalierbarkeit, Flexibilität & Wirtschaftlichkeit

In der dritten Phase rückte der Fokus nun auf die Frage, wie man ein solches System in den Markt bringen kann, also was benötigt ein Batteriespeichersystem? Zum einen soll es kostengünstig, zum anderen einfach & flexibel einsetzbar sein ohne Kompromisse in der (Ausfall-)Sicherheit einzugehen.

Beim Hardwaredesign wurde durchgängig auf die Kosten und die verwendeten Bauteile geachtet, sodass eine kostengünstige, maschinelle Bestückung möglich ist. Kostenbetrachtungen befinden sich in Abschnitt 3.4.5.

Die schlecht skalierbare FPGA-basierte Steuerung wurde dafür durch modulbasierte Mikrocontroller und die sternförmige Kommunikation durch einen Kommunikationsbus ersetzt. Der Kommunikationsbus erlaubt eine einfache Skalierbarkeit durch eine variable Modulanzahl und ermöglicht niedrigere Kosten. Durch die Ausstattung der Module mit Mikrocontrollern können diese dezentral Berechnungen (z.B. des Ladezustands (SOC)) und Messungen durchführen, um somit ihre Funktionalität selbst zu überwachen. Ohne dies würde die zentrale Recheneinheit schnell an ihre Grenzen stoßen, was die Anzahl an Modulen pro Strang stark limitieren oder überproportional leistungsfähige Mastercontroller bedingen würde.

Dabei soll sichergestellt werden, dass das System in der Anzahl an Modulen flexibel anpassbar und hinsichtlich der Leistung einfach skalierbar bleibt. Damit ist gemeint, dass Speicher von 30 kWh bis 1000 kWh auf gleicher Technologiebasis erstellt werden können, ohne Änderung der zu Grunde liegenden Hardware. Über die Software wird angegeben, wie viele Module angeschlossen sind und welche Ausgangsspannungen gefordert werden – tiefer gehende Anpassungen sind nicht nötig. Dies ermöglicht es, das System schnell auf unterschiedlichste Anwendungsfelder einzustellen und damit eine große Marktabdeckung ohne zusätzliche Entwicklungsaufwände zu erreichen.

Es ist auch möglich einen bestehenden Speicher – ohne Neuentwicklung der Hardware – auf- oder umzurüsten, wenn sich die äußeren Rahmenbedingungen wie z.B. Spannungslevel und Leistungsbedarf ändern oder neue Technologien auf den Markt kommen. Die Systemeigenschaften und Systemfähigkeiten werden durch die Steuer-Software bestimmt.

3.2.3.1 Hardwareentwicklung

Die Innovation der vorgestellten Technologie ist eine neuartige, modulare Leistungselektronik um elektrische Speichersysteme jeglicher Größe zu bauen. An jedes dieser Leistungselektronikmodule wird eine Speichereinheit angeschlossen. Die Module selbst sind über jeweils zwei Leistungsports mit ihren beiden Nachbarn verbunden; der Kommunikationsbus selbst wird von Modul zu Modul durchgeschliffen (siehe Abbildung 16).

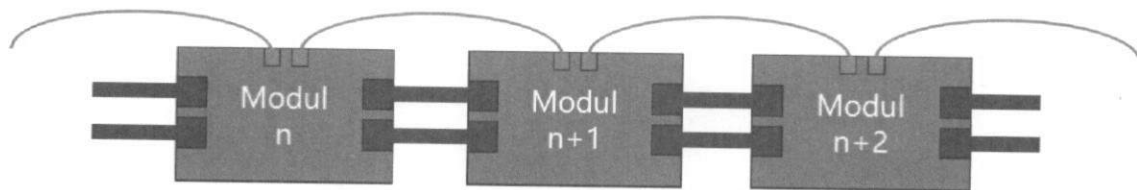


Abbildung 16: Schematischer Aufbau eines M2B-Systems

Im beschriebenen Projekt wurde jedes Modul auf 4,2 kW (60 V bei 70 A) ausgelegt. Um diese hohen Leistungen möglich zu machen, wurden auch die Module selbst modular aufgebaut. D.h. der Leistungsteil ist einlagig auf einer Aluminiumkernplatine ausgeführt (siehe Abbildung 17) wobei die Ansteuerung auf einer vierlagigen Platine aufgesteckt wird. Die Leistungsplatine wird dann direkt auf einem Kühlkörper aufgeschraubt, was zu dem überaus kompakten Aufbau in Abbildung 18 führt. Das Modul mit Kühlkörper hat Maße von 133 mm x 68 mm auf 40 mm, was zu einer Leistungsdichte von 4,2 kW auf 0,36 l oder 12 kW/l führt. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, hängt die isolierte Kommunikation samt isolierter Spannungsversorgung über. Dies war notwendig um die Treiberchips für die MOSFETs optimal anzuordnen und eine klare Trennung zwischen den Spannungsebenen zu gewährleisten.

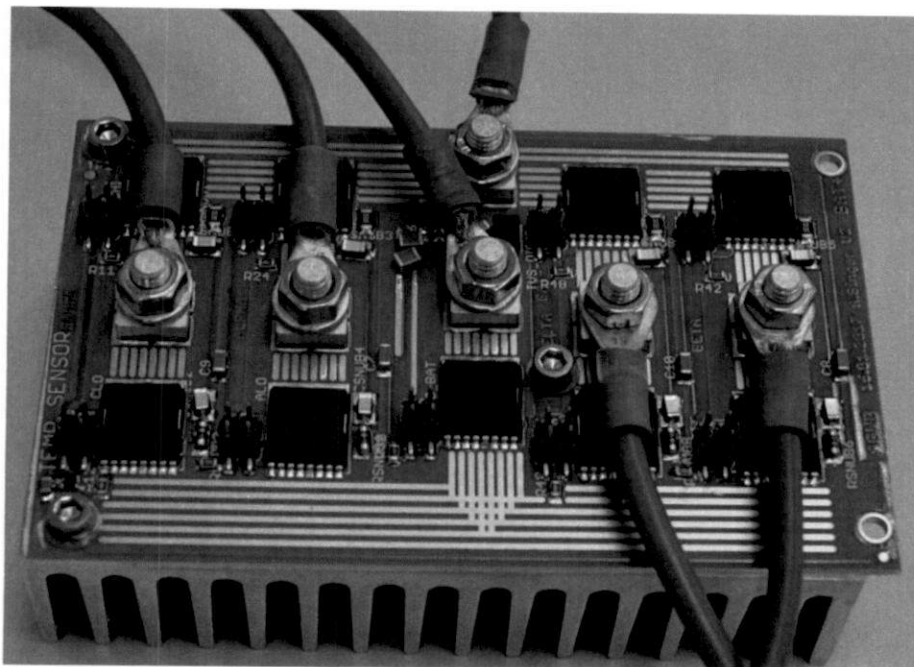


Abbildung 17: Leistungsteil der M2B-Module mit Verbindungen zu vorherigem Modul (linke Anschlüsse), nachfolgendem Modul (rechte Anschlüsse) und zur Batterie (mittlere Anschlüsse)

Der Leistungsteil besteht im Wesentlichen aus den neun MOSFETs der 9-Schalter-Module. Diese neun FETs sind als vier Halbbrücken sowie einem Batterieschalter angeordnet. Als MOSFETs werden die IPT015N10N5 von Infineon verwendet, die mit einem Durchlasswiderstand von 1,5 m Ω einen sehr geringen Wert aufweisen und mit einer Spannungsfestigkeit von 100 V noch ausreichend Raum für Schaltüberspannungen lassen. Als Platine wurde zur besseren Wärmeableitung eine einlagige Aluminiumkernplatine (Aluminiumdicke: 1,5 mm, Wärmeleitfähigkeit: 2,2 W/mK) mit einer Kupferschicht von 70 μ m gewählt. Der Widerstand der Platine von Anschluss zu Anschluss ist im durchgeschalteten Zustand extrem gering und beträgt gerade mal 3,84 m Ω . Bei dem Nennstrom von 70 A ergibt das eine Verlustleistung von 18,8 W, die

weggekühlt werden muss. Bei einer Nennleistung von 4,2 kW entspricht diese Verlustleistung gerade mal einem Anteil von 0,45% an verlorener Effizienz.

Die aufgesteckte Ansteuerungsplatine hat mehrere Aufgaben: Neben dem Durchschalten der MOSFETs werden die Kommunikationssignale verarbeitet und auf Befehle vom Mastercontroller geantwortet. Zusätzlich stellt diese Platine die Spannungsversorgung der Peripherie her und misst Strom, Spannung, Temperatur und Zustände der Schalter. Mit diesen Informationen wird dezentral der SOC und der jeweilige Batterie- und Modulzustand evaluiert und dem Master kommuniziert. Die Spannungsversorgung der Ansteuerungsplatine wurde komplett selbst entwickelt, da die Effizienz am Markt befindlicher Lösungen für diesen Einsatzzweck nicht ausreichend war. Auf Basis eines Planartransformators mit 6 Ausgängen, können alle benötigten Versorgungsspannungen mit einer Effizienz von 84% erzeugt werden. Dies führt zu einem statischen Verbrauch eines Moduls mit komplett aktivierter Peripherie von gerade mal 1,2 W. Bezogen auf die Leistung des Moduls von 4,2 kW sind das gerade mal 0,03% an Effizienz, die verloren gehen.

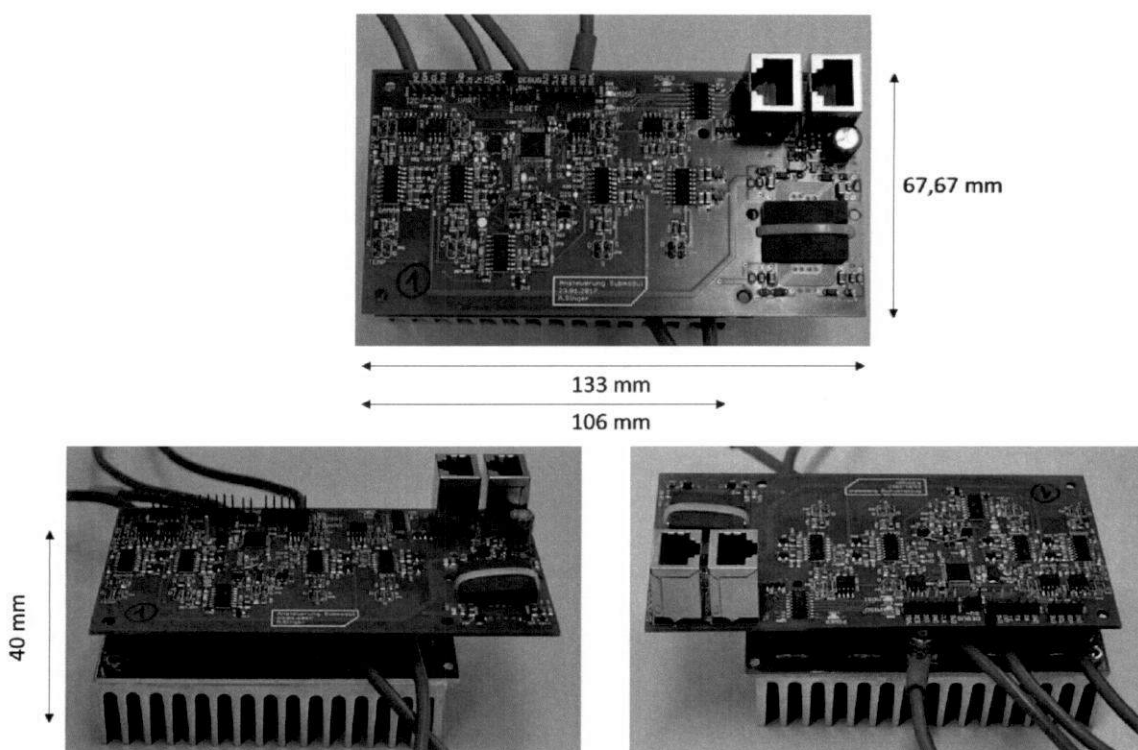


Abbildung 18: Aufbau und Abmessungen eines Moduls mit Leistungsteil auf Kühlkörper und Ansteuerungsplatine

Die Module werden, wie in Abbildung 16 schematisch dargestellt, miteinander verbunden und die Batterien angeschlossen, was zu dem Rack-Aufbau in Abbildung 19 führt. Links kann man den Aufbau im Rack erkennen: Die Batterien sind jeweils an ihrem jeweiligen M2B-Modul angeschlossen, während dieses jeweils mit seinen Nachbarn verbunden ist. Das oberste und das unterste Modul führen die gemeinsame Ausgangsspannung auf die Blende. Hinter der Blende sind Filter, Strom- und Spannungssensoren sowie die dSpace Microlabbox als Mastercontroller „versteckt“. Diese sind im rechten Teil des Bildes abgebildet. Das grüne Kabel ist der Kommunikationsbus, der allen Modulen die Schaltbefehle überträgt und deren jeweiligen Status abfragt. Aus mechanischen Gründen wurden die Platinen auf einem Kühlkörper als Stangenware aufgeschraubt. In einem kommerziellen Einsatz würde jedes Modul sein eigenes Gehäuse samt

eigenem Kühlkörper und Lüfter bekommen. Der hier dargestellte Aufbau hat Vorteile bei der Vermessung der Signale und Schaltvorgänge, entspricht aber natürlich keinerlei Sicherheitsbestimmungen bei marktüblichen Systemen.

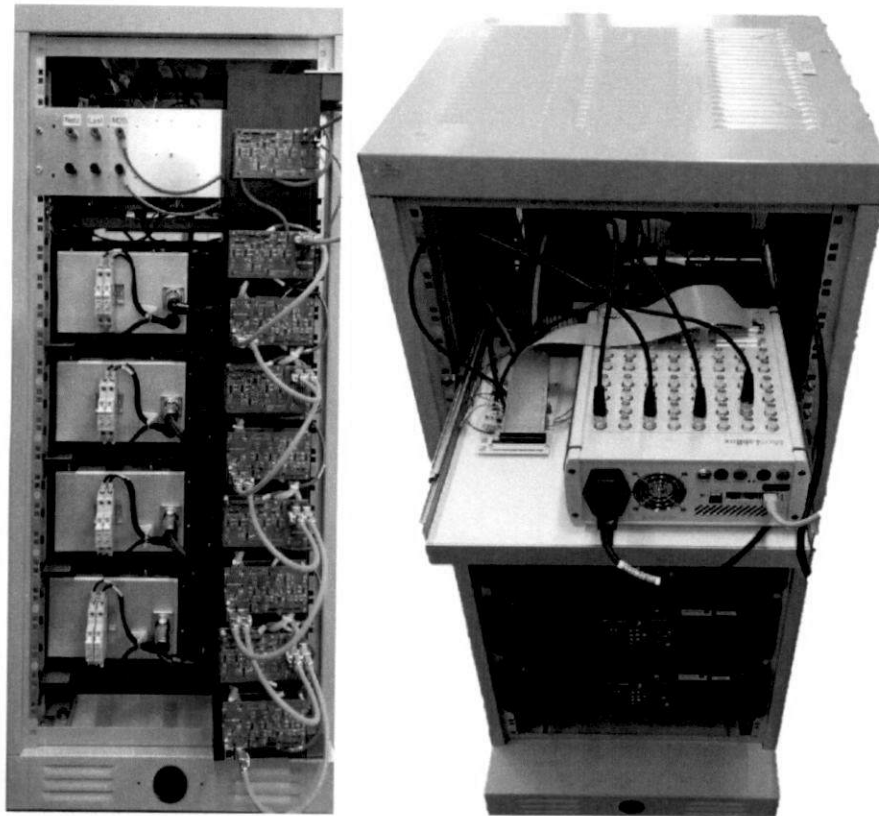


Abbildung 19: Batterierack mit M2B-Modulen (links) und Ansteuerung, Filter und Sensorik im oberen Rack-Einschub

Als Batterien werden Lithium-Ionen-Zellen von Samsung SDI (Serie: Medium Power Plattform) mit einer Kapazität von 68 Ah pro Zelle und einer Nennspannung von 3,7 V benutzt. Acht dieser Zellen sind mechanisch zu einem Block zusammengefasst, wobei zwei dieser Blöcke einen Batteriepack mit BMS bilden (siehe Abbildung 20). Jedes Modul hat einen solchen Batteriepack als Energiespeicher, der folglich eine Nennspannung von 59 V aufweist und eine dauerhafte Entladeleistung von 1 C oder 68 A bei Konvektionskühlung zulässt. Die Batterieracks von Samsung SDI fassen zwölf solcher Batteriemodule und haben bei Abmessungen von ca. 533 mm x 690 mm x 2291 mm ein Gewicht von ca. 700 kg. Der nominale Energieinhalt dieses Racks beträgt 47,6 kWh. Für den Laboraufbau wurden auf Grund von besserer Handlichkeit nur vier solche Module, also ein Drittel des Batterieracks verwendet. Durch den Kommunikationsbus ist dies keine wesentliche Beschränkung, weitere Module können einfach angeklemt werden.

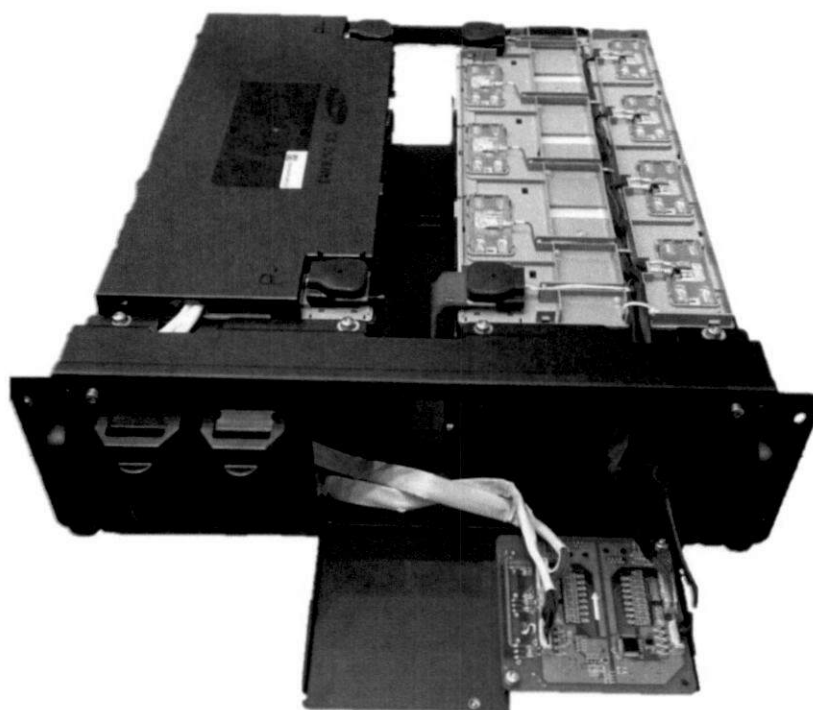


Abbildung 20: Aufbau eines Batteriepacks mit BMS

3.2.3.2 Regelung & Softwareentwicklung

Weiterhin ist geplant, die Software der Mastercontroller und Modulcontroller so zu schreiben, dass Updates jederzeit aufgespielt werden können. Die Steuer-Algorithmen entscheiden dynamisch wann welches Modul und in Kombination mit welchen anderen Modulen aktiv ist. Dadurch soll ein modul-optimaler Einsatz erreicht werden, der die Belastung nach den Fähigkeiten der Zellen verteilt und die Module balanciert.

Über ein stochastisches Verfahren wird der Ladezustand der Batterien abgeschätzt. Üblicherweise wird der Amperestundenzähler zur SOC-Bestimmung verwendet. Dabei kumulieren sich kleinste Messfehler auf, sodass über einen längeren Zeitraum die Messwerte immer stärker vom tatsächlichen Zustand abweichen, wenn nicht immer wieder mal ein Fixpunkt (Batterie zu 100% geladen oder komplett entladen) erreicht wird. Im Bereich der Elektromobilität oder bei Smartphones oder Notebooks ist es üblich, dass die Batterien regelmäßig vollgeladen werden. Im stationären Betrieb ist dies jedoch nicht gegeben. Hier wird die Batterie oft um 50% SOC betrieben, sodass der Fehler immer größer wird. Um dies zu vermeiden wurde ein Algorithmus auf Basis des Partikel Filters [10] entwickelt, der solche Fehler ausregelt. Dabei kann der Partikel Filter als eine Art verallgemeinerter Kalman Filter angesehen werden, der jedoch eine beliebige Verteilung von Zufallsgrößen schätzen kann. Die Beschränkung, dass die Zufallsgrößen gaußverteilt sein müssen, entfällt hierbei ohne den Rechenaufwand massiv zu erhöhen. Durch die dezentrale Struktur und die Berechnung auf Modulbasis ist der Rechenaufwand vertretbar und belastet nicht den Mastercontroller.

Die so ermittelten Ladezustände sind die Eingangsgröße für den Sortieralgorithmus, der bestimmt, wann welches Modul und in welchem Zustand eingesetzt wird, um die Ladezustände zu balancieren. Durch die Parallelschaltung ist es dahingehend möglich die Systemträgheit zu erhöhen. Das führt dazu, dass die Ladezustände nur wenig und langsam voneinander abweichen. Gleichzeitig ist diese Art des Balancings verlustfrei. Im Gegensatz zu anderen Verfahren

wird überschüssige Energie einzelner Module nicht verbrannt, sondern über Netz oder Last ausgeglichen, wie in Abschnitt 3.4.2 im Detail ausgeführt wird.

Abbildung 21 zeigt die Funktion dieses Sortieralgorithmus, der abhängig von der gerade ausgegebenen Stufe (rote Kurve) die in diesem Fall 8 Module unterschiedlich einsetzt. Gleiche Farben bedeuten, dass die Module auf derselben Stufe und damit parallel sind, unterschiedliche Farben deuten eine Serienschaltung an. Vergleicht man die Farbgebung bei „4“ und „5“ in der Abbildung, erkennt man, dass bei 4 die Module eins, zwei und drei parallel sind während bei 5 die oberen drei Module parallel geschaltet werden. So wird verhindert, dass einzelne Module über Gebühr strapaziert werden und sich unterschiedliche Ladezustände etablieren können.

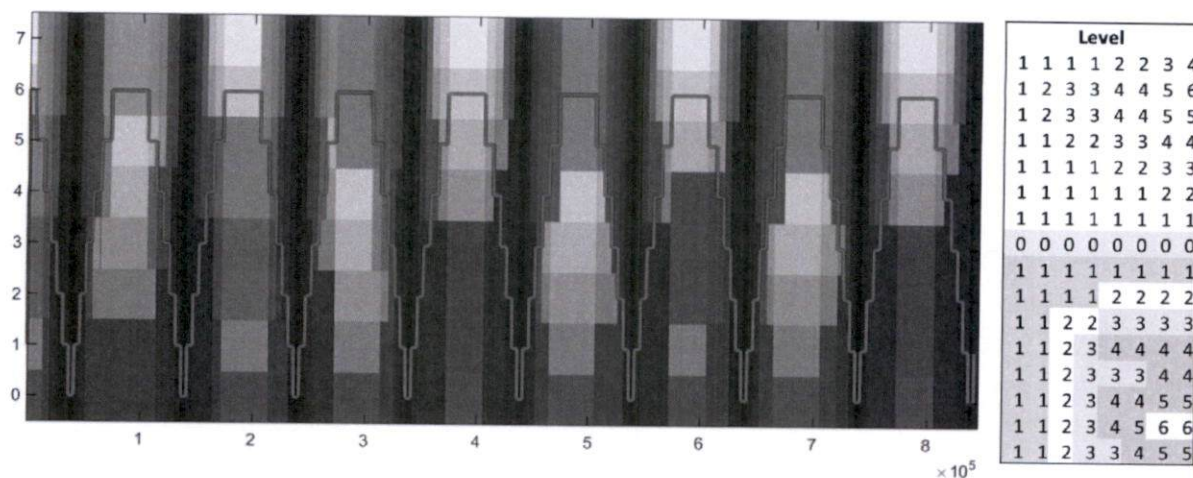


Abbildung 21: Funktion des Seriell-Parallel-Algorithmus zum Balancing der Ladezustände aller Module

Die Herstellung des Netzparallelbetrieb passiert über einen Proportional-Resonant-Regler [11], [12]. Dieser weist eine sehr hohe Dynamik auf und ist in der Lage Oberwellen selektiv zu kompensieren, was die benötigten Filter kleiner werden lässt. Diese Art von Regler funktioniert zudem im einphasigen als auch im mehrphasigen Betrieb, was die Einsatzbereiche des M2B-Systems weiterhin groß hält. Dieser Stromregler bekommt sein Signal von einem übergeordneten Energiemanagementsystem (EMS), welches von Anwendung zu Anwendung unterschiedliche Ziele verfolgt und die entsprechenden Leistungen vom Stromregler einfordert. Durch diese Verbindungsmöglichkeit zu einem EMS-System ist das Speichersystem weiterhin breit aufgestellt, jegliche Anwendungen bleiben möglich, den Vorgaben wird gefolgt.

Die Ausgabe der Spannungsstufen durch den Rackaufbau aus Abbildung 19 ist in Abbildung 22 gezeigt. Durch acht Module können insgesamt 17 Stufen ausgegeben werden: acht negative Stufen, die Nullstufe und acht positive Stufen. Damit kann schon ohne eine PWM-Modulation eine sehr gute Näherung an eine Sinuswelle erreicht werden.

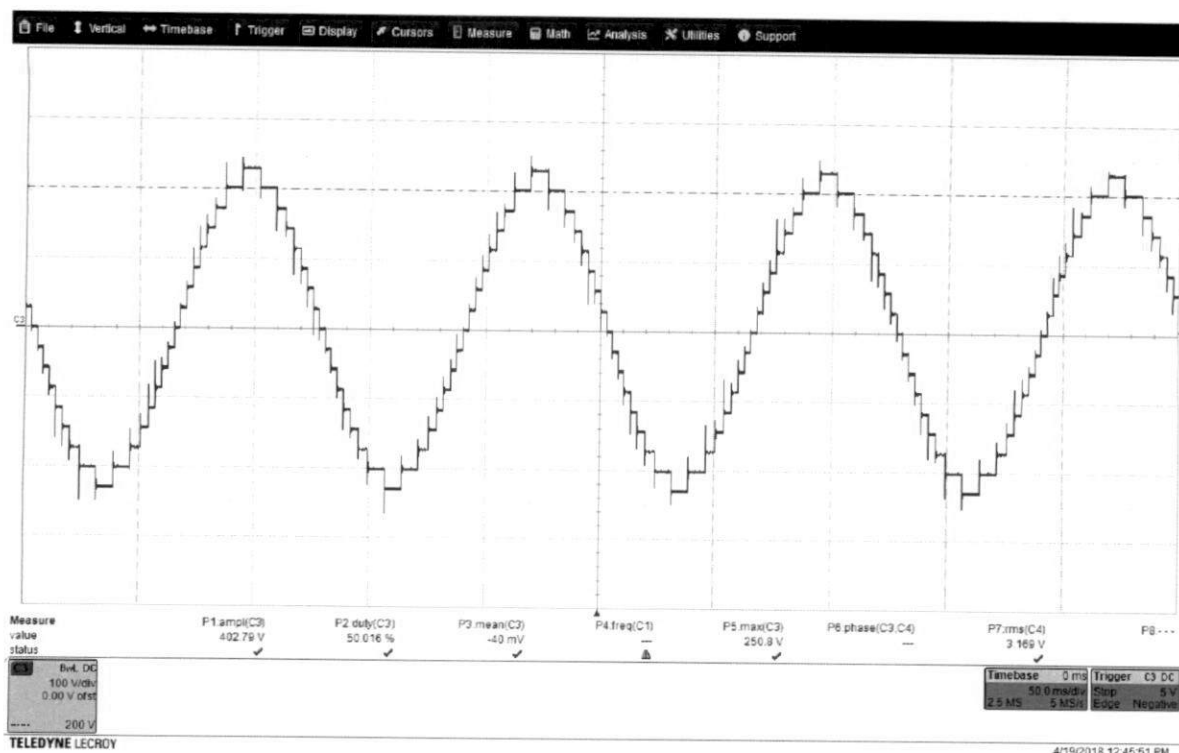


Abbildung 22: Betrieb eines M2B-Systems mit 8 Modulen und damit 17 Stufen ohne PWM-Modulation

3.3 Diskussion der Ergebnisse

Mit der M2B-Technologie wurde eine Alternative zu bestehenden PWM-basierten Umrichtern gezeigt, die im Wesentlichen eine Adaption und Erweiterung der im HVDC-Bereich etablierten Modulare Multilevelumrichter (M2C) darstellt. M2C-Umrichter zeichnen sich durch ihre Flexibilität, Effizienz und Ausfallsicherheit aus. Genau diese Vorteile setzt M2B nun in den Niederspannungsbereich um. Zugleich wurde die Technologie auf den Einsatz bei Batteriesystemen optimiert – wobei die Kosten eines solchen Systems immer im Hinterkopf behalten wurden.

Die im HVDC-Bereich üblichen Glasfaserleiter und die sternförmige Ansteuerung über FPGAs wurde ersetzt durch einen Kommunikationsbus auf Kupferbasis über den weitere Module einfach angeschlossen werden können. Ebenso sind nun kostengünstige Mikrocontroller verbaut, die auch den Einsatz im bedeutend preissensitiveren Niederspannungsbereich ermöglichen. Die Aufgabe dieser Mikrocontroller ist auch dezentral Berechnungen durchzuführen, die normalerweise der Mastercontroller machen müsste. Durch diesen Ansatz wird die Leistungsfähigkeit des Mastercontrollers kein Nadelöhr – das System wird wirklich frei erweiterbar.

3.3.1 Zielspezifikationen und Fortschritte

Im Forschungsantrag wurde spezifiziert, dass

bis Ende 2017 ein großer, dreiphasiger Prototyp des Batterie-Umrichtersystems mit integrierter Steuerung entstehen [soll], der bei einer Leistung von 20kW eine Kapazität von 40kWh aufweisen soll. Ein solches System bietet genug Leistung für kleine Gewerbebetriebe und genügend Kapazität, um die dezentrale Energieversorgung eines Hauses oder eines kleinen Betriebes mit Solaranlage auf dem Dach sicher zu stellen. Gleichzeitig ist ein Umrichter mit diesen Leistungsdaten noch transportabel, so dass er zu Demonstrationszwecken ausgestellt werden kann.

Hauptthemenblöcke des Folgeantrags sind neben der Optimierung der in der Vorstudie entwickelten Hardware:

- die Erweiterung des Batteriespeichers auf drei Phasen mit wesentlich höherer Leistung und Kapazität,
- die Regelung für den Netzparallelbetrieb und des inhärenten Batteriemanagementsystems,
- eine robuste, bidirektionale Kommunikation der Submodule mit der zentralen Steuerung und die Entwicklung einer angepassten Sensorik für die Vermessung der Betriebszustände,
- die Evaluierung im Betrieb, sowie
- das Reagieren auf Fehlerfälle bzw. Sicherheitsmechanismen.

Nicht alle diese Punkte wurden erfüllt. Ein neuartiges Batteriespeichersystem wurde entworfen, aufgebaut und getestet. Dabei kann dieses System modular erweitert werden und es ist kompatibel zu beliebigen Batteriearten. In der gegebenen Zeit war es jedoch nicht möglich ein marktreifes Produkt zu entwickeln, wenn auch die entscheidenden und durchaus großen Schritte in diese Richtung bereits unternommen wurden.

Der Technologiedemonstrator wird im aktuellen Zustand noch über ein Echtzeitcomputersystem von dSpace angesteuert und nicht über einen marktüblichen, kostengünstigen Mikrocontroller. Die Portierung der entwickelten Software auf Mikrocontroller ist möglich, konnte zeitlich aber noch nicht vollendet werden. Weiterhin wurde die Einhaltung von regulatorischen Normen und EMV-Abstrahlungen nicht untersucht. Zudem entsprechen der mechanische Aufbau und das Kühlkonzept nicht den Produkthanforderungen marktüblicher Systeme. Es fehlen auch noch Stress- und Dauertests um zu zeigen, dass das System in allen Betriebspunkten stabil und sicher arbeitet.

Auch die praktische Erweiterung auf drei Phasen ist noch nicht geschehen. Der entwickelte Stromregler arbeitet jedoch pro Phase selbstständig, was die Erweiterung um eine beliebige Zahl an Phasen leicht möglich macht. Der Betrieb des Speichers als Last und Quelle im dreiphasigen Fall wurde bisher nur in Simulationen gezeigt. Das aufgebaute Labormuster ist für wesentlich höhere Leistungen und Kapazitäten ausgelegt (Der einphasige Rackaufbau aus Abbildung 19 ist spezifiziert für 16,8 kW und 16,8 kWh und kann durch Anschluss weiterer Module einfach erweitert werden. Durch den Aufbau gleichartiger Racks für die anderen beiden Phasen wäre die Zielsetzung hinsichtlich Leistung und Kapazität erreicht). Da noch keine Dauertests damit gefahren werden konnten, konnte die Funktion des Batteriemanagementsystems zwischen den Modulen noch nicht praktisch vermessen werden. In Simulationen konnte die Funktion aber überprüft werden. Zwischenzeitlich wurde die Funktion dieses Konzeptes zum verlustlosen Balancing an anderer Stelle veröffentlicht [8].

Weiterhin wurde ein bidirektionaler Kommunikationsbus samt Kommunikationsprotokoll entwickelt, welcher bedingt echtzeitfähig ist. Darüber werden alle Module angesteuert. Der Schaltversatz der Module über den Kommunikationsbus ist außerordentlich gering und die Streuung hat eine Standardabweichung von gerade mal knapp 7 ns. Ebenso wurden die Messschaltungen für die Vermessung der Batterien im Betrieb entwickelt, getestet und implementiert. Die Evaluation im Betrieb konnte bisher noch nicht gemacht werden.

3.3.2 Sicherheitsaspekte

Ein nicht zu vernachlässigender Punkt eines Batteriespeichersystems auf Basis von Li-Ionen-Batterien ist die Betriebssicherheit, da Fehler zu schwer löschbaren Bränden führen können. Im Rahmen eines FMEA-Workshops wurden mögliche Fehlerquellen systematisch erarbeitet, sortiert (siehe Abbildung 23) und ein Konzept erstellt, wie diese gelöst werden können. Dieses Konzept war durchgängig Grundlage bei Entscheidungen in der Software- und Hardwareentwicklung mit dem Ziel, schon von Anfang an ein von sich aus sicheres System zu bauen, um nachträgliche und damit aufwändige Änderungen zu vermeiden. Auch die zurzeit geltenden Normen wurden recherchiert und sind im Anhang aufgelistet.

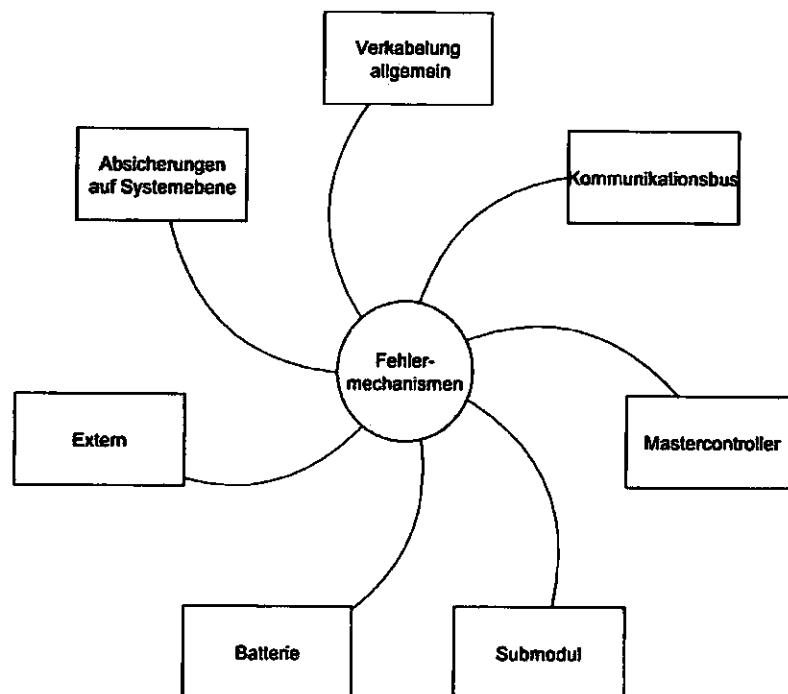


Abbildung 23: Strukturierung möglicher Fehlermechanismen

3.3.3 Alterung von Batterien auf Grund hoher Ripple-Ströme

Der hier gewählte Ansatz ist im Vergleich zum Stand der Technik unüblich. Eine oft gestellte Frage ist, ob diese Art der Belastung der Batterien sich nicht schädlich auf deren Lebenserwartung auswirkt. Literaturrecherchen und Interviews mit Experten im Batteriebereich lassen die Schlussfolgerung zu, dass eher mit keiner Abnahme der Lebensdauer beim Einsatz von Batterien im M2B-System zu rechnen ist. Diese Behauptungen sollen mit eigenen Messungen unterlegt werden, die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen sind und am Lehrstuhl weitergeführt werden.

Üblicherweise werden Batterien mit DC-Strömen belastet bzw. es heißt, dass Batterien nur mit DC-Strömen belastet werden sollen. Aus diesem Grund werden bei Batterieumrichtern große Kondensatoren parallel zur Batterie geschaltet oder man nutzt mehrphasige Stromrichter, um die Stromripple möglichst gering zu halten [13]. Gleichzeitig befasst sich die Forschung vor allem mit langsamen Frequenzen von μHz bis Hz , da sich in diesen Bereichen die meisten chemischen Effekte abspielen, die für eine möglichst genaue Modellierung der Batterie interessant sind. Für Anwendungen der Leistungselektronik hingegen sind v.a. die Einflüsse hoher Frequenzen, wie sie von Schaltreglern erzeugt werden, interessant. [13]

In der im vorherigen Kapitel vorgestellten M2B-Technologie werden die Batterien hingegen direkt – sozusagen hart – an den Umrichter angeschlossen. Die Batterien sehen dabei eine Stromform, die dem gleichgerichteten Netzstrom entspricht (pulsierender Gleichstrom mit einer Frequenz von 50 Hz), dabei jedoch auf Grund von möglichen Parallelschaltungen und Überbrückungen von Modulen verzerrt wird. So kommt es in unregelmäßigen Abständen zu steilen Stromflanken, wenn sich Module im System ein- oder ausklinken oder Parallelverbindungen aufgebrochen werden. All dem ist noch ein zusätzlicher Strom überlagert, der im Frequenzbereich der Schaltfrequenz (um 20 kHz) liegt. Auf Grund dieses für Batteriesysteme unüblichen Belastungsprofils kam bei der Vorstellung der M2B-Technologie auf Konferenzen oder bei Firmen meist die Frage auf, ob dies – womöglich negative – Einflüsse auf die Alterung der Batteriezellen haben könnte.

Diese Frage kann nicht abschließend beantwortet werden, da ein solches System noch so neu ist, dass sich in der Literatur keine entsprechenden Studien finden bzw. der Ansatz so unüblich ist, dass es bisher noch niemand so umgesetzt hat. Im Rahmen dieser Arbeit wurden einige Forscher im Bereich der Elektrochemie und insbesondere im Bereich von Lithium-Batterien zu dieser Thematik befragt. Die Antworten waren konsistent, dass hochfrequente Stromripple die Batterien eher nicht schädigen, wobei sich keiner festlegen wollte, da der avisierte Arbeitsbereich bisher noch nicht untersucht wurde.

Die Begründungen dieser Aussage deckten sich ebenfalls: Es ist anzunehmen, dass Belastungen von 10 kHz und höher zu keiner Schädigung der Batteriezellen führen, da es dabei nicht zum Ladungstransfer über Interkalations- oder Deinterkalationsreaktionen oder Diffusion kommt, sondern lediglich in der Helmholtz-Doppelschicht an den Elektroden Ladungsträger umgeladen werden (ähnlich eines Superkondensators).

Damit führt dies nicht zu einer zusätzlichen Degradation der Zellen im Vergleich mit kalendarischem Altern. Dies deckt sich auch mit den Untersuchungen von Uno [14], der bei AC-Strömen im Bereich bis 100 kHz genau denselben Effekt beobachtet hat. Nur bei Frequenzen unterhalb von 10 Hz stellte er eine verstärkte Alterung fest.

Durch die hochfrequenten Stromripple erwärmen sich die Zellen etwas stärker. Dieser Effekt kann über längere Zeit zu einer erhöhten Degradation führen, wobei diese jedoch nicht auf eine erhöhte Zyklenzahl, sondern ausschließlich auf den thermischen Stress zurückzuführen ist. Eine verstärkte Erwärmung auf LFP-Zellen wurde auf Grund von Stromrippeln der doppelten Netzfrequenz in [15] gemessen, wobei kein negativer Einfluss auf die Kapazität oder die Lebensdauer der Zellen festgehalten wurden.

Diese Aussage deckt sich auch mit Keil [16], der unterschiedliche Lade- und Entladestrategien untersucht und feststellt, dass Lithium-Ionen-Batterien ein gewisses Tiefpassverhalten für Pulse einer Dauer von weniger als einer Sekunde aufweisen und damit eher die Mittelwerte von Strom und Spannung das Alterungsverhalten der Zellen beeinflussen. Bessman [17] unterstützt diese Aussage durch seine Untersuchungen von DC-Strömen mit überlagerten AC-Anteilen von ca. 150-250 Hz.

Auch Uddin [18] zeigt die erhöhte Erwärmung. Uddin geht bei seiner Studie noch weiter, indem er nicht nur den Einfluss von DC- oder AC-Belastungen auf Zellen untersucht, sondern den – weitaus realistischeren Fall – einer überlagerten Stromform vermisst. Er kommt zu dem Ergebnis, dass höhere Frequenzen zu einem stärkeren Auseinanderdriften der Batterieparameter führen könnten als reine DC-Ströme, ohne jedoch eine Aussage zur Alterung auf Grund hoher Stromfrequenzen zu treffen.

3.3.3.1 Der Einfluss von Mikrozyklen auf die Alterung

Ein anderer Ansatz betrachtet die Zyklustiefe, also wie tief ein Zyklus eine Batterie entlädt. Millner [19] untersucht, wie eine Autobatterie für ein Hybridfahrzeug belastet werden muss, um ihr End-of-Life (EOL) Kriterium von 80% verbleibender Restkapazität möglichst lang hinauszuzögern. Abhängig von Temperatur und Stromrate (hier 1 C bei 35°C) wird das EOL-Kriterium bei einer Zyklustiefe von 50% nach ungefähr 5.000 solcher Zyklen erreicht. Beträgt die Zyklustiefe nur 4,34% könnten 200.000 solcher kleinen Zyklen abgefahren, oder auf 50% DOD hochgerechnet immer noch 17.360 Zyklen erreicht werden. Wird hingegen die Temperatur auf 45°C und die Zyklustiefe auf 100% erhöht, kommt er nur noch auf 1.700 Zyklen.

Auf ein sehr ähnliches Ergebnis kommt Omar [20] bei seiner Untersuchung von Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen. Neben einem negativen Einfluss hoher Temperaturen und hoher Stromraten auf die Alterung, zeigt er auch den Unterschied von großen Entladetiefen (80% DOD) und niedrigen Entladetiefen (20% DOD) auf die verfügbare Zyklenzahl, die sich dadurch von 3.221 auf 34.957 Zyklen erhöht.

Eine andere Untersuchung schaut auf Fahrprofile in der Elektromobilität und deren Einfluss auf die Zellalterung [21]. Im Gegensatz zu den sonst üblichen DC-Belastungen in Labortests, haben Fahrprofile ein dynamisches Profil, da sich Beschleunigung und Geschwindigkeit immer wieder ändern. Ein Ergebnis dieser Studie ist, dass wenn regeneratives Bremsen leistungsmäßig nicht begrenzt wird, die Alterungseffekte am wenigsten stark ausgeprägt sind. Die Autoren führen das auf die Verringerung der Zyklustiefe durch den Energieeintrag beim Bremsen zurück. Und wenn dieser kurzzeitige Ladevorgang leistungsmäßig nicht begrenzt wird, ist der Energieeintrag am größten und die Zyklustiefe damit am geringsten. Scheinbar haben solche hohe Leistungsspitzen umgekehrten Vorzeichens – wie beim Bremsen nach vorhergegangener Beschleunigung – sogar einen positiven Effekt auf die Batteriezellen.

Insgesamt kann zusammengefasst werden, dass geringere Entladetiefen gut für die Zellen sind. Hochfrequente Stromripple könnte man als Mikrozyklen minimaler Entladetiefe interpretieren, was keinen negativen Effekt auf die Alterung der Zellen haben sollte.

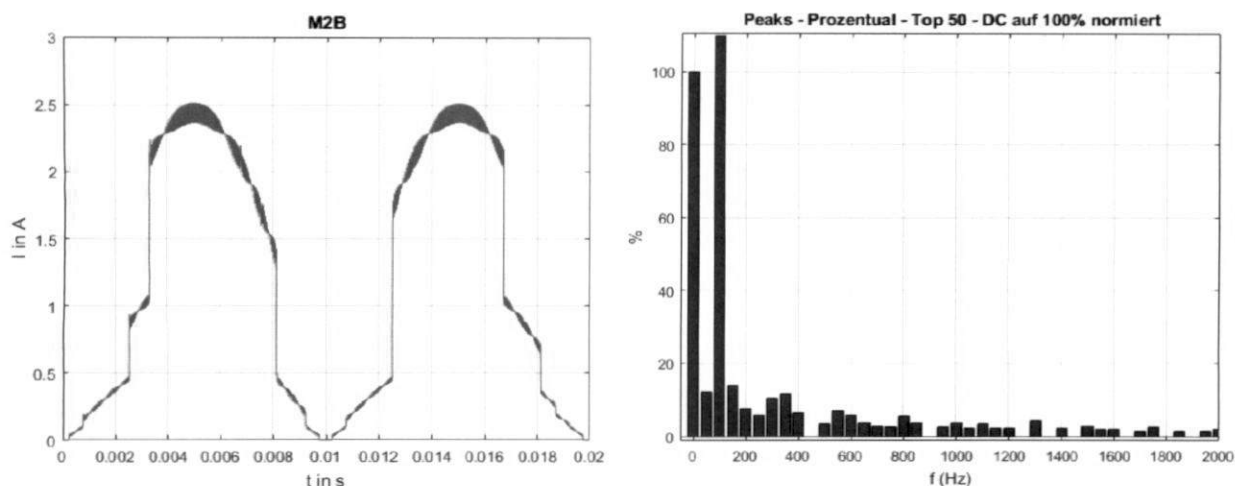


Abbildung 24: Kurvenform und Spektrogramm der Strombelastung eines Moduls im M2B-Betrieb

3.3.4 Eigene Messungen

Eigene Messungen sind noch nicht abgeschlossen. Bisher wurden v.a. die Einflüsse verschiedener Stromformen auf die Temperaturentwicklung der Zellen untersucht sowie die Frequenzanteile der Stromformen im M2B-Betrieb in Relation gesetzt (siehe Abbildung 24). Man erkennt, dass die Strombelastung kein Gleichstrom ist. Im Spektrogramm sieht man, dass 100 Hz die dominante Frequenz ist, dicht gefolgt von DC. Alle weiteren Frequenzen sind bedeutend schwächer ausgeprägt. Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der maximalen Temperatur (gemessen an der Außenseite der Batteriezellen) über mehrere Lade-/Entladezyklen. Ganz rechts sind die Temperaturentwicklungen der mit einer M2B-Stromform belasteten Zellen. Man erkennt, dass diese nicht höher ausfallen als bei den DC-Belastungen ganz links. Scheinbar erzeugt eine solche Belastung bei den Zellen keine höheren Verluste und damit keine höhere Erwärmung als andere Pulsformen, was für die Unbedenklichkeit des Einsatzes von Zellen in einem M2B-System spricht.

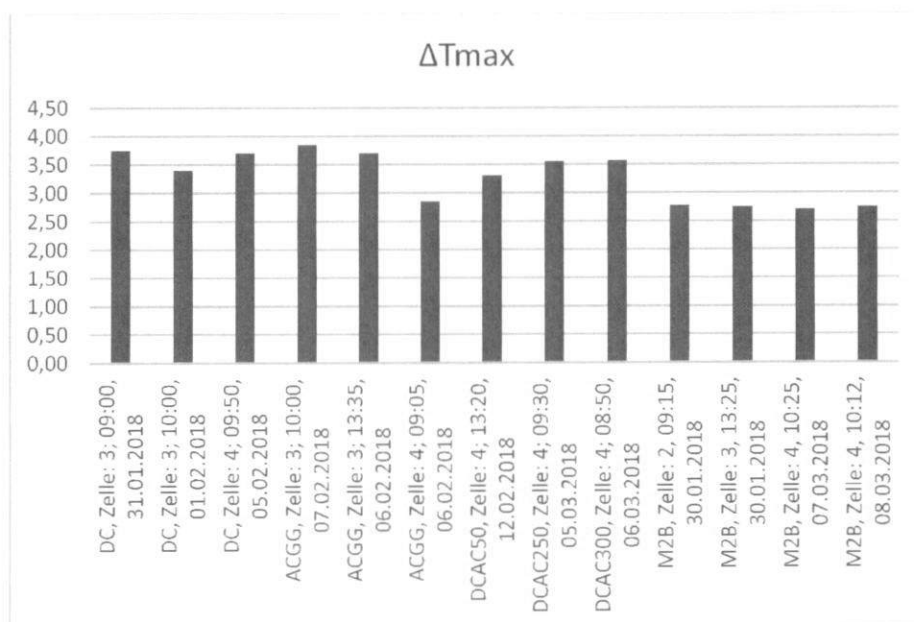


Abbildung 25: Temperaturentwicklung über 3 Ladezyklen bei verschiedener Stromform

3.3.5 Verwertung

Die Projektpartner sehen ein sehr großes Potential in der M2B-Technologie. Aus diesem Grund hat sich ein Projektteam ausgebildet, welches die Kommerzialisierung der M2B-Technologie und die Entwicklung eines marktfähigen Produktes aus M2B-Basis vorantreiben will. Dieses Team hat eine Förderung nach dem Programm EXIST-Forschungstransfer des Bundeswirtschaftsministeriums beantragt. In diesem zweistufigen Verfahren wurde die erste Runde bereits erfolgreich bestanden. Mitte Mai 2018 findet die zweite Runde statt, in der entschieden wird, ob die Kommerzialisierung dieses Projekts unter dem Projektnamen M:Bee finanziert wird.

3.4 Ökologische, ökonomische & technologische Bewertung

Die vorgestellte Technologie bietet einige Vorteile auf ökologischer, ökonomischer und technologischer Seite. Die wichtigsten werden in den folgenden Abschnitten detailliert.

3.4.1 Steigerung des Wirkungsgrades & Einsparung an CO₂

Die neue Technologie mit dynamischer Seriell-Parallel-Schaltung hat nicht nur Vorteile in Bezug auf Ausfallsicherheit, Flexibilität und Batterimanagementsystem, sondern ermöglicht auch Wirkungsgradsteigerungen im Vergleich zu klassischen PWM-Umrichtern.

Der simulierte Wirkungsgrad ist ausgesprochen hoch und fällt auch im – für typische Anwendungsszenarien sehr wichtigen – Teillastbetrieb nur unmerklich ab, siehe Tabelle 2 Spalte 3. Diese simulierten Werte wurden soweit bereits möglich durch Messungen am ersten Labor-muster validiert. Addiert man zu den Verlusten noch den Leistungsbedarf des zentralen Mikrocontrollers und der Ansteuerung ergibt sich der Wirkungsgrad in Spalte 5. Dieser wird mit einem Referenzsystem eines namhaften deutschen Herstellers¹ derselben Leistungsklasse verglichen. Die Wirkungsgrade der beiden Systeme werden in den letzten Spalten verglichen. Relativ gesehen ist das vorgestellte System zwischen 3,5% und 5,0% besser, bei niedrigen Leistungen sogar um ca. 27%.

Tabelle 2: Vergleich beantragter Batteriespeicher zu klassischem PWM-Umrichter

Leistung [kW]	Verlustleistung [W]	Effizienz Leitungselektronik	Verlustl. inkl. µC & Ansteuerung [W]	Effizienz DBU Batteriespeichersystem	Effizienz PWM Vergleichssystem	Relativer Unterschied	Absoluter Unterschied [W]
3	35,13	98,83%	48,13	98,37%	93,20%	5,2%	155,1
2,65	27,9	98,95%	40,90	98,45%	93,60%	4,9%	128,6
2,5	24,35	99,03%	37,35	98,48%	94,00%	4,5%	111,9
2	16,23	99,19%	29,23	98,52%	94,40%	4,1%	82,5
1,75	12,2	99,30%	25,20	98,53%	94,80%	3,7%	65,4
1,5	8,96	99,40%	21,96	98,51%	94,90%	3,6%	54,2
1,25	6,161	99,51%	19,16	98,45%	94,90%	3,5%	44,3
1	4,03	99,60%	17,03	98,28%	94,50%	3,8%	37,8
0,75	2,291	99,69%	15,29	98,05%	94,30%	3,8%	28,1
0,5	1,035	99,79%	14,04	97,26%	93,80%	3,5%	17,3
0,25	0,2808	99,89%	13,28	95,63%	88,00%	7,6%	19,1
0,1	0,1133	99,89%	13,11	86,89%	60,00%	26,9%	26,9

¹ PWM-Vergleichssystem ist SunnyIsland 3.0M von SMA; Werte entnommen aus dem Datenblatt unter <http://files.sma.de/dl/17632/SI30M-44M-DDE1445-V11web.pdf>

Eine graphische Darstellung der Wirkungsgrade bei verschiedenen Lasten zeigt Abbildung 26. Der Wirkungsgradabfall bei niedrigen Lasten ist bedingt durch die lastunabhängigen und damit im Vergleich relativ hohen Verluste durch die Mikroprozessoren und die Ansteuerelektronik. Aber auch hier hat das beantragte System einen signifikant besseren Wirkungsgrad als das Vergleichssystem. Im Durchschnitt ist der Wirkungsgrad des neuen Systems um 6,25%-Punkte besser. Dies bedeutet, dass die Verluste unseres Systems mindestens um den Faktor 2, meist aber um den Faktor 3-4 unter denen des Vergleichssystems liegen.

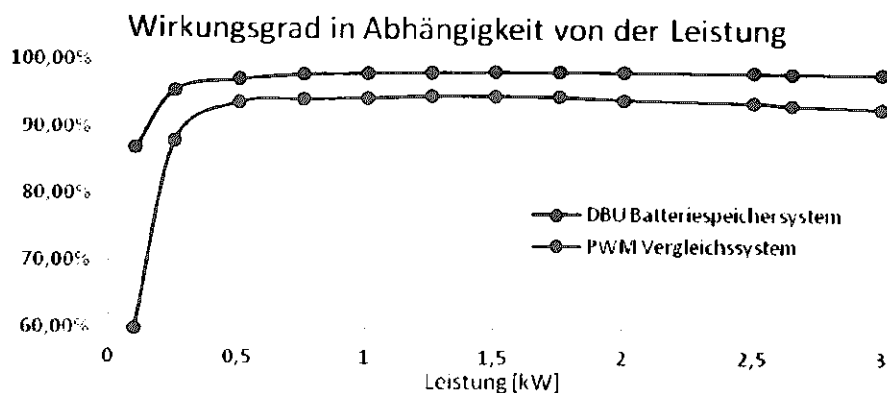


Abbildung 26: Wirkungsgradvergleich des beantragten Batteriespeichers gegenüber klassischem PWM-Umrichter

Um die Energiesparmöglichkeiten aufzuzeigen, wurden die Verluste für einen Haushalt aufs Jahr hochgerechnet (siehe Tabelle 3). Dort wurden die jeweiligen Verlustleistungen mit der Auftrittshäufigkeit eines selbst gemessenen Haushalts (minütliche Messwerte, skaliert auf 4000 kWh Jahresverbrauch) multipliziert und aufs Jahr hochgerechnet. Alternativ kann mit dem Standardlastprofil für Haushalte des BDEW gearbeitet werden. Dort wird jedoch von 15-Minuten Werten ausgegangen, sodass Lastspitzen geglättet werden. Somit treten seltener Spitzenlasten auf, die niedrigen Lasten, bei denen der beantragte Batteriespeicher noch besser abschneidet im Vergleich zum PWM-System, entsprechend umso öfter.

Tabelle 3: Jährliche Einsparmöglichkeiten pro Haushalt

Leistung [kW]	Häufigkeitsverteilung Stromverbrauch	Verlust pro Jahr DBU Batteriespeicher [kWh]	Verlust pro Jahr PWM-Umrichter [kWh]
3	0,278%	1,19	4,97
2,65	0,139%	0,50	2,06
2,5	0,208%	0,70	2,74
2	1,668%	4,31	16,36
1,75	1,320%	2,97	10,53
1,5	3,405%	6,67	22,82
1,25	4,309%	7,33	24,06
1	5,073%	7,65	24,44
0,75	1,390%	1,78	5,20
0,5	3,058%	3,67	8,30
0,25	23,280%	22,26	61,18
0,1	53,092%	60,99	186,04
Summe:		120,00	368,71
Einsparung in kWh:			248,71
Einsparung in tCO₂ p.a.:			0,15

In der Summe ergeben sich für den beantragten Batteriespeicher im Jahr Verluste von 120 kWh, für das Vergleichsprodukt ca. 369 kWh. Die Differenz aus den beiden ergibt das Einsparpotential unseres Systems i.H.v. 249 kWh pro Jahr und pro Haushalt, was Einsparungen von ca. 67 € im Jahr bei einem Strompreis von 27 ct/kWh entspricht. Mit der bekannten Relation von 0,6 t CO₂ pro 1000 kWh ergeben sich CO₂-Einsparungen in Höhe von 0,15 t pro Haushalt. Laut Speichermonitor 2015² wurden in Deutschland von März 2013 bis März 2015 17.000 Haushaltsspeicher zugebaut. Würden diese Speicher auf unserer Technologie basieren, könnten dadurch 4,2 GWh elektrischer Energie oder 2550 t CO₂ pro Jahr eingespart werden.

3.4.2 Steigerung der nutzbaren Kapazität

Üblicherweise werden in Batteriespeichersystemen aus Kostengründen rein dissipative BMS eingesetzt. Diese verbrennen die Energie vollerer Zellen so lange, bis diese auf demselben Ladestand sind wie schwächere Zellen. Bei der Entladung des BESS geben die schwächeren Zellen den Entladepunkt an – wenn diese leer sind, wird der Gesamtspeicher nicht weiter entladen, da ansonsten ebendiese Zellen beschädigt werden können.

Bei einem Batteriepack höherer Spannung sind viele Zellen in Reihe geschaltet, wie weiter unten gezeigt wird. In dieser Reihenschaltung aus Zellen optimiert das BMS auf die schwächste Zelle in der Kette, d.h. die Performanz der gesamten Batterie wird von dieser einen, schwachen Zelle bestimmt. Wenn jedoch wie beim M2B-System Batteriemodule eingesetzt werden, optimiert ein BMS nicht mehr auf die global schwächste Zelle, sondern auf die jeweils lokal schwächste Zelle eines jeden Batteriemoduls, was für den Gesamtspeicher ein Mehr an verfügbarer Kapazität bedeutet, obwohl dieselben Zellen benutzt werden. Dieser Effekt wird in Tabelle 4 quantifiziert.

Tabelle 4: Zugewinn an nutzbarer Kapazität durch Aufteilung einer Hochvolt-Batterie auf 48 V-Module

σ	1%	2%	3%	4%	5%	10%
400 V	0,87%	1,79%	2,76%	3,80%	4,87%	11,65%
600 V	1,01%	2,10%	3,25%	4,43%	5,73%	13,82%
800 V	1,12%	2,28%	3,54%	4,88%	6,33%	15,26%
1000 V	1,19%	2,46%	3,81%	5,25%	6,78%	16,53%

Den Zahlen in Tabelle 4 wurden folgende Annahmen zu Grunde gelegt: Zellspannung 3,6 V, Nennspannung Batteriemodule 48 V und damit 14 Zellen pro Modul und einer resultierenden Modulspannung von 50 V. Bei einer Batteriespannung von 400 V werden entsprechend 112 Zellen in Reihe geschaltet oder 8 Module gebildet, bei 600 V sind es 168 Zellen oder 12 Module, bei 800 V 224 Zellen oder 16 Module und bei 1000 V entsprechend 280 Zellen oder 20 Module. Für die Streuung der Batteriekapazität wurde eine Normalverteilung mit dem Erwartungswert $\mu = 1$ (bzw. 100% der Nennkapazität C_n) angenommen und die Standardabweichung entsprechend der obersten Zeile der Tabelle variiert.

Zunächst wurde die entsprechende Anzahl an Zufallszahlen als Kapazität der einzelnen Zellen gezogen und das globale Minimum ermittelt. Dies stellt die verfügbare Kapazität in einer Serienschaltung dar und dient als Referenzwert. Anschließend wurde für alle 14 Zellen das lokale

² Jahresbericht zum Speichermonitoring (RWTH Aachen, 2015), http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2015_web.pdf

Minimum ermittelt und bilanziert, wie viel nutzbare Kapazität nun zur Verfügung steht. Dieser Wert wurde mit dem globalen Minimum ins Verhältnis gesetzt. Um eine statistisch belastbarere Aussage zu treffen, wurden die Schritte ab dem Ziehen der Zufallsvariablen 10.000-mal wiederholt. Der Mittelwert dieser Operationen wurde schließlich als der zu erwartende, mittlere Zugewinn an nutzbarer Kapazität in Tabelle 4 eingetragen. Dieser Mittelwert blieb über mehrere Durchläufe des Algorithmus konstant, sodass er tatsächlich als Erwartungswert dieser Verteilung angesehen werden kann.

Dabei fällt auf, dass der Zugewinn der nutzbaren Kapazität mit dem Wert der Standardabweichung σ der Streuung der Batteriekapazität C_n korreliert und mit der Gesamtbatteriespannung u_{Batt} zunimmt. Nur bei höheren Streuungen nimmt der Zugewinn an nutzbarer Kapazität überproportional zu. Unter der Annahme, dass neue Batteriezellen einer Produktionscharge nur geringe Unterschiede in deren Kapazitäten aufweisen [22], ist dieser Effekt eher gering. Wenn jedoch davon ausgegangen wird, dass mit fortschreitender Alterung die Zellparameter immer mehr divergieren, könnte eine solche Modularisierung einen bedeutenden Beitrag zu einem längeren Einsatz eines einmal gekauften BESS leisten, wie die letzte Spalte von Tabelle 4 zeigt.

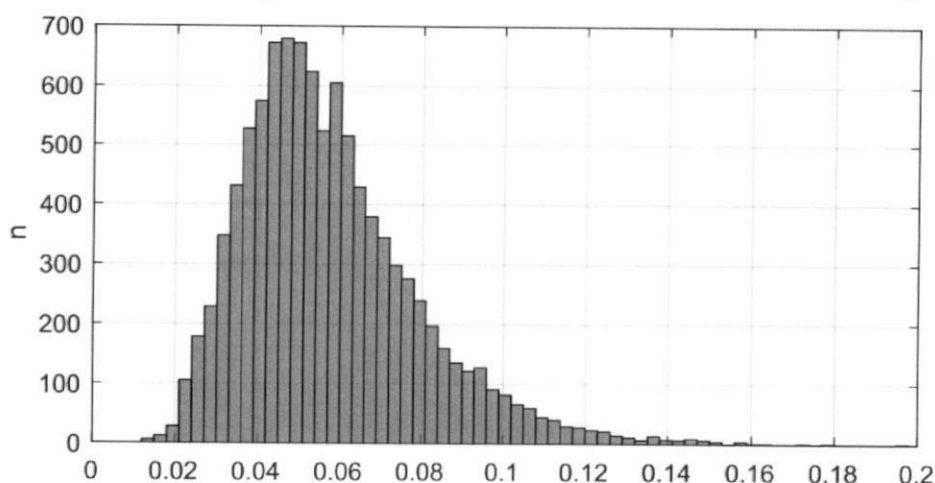


Abbildung 27: Verteilung der zusätzlich nutzbaren Kapazität eines M2B-Systems im Vergleich zu klassischen Systemen mit einer Systemspannung von 600 V, 48 V-Modulen und einer Standardabweichung der Nennkapazität der Zellen von 5%

In Abbildung 27 ist die Verteilung für den Fall 600 V und $\sigma = 5\%$ im Detail dargestellt. Im Durchschnitt ergibt diese Konfiguration – wie schon in der Tabelle ersichtlich – ein Mehr an nutzbarer Kapazität in Höhe von 5,73%, wobei das Minimum bei 1,28% liegt und der Maximalwert 19,61% beträgt. Diese Modellrechnung zeigt also, dass durch den Einsatz des M2B-Systems in jedem Fall mehr Kapazität zur Verfügung steht. Bei 10.000 Iterationen liegt der Median des abgebildeten Histogramms bei 5,36% und das 25%- bzw. 75%-Perzentil bei 4,22% bzw. bei 6,87%.

Der oben beschriebene Zugewinn kann als direkter Effekt und Quantifizierung des inhärent verlustlosen Balancings zwischen M2B-Modulen angesehen werden. Das Mehr an nutzbarer Kapazität ist die Energie, die bei einem entsprechend langen Batteriestrang durch das dissipative Balancing in Wärme umgewandelt werden würde und damit nicht dem Nutzer zur Verfügung stünde.

3.4.3 Einbinden unterschiedlicher Speicherelemente & Second-Life-Batterien

Üblicherweise bestehen Speichersysteme aus Speicherelementen einer einzigen Technologie, wie beispielsweise Bleibatterien oder Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen. Dies sind starre, unflexible Systeme. Durch den modularen Aufbau ist es denkbar, dass so viele Technologien zum Einsatz kommen, wie Module im System sind. Diese unterschiedlichen Module können dann in aller Regel nicht mehr parallelgeschaltet werden, was einen Aufbau aus ausschließlich unterschiedlichen Modulen außer für Testzwecke sinnlos werden lässt.

Der Vorteil dieses Freiheitsgrades ist die Anpassungsfähigkeit des Speichers: Der Speicher kann im Nachhinein erweitert werden, und zwar mit einem Modul beliebiger Technologie. Wenn in zehn Jahren bessere Batterien auf dem Markt sind, kann man diese einbauen und ist nicht darauf angewiesen, vom Hersteller noch das Originalteil alter Machart geliefert zu bekommen. So kann der Speicher sukzessive, Modul für Modul, erneuert werden. Der Speicher bleibt auf dem Stand der Technik und das stückweise Ersetzen und erneuern ist kostengünstiger als der Neukauf des gesamten Speichers.

Außerdem bietet sich somit die Möglichkeit Second-Life-Batterien, also Batterien, die in einer anderen Anwendung (i.d.R. der Elektromobilität) im Einsatz waren, weiterzuverwenden. Da es nicht notwendig ist, dass die Batteriemodule gleichartig sind, können beliebige (und beliebig gealterte) Module zusätzlich angebaut werden. Das System kann den Ausfall eines oder mehrerer Batteriemodule kompensieren, sodass diese Module bis zu ihrem tatsächlichen Lebensende bzw. Defekt weitergenutzt werden können. Das ermöglicht es, die in die Herstellung der Batterien eingeflossenen Ressourcen maximal zu nutzen und erst vollkommen verbrauchte Batteriemodule zum Recycling zu geben. Der heutige Markt für Second-Life-Batterien ist noch klein, doch mit prognostiziert immer mehr Elektrofahrzeugen auf den Straßen ist dies ein Zukunftsfeld (siehe dazu auch Abbildung 28).

3.4.4 Marktanalyse

Der weltweite Markt für stationäre Batteriespeicher liegt 2017 bei 11 GWh installierter Kapazität³. In Deutschland sind vor allem PV-Heimspeichersysteme und Groß-Batteriesysteme zur Erbringung von Primärregelleistung installiert. Dabei beträgt die installierte Kapazität 2017 für Heimspeicher 400 MWh, während große Batteriespeichersysteme von insgesamt 160 MW Leistung am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen [23].

Verschiedene Studien von Marktforschungsinstituten und Beratungsunternehmen prognostizieren jährliche Wachstumsraten zwischen 18% und 32,4% für den weltweiten Markt stationärer Batteriespeichersysteme. Der steigende Zubau fluktuierender Energieerzeugung⁴, fallende

³ IRENA: *Electricity Storage and Renewables – Costs and Markets to 2030*, Abu Dhabi, 2017: <http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

⁴ IEA: *Renewables 2017 – Analysis and forecasts to 2022*, 2017: <https://www.iea.org/publications/renewables2017/>

Speicherpreise, die steigende Akzeptanz stationärer Batteriespeichersysteme durch Anwender⁵, der steigende Strombedarf durch zunehmende Digitalisierung der Gesellschaft⁶, durch beginnende Marktdurchdringung elektrischer Fahrzeuge⁷ und die dadurch relativ hohe Planungsunsicherheit für zukünftige Stromnetze sind die Ursachen, die den Bedarf an zusätzlichen Flexibilitäten wie stationären Batteriespeichern erhöhen.

Für alle netzgebundenen Batteriespeichersysteme sind Wechselrichter mit entsprechender Leistung nötig. Bei heutigen Batteriespeichersystemen betragen die Kosten für Wechselrichter etwa 30%. Nimmt man für Batteriespeicher für die Primärregelleistung ein Energie-Leistungsverhältnis von 1:1 an und für Heimspeicher 2:1, so beträgt die heute installierte Leistung für Wechselrichter 360 MW. Bei Marktpreisen von 150 €/kW entspricht dies einem Markt von knapp 54 Mio. €. Bei einem jährlichen Marktwachstum von 18% oder 32,4% entspräche das im Jahr 2025 einem Markt von 172 bzw. 385 Mio. € allein in Deutschland.

Marktsegmentierung

Batterien können im Netz unterschiedliche Anwendungen bedienen, die dabei für unterschiedliche Stakeholder relevant sind. In den Augen des Projektteams sind diese Anwendungen Heimspeicher, Speicher zur Erbringung von Primärregelleistung, Peak Shaving Speicher, Speicher für Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Pufferspeicher und Inselnetzspeicher.

Ungeeignete Märkte

Heimspeicher zur Eigenverbrauchserhöhung von privaten PV-Anlagen auf Hausdächern sind neben der Primärregelleistungserbringung der größte Markt für Batterien in Deutschland. Kostentoptimale Speicher- und Wechselrichtergrößen liegen bei 2-10 kWh bzw. kW. Das ist zu klein, um die Kostenvorteile der M2B Technologie ausnutzen zu können. Somit eignet sich dieser Markt nicht für M2B. Aktuelle Regularien erlauben keine Ortsnetzspeicher, die im Sinne der „sharing economy“ von mehreren Privathaushalten betrieben werden können, werden jedoch vom Bundesverband für Energiespeicher gefordert und wären ein möglicher Anwendungsfall für dieses System.

Die Erbringung von Primärregelleistung gehört auch zu den beiden größten Anwendungen für Batteriespeichersysteme in Deutschland. Aktuell sind 160 MW im Einsatz. Heute ist diese Anwendung die einzige, die wirtschaftlich tragfähig ist und sich innerhalb weniger Jahre amortisiert. Aufgrund des hohen Anteils von Batteriespeichersystemen von 27% am Markt ist hier in naher Zukunft von einer Marktsättigung auszugehen, die den zu erreichenden Umsatz rapide sinken lassen wird. Aus diesem Grund und der Tatsache, dass nur Anlagen ab einer Größe von 1 MW am Markt teilnehmen dürfen, ist auch dieser Markt uninteressant für M2B.

⁵ Navigant Research: *Financing Advanced Batteries in Stationary Energy Storage*, 2016: <https://www.navigantresearch.com/research/financing-advanced-batteries-in-stationary-energy-storage>

⁶ We Are Social: *Digital in 2017 – Global Overview*, 2017: <https://wearesocial.com/special-reports/digital-in-2017-global-overview>

⁷ International Energy Agency: *Global EV Outlook 2017 – Two million and counting*, 2017: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook2017.pdf>

Mittelfristig interessante Märkte

Peak Shaving ist die Optimierung des Strombezugs für Industriekunden. Bei Stromabnehmern ab 100 MWh Jahresverbrauch und einer Gesamtnutzungsdauer von 7000 Stunden sind neben der bezogenen Energie auch die Leistungsspitzen zu bezahlen. Der durchschnittliche Preis in Deutschland liegt bei 80 - 120 €/kW/a⁸. Batteriespeicher können diese Bezugsspitze verringern und reduzieren somit die zu zahlenden Stromkosten. Für Peak Shaving wird im Jahr 2020 in Deutschland ein Einsparpotential von 17,1 Mrd. USD prognostiziert⁹. Dieser Markt ist interessant für M2B, da schon heute viele Fälle an der Rentabilitätsgrenze sind. Günstigere Batteriespeichersysteme erhöhen die Wirtschaftlichkeit und der erreichbare Markt vergrößert sich.

Kritische Lasten, wie beispielsweise empfindliche Produktionsprozesse, Krankenhäuser oder Rechenzentren benötigen eine unterbrechungsfreie Stromversorgung im Falle von Stromausfällen. Diese ist in zwei Kategorien zu unterscheiden. Für den „Active Line“-Typ wird der Speicher bei Ausfall der regulären Stromversorgung aktiv als Notversorgung dazu geschaltet. Hier sind die Vorteile der M2B Technologie nur begrenzt. Bei einem „Online“-Typ wird der Verbraucher dauerhaft durch den Speicher versorgt, der zeitgleich vom Stromnetz auf Vollladezustand gehalten wird. Dies ist für hochsensible Lasten relevant. M2B ist für diesen Anwendungsfall mit Lasten hoher Leistung sehr attraktiv, da der Wirkungsgradvorteil sich positiv auf den gesamten Stromverbrauch auswirkt. Obwohl die M2B Technologie hier einen sehr starken Technologievorteil hält, wird diese Anwendung nicht als erster Eintrittsmarkt gewählt. Durch die extrem hohen Anforderungen an „Online“ unterbrechungsfreie Stromversorgung sind vielfach aufwendigere Zuverlässigkeitsprüfungen nötig, die zu einer längeren Time-to-Market führen würden.

Inselnetze mit erneuerbarer Energieversorgung sind ein weiterer Markt für Batteriespeicher. Diese ermöglichen eine Reduktion der Versorgung durch fossile Brennstoffe, wie Dieselmotoren. Diese Anwendung ist vor allem bei Schwellenländern relevant. Dies ist insofern für M2B interessant, weil die Netzanforderungen sehr stark variieren. In Schwellenländern werden in erster Linie Gleichspannungsnetze aufgebaut, in größeren, bestehenden Wechselspannungsnetzen in Schwellenländern wird eine Integration von Erneuerbaren angestrebt. Durch die Flexibilität von M2B ist der Adaptionsaufwand für unterschiedliche Netzanforderungen sehr gering und der adressierbare Markt dementsprechend groß.

Pufferspeicher zur Netzentlastung sind geeignet, um Netzausbau zu vermeiden. Diese Anwendung kann in bestimmten Fällen zu hohen Kosteneinsparungen führen, jedoch sind Batteriespeichersysteme nicht generell wirtschaftlicher als der konventionelle Netzausbau. Die Szenarien variieren auch so stark, dass jeder Einzelfall untersucht und eine andere Speichergröße gewählt werden muss. So kann die erforderliche Größe von Pufferspeichern für die erneuerbare Energieerzeugung, zur Vermeidung von Abregel-Verlusten mehrerer Megawattstunden betragen. Als Markteintritt ist diese Anwendung aufgrund der hohen Energieanforderungen und damit verbundenen Speicherkosten nicht gut geeignet.

⁸ pv magazine group: *E-volution – Wer wird den Speichermarkt der Zukunft bestimmen?*, pv magazine group GmbH & Co. KG, Berlin, 2016: https://www.rrc-ps.de/fileadmin/Dokumente/News/Aktuell/2016/RRC_Sonderdruck_PV-Magazine.pdf

⁹ EY: *Wirtschaft unter Strom – Wie Unternehmen sich unabhängiger und kostengünstiger mit Energie versorgen*, 2016: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Speicherstudie-2016/\\$FILE/EY-Speicherstudie-2016.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Speicherstudie-2016/$FILE/EY-Speicherstudie-2016.pdf)

Langfristige Perspektive

Auch die Elektromobilität ist ein Einsatzgebiet dieser Technologie, da sowohl Ausfallsicherheit (man kann noch mit verminderter Leistung zur Werkstatt fahren), Flexibilität (man kann ein Auto mit wählbarer Reichweite – z.B. 100 km oder 200 km – kaufen; dafür werden dann nur *mehr* der M2B-Module benötigt) als auch Einsparpotential bei zusätzlichen Komponenten (ein dedizierter AC/DC-Wandler für Ladung am Netz oder ein DC/DC-Wandler für Schnellladungen, wie sie bei derzeitigen Elektrofahrzeugen erforderlich sind, können komplett eingespart werden [2]) geboten sind. Zudem wird die Effizienz des Antriebs erhöht [24][25]. Durch den Einsatz der M2B-Technologie bei Elektrofahrzeugen ergibt sich auch die Chance, die dort eingesetzten und verbrauchten Module ohne nennenswerten Aufwand in einem Rack zu einem stationären Energiespeicher zusammenschließen. Dies ermöglicht es, die Batterien bis an ihr tatsächliches Lebensende zu nutzen ohne Gefahr eines Systemausfalls zu laufen. Zusätzlich wäre es damit möglich, nur die einzelnen Module beim Auto auszutauschen. Das hohe Risiko und die hohen Kosten eines Austauschs der kompletten Fahrzeugbatterie bestehen damit nicht mehr.

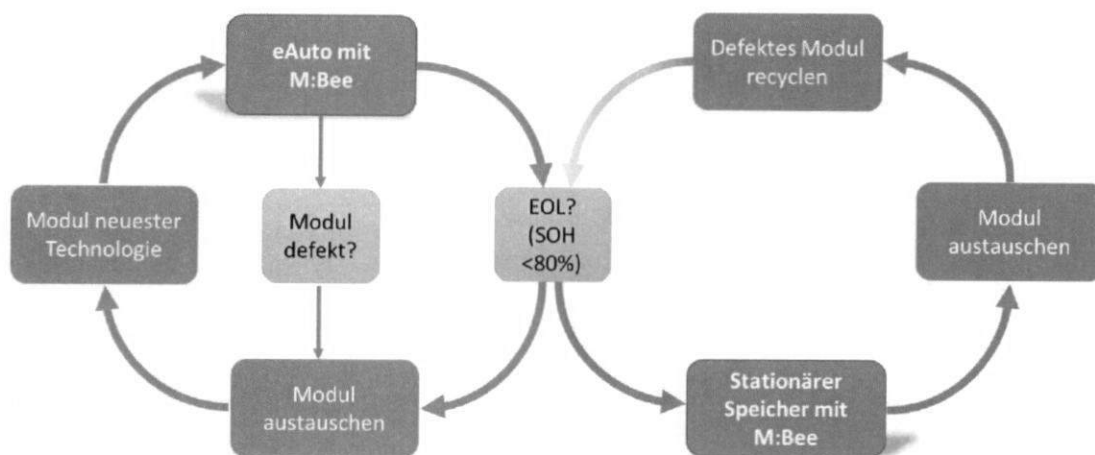


Abbildung 28: Mögliches Weiternutzungskonzept durch Integration aussortierter Automobilmodule in einen M2B-Speicher

3.4.5 Kostenabschätzung

Die Systemkosten für den Endkunden liegen derzeit bei ca. 1500 € bis 2500 € pro kWh für ein kleines Speichersystem. Durch Skaleneffekte kann eine Preisreduktion auf bis zu 800 € pro kWh für Systeme größer 1 MWh erreicht werden. Anhand der Komponentenpreise wurde die Kostenzusammensetzung des Systems von Sonnenbatterie zusammengestellt (siehe Abbildung 29).

Das zu entwickelnde System bietet hier die Möglichkeit durch leicht erhöhte Kosten bei dem Akku-Pack (quasi Erweiterung des BMS-Systems) die Kosten für die Steuerung und die Leistungselektronik zu minimieren. Somit ist ein Einsparpotential von 25% der Systemkosten (fertig installiert) möglich.

Ein weiterer Vergleich betrachtet die Ausgangsleistung des Umrichters: Eines der Prototypenmodule kostet ca. 120 € (Einzelherstellung, ohne PCB) und bietet eine theoretische Leistungsfähigkeit von ca. 8 kW (mit Sicherheitsmarge und um die Kühlung einzusparen eher 4 kW). Somit kommen wir auf Kosten von ca. 30 €/kW beim Prototypen. Im Einkauf liegen die Preise von Leistungselektronik für Batterieumrichter (bei großen Stückzahlen) bei 97 €/kW. Nimmt man als Zielgröße für die Leistungselektronik Photovoltaik-Zentralwechselrichter (mit allen damit verbundenen Nachteilen) als etablierte und optimierte Produkte an, würde das absolute Minimum bei ca. 50 €/kW liegen. Das könnten wir heute schon massiv unterbieten. Da wir komplett auf automatisch bestückbare SMD-Technik setzen, würden die Fertigungskosten minimal sein. Durch den gleichartigen Aufbau der Module können wir schon frühzeitig Skaleneffekte heben.

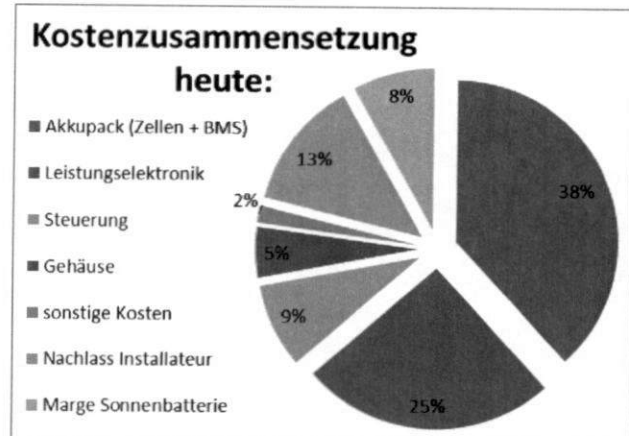


Abbildung 29: Preiszusammensetzung Sonnenbatterie Eco 4.5

Systembedingt ist die Leistungsdichte der Module so hoch, dass sie keinen begrenzenden Faktor darstellt wie bei üblichen PWM-Systemen. Somit würde ein Kunde nicht wie heute üblich einen Kompromiss zwischen Kapazität und Ausgangsleistung des Batteriespeichersystems treffen müssen sondern könnte sich allein auf die Kapazität beschränken. Die Leistungsreserve unseres Systems ist so hoch, dass sie in allen Fällen ausreicht.

Durch die hohe Leistungsreserve bietet es sich an, das System nicht nur für Haushalte, sondern auch für Gewerbe, Industrie und Wohnanlagen zu verwenden. Daher wird im Folgeantrag auch ein dreiphasiges System mit breiterem Anwendungsspektrum aufgebaut.

Ein weiterer Pluspunkt, der sich auch auf Kostenseite niederschlägt, ist die Ausfallsicherheit. Auf Systemebene gilt für fast alle größeren Anlagen die Minimalanforderung einer n-1 Sicherheit. In unserem System eine n-1 Sicherheit darzustellen ist von den Kosten her quasi vernachlässigbar (eine Zelle/Modul und eine Elektronik extra). Bei den klassischen Systemen ist das bedeutend aufwändiger, da diese zum heutigen Stand typischerweise mindestens 10 bis 20% größer auslegt werden müssen. Dies bietet einen enormen Kostenvorteil: In einem MW-System belaufen sich diese Mehrkosten auf 75.000 bis 150.000 €, da sie nicht ohne weiteres parallelisierbar sind. Wenn man von einem Elektronikmodul pro Zelle sowie von 40 Ah Zellen ausgeht, erhält man 6756 Zellen pro MW/MWh. Rechnerisch ergibt sich dann hierbei ein Kostenvorteil von 11 bis 22 € pro Elektronik.

3.5 Öffentlichkeitsarbeit und Verbreitung der Vorhabensergebnisse

Das geförderte Projekt und die zugrundeliegende Technologie wurden bei einer Vielzahl von Veranstaltungen präsentiert. Eine Auflistung folgt hier:

2016:

- Vorstellung des Konzepts im Rahmen einer Posterpräsentation auf der Batterietagung Kraftwerk:Batterie in Münster
- Vorstellung der effizienten Spannungsversorgung auf Modulebene auf der internationalen Leistungselektronikkonferenz PCIM in Nürnberg im Rahmen einer Posterpräsentation und einem Paper [26]
- Vorstellung des Umrichterkonzepts insbesondere im automobilen Umfeld auf der internationalen Leistungselektronikkonferenz EPE in Karlsruhe im Rahmen einer Posterpräsentation und einem Paper [2]
- Vorstellung des M2B-Konzepts auf dem jährlichen VDE Kongress in Mannheim im Rahmen einer Publikumspräsentation und eines Papers [27]

2017:

- Präsentation der M2B-Technologie auf der Hannover Messe auf dem Gemeinschaftsstand der Hochschule Osnabrück als Weltneuheit vor Vertretern von Wirtschaft und Politik. Der damalige Presstext befindet sich im Anhang dieses Dokumentes. Im Rahmen des Messeauftritts entstandene Pressemeldungen und Vorstellungen:
 - <http://www.hannovermesse.de/produkt/ac-batterie-wechselstrombatterie/2342596/C920300>
 - <https://www.noz.de/lokales/osnabrueck/artikel/883220/hochschule-osnabrueck-nutzt-elektroautos-als-batterie-1>
 - <https://www.hs-osnabrueck.de/de/nachrichten/2017/04/hochschule-auf-der-hannover-messe-das-elektroauto-als-energiespeicher-nutzen/>
 - http://www.marktplatz-osnabrueck.de/desktopdefault.aspx/tabid-31/10_read-160093/126_page-2/
 - <https://www.solarify.eu/2017/04/25/710-e-autos-als-temporaerer-energiespeicher/>
 - <http://allrad-news.de/news.php?newsid=425553>
 - <http://www.speicherbranche.de/news/artikel-33520-neue-wechselstrom-batterien-bieten-hhere-effizienz>
 - <http://motorzeitung.de/news.php?newsid=425553>
 - <http://www.iwr.de/news.php?id=33520>
 - <https://idw-online.de/de/news672985>
 - http://oekonews.at/?mdoc_id=1113507
- Zudem gab es noch ein Radiointerview mit Prof. Pfisterer in NDR & Radio Bremen zur Wechselstrombatterie
- Vorstellung der M2B-Technologie und deren Anwendung für stationäre Batteriespeicheranwendungen auf der internationalen Leistungselektronikkonferenz EPE in Warschau im Rahmen einer Publikumspräsentation und eines Papers [9]

- 1. Platz beim bundesweiten Doktorandenwettbewerb EnergieCampus der Stiftung Energie & Klimaschutz (einer Stiftung der EnBW) mit dem Thema: „**Meine Stadt von morgen: Die Energielandschaft der Zukunft**“. Vortrag und Posterpräsentation auf dem Abschluss Symposium. Diese und das eingereichte Paper sind auf der Homepage der Stiftung zu finden: <https://www.energieundklimaschutzbw.de/ausschreibung-energiecampus-2017/>

2018:

- Vorstellung der M2B-Technologie auf einem Diskussionsabend der Stiftung Energie- & Klimaschutz mit Interview der Preisträger des Doktorandenwettbewerbs und Livestream ins Internet
- Veröffentlichung in der Januar/Februar-Ausgabe der Fachzeitschrift **Energiepolitische Tagesthemen** et als Artikel [28]
- Präsentation der M2B-Technologie im Bundeswirtschaftsministerium in Berlin im Rahmen der Jahrestagung des Projekts „IKT für Elektromobilität III“
- Publikumspräsentation der M2B-Technologie im Rahmen des Wettbewerbs IdeAward der TU München
- Noch nicht veröffentlicht, aber angekündigt: Präsentation und Artikel zur EPE 2018 in Riga sowie Artikel in der Fachzeitschrift International Journal of Electrical Power and Energy Systems

4. Fazit

Das vorgestellte System integriert die Speicherelemente direkt in die Leistungselektronik, wobei die Leistungselektronik unabhängig vom verwendeten Speicher dieselbe bleibt. Durch den Multi-Level-Aufbau ist die Stufenspannung viel kleiner als die Systemspannung, sodass kostengünstige, kleine Niederspannungsbauteile genutzt werden können. Dadurch hebt man in der Fertigung schnell Skaleneffekte und erreicht eine noch nicht dagewesene Flexibilität bei der Zusammensetzung des Speichers. Im Gegensatz zu den heutigen Systemen sind die Zellen nicht statisch miteinander verbunden, sondern werden dynamisch, entsprechend ihres Ladezustandes und der geforderten Ausgangsspannung, seriell und parallelgeschaltet. Module mit defekten Zellen können überbrückt werden; der Ausfall eines Speicherelementes bedingt nicht den Ausfall des Gesamtsystems.

Zusätzlich können Zellen unterschiedlicher Spannung, Chemie und Alterung miteinander kombiniert werden; der Regelalgorithmus nutzt die Zellen individuell und entsprechend ihrer Fähigkeiten. Damit entfällt auch ein dediziertes BMS, da die Module im Betrieb balanciert werden. So wird auch der Einsatz gebrauchter, sogenannter Second-Life-Zellen (z. B. aus der Elektromobilität) möglich. Das Balancieren geschieht über die angeschlossene Last – und ist damit verlustlos, da die Ladungen nicht verlustbehaftet zwischen den einzelnen Modulen hin- und her geschoben werden.

Da das System von der Hardware aus offen gestaltet ist, kann es nach Kundenwünschen ausgelegt werden. Auch die nachträgliche Erweiterung des Speichers und/oder der Austausch bestimmter Module sind möglich, was Anschaffungs- und Wartungskosten senkt. Die Systemeffizienz ist so hoch, dass sich als Anwendungsmöglichkeit neben der Netzstabilisierung auch Speicher in der Elektromobilität, Hausspeicher oder der Einsatz als Inselfpeicher anbieten.

In diesem Projekt wurde eine neue Schaltungstopologie zur Kombination des Batteriespeichersystems mit einem Batterie-Balancing-System, einem Umrichter und einer Ladeschaltung von Grund auf neu entwickelt. In der vorgegebenen Zeit konnte der Proof-of-Concept und erste Messergebnisse gezeigt werden. Ein großer Teil der für den sicheren Betrieb benötigten Algorithmen wurde erstellt und getestet. Gleichzeitig ist das System in diesem Zustand an vielen Stellen noch nicht fertig. Ausführliche Tests im Betrieb, weitere Sicherheitsvorkehrungen und eine Portierung der Software auf marktübliche Mikroprozessoren sind noch notwendig, bevor von einem Prototyp gesprochen werden kann. Nichtsdestotrotz ist das Projektteam vom großartigen Potential dieser Technologie überzeugt, weshalb eine Ausgründung – finanziert über den EXIST-Forschungstransfer – geplant ist.

Literaturverzeichnis

- [1] J. Cao, N. Schofield, and A. Emadi, "Battery balancing methods: A comprehensive review," in *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC'08. IEEE*, 2008, pp. 1–6.
- [2] F. Helling, J. Glück, A. Singer, and T. Weyh, "Modular multilevel battery (M2B) for electric vehicles," in *Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), 2016 18th European Conference on*, 2016, pp. 1–9.
- [3] A. Lesnicar and R. Marquardt, "An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, 2003*, vol. 3, p. 6–pp.
- [4] J. Rodriguez, J.-S. Lai, and F. Z. Peng, "Multilevel inverters: a survey of topologies, controls, and applications," *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 49, no. 4, pp. 724–738, 2002.
- [5] Q. Chen, R. Li, and X. Cai, "Analysis and fault control of hybrid modular multilevel converter with integrated battery energy storage system," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, no. 1, pp. 64–78, 2017.
- [6] M. Schroeder, S. Henninger, J. Jaeger, A. Raš, H. Rubenbauer, and H. Leu, "Integration of batteries into a modular multilevel converter," in *Power Electronics and Applications (EPE), 2013 15th European Conference on*, 2013, pp. 1–12.
- [7] L. Handelsmann, "Next Generation Inverters - HD-Wave Technology." SolarEdge Technologies, 2015.
- [8] S. M. Goetz, Z. Li, X. Liang, C. Zhang, S. M. Lukic, and A. V. Peterchev, "Control of Modular Multilevel Converter with Parallel Connectivity—Application to Battery Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016.
- [9] A. Singer, F. Helling, T. Weyh, J. Jungbauer, and H. J. Pfisterer, "Modular multilevel parallel converter based split battery system (M2B) for stationary storage applications," in *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*, 2017, p. P.1–P.10.
- [10] S. Schwunk, N. Armbruster, S. Straub, J. Kehl, and M. Vetter, "Particle filter for state of charge and state of health estimation for lithium–iron phosphate batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 239, pp. 705–710, 2013.
- [11] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, and M. Liserre, "Proportional-resonant controllers. A new breed of controllers suitable for grid-connected voltage-source converters," *Proc. Optim*, vol. 3, pp. 9–14, 2004.
- [12] N. Zhang, H. Tang, and C. Yao, "A systematic method for designing a PR Controller and active damping of the LCL filter for single-phase grid-connected PV inverters," *Energies*, vol. 7, no. 6, pp. 3934–3954, 2014.
- [13] S. De Breucker, K. Engelen, R. D'hulst, and J. Driesen, "Impact of current ripple on Li-ion battery ageing," in *Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), 2013 World*, 2013, pp. 1–9.
- [14] M. Uno and K. Tanaka, "Influence of high-frequency charge–discharge cycling induced by cell voltage equalizers on the life performance of lithium-ion cells," *IEEE Transactions on vehicular technology*, vol. 60, no. 4, pp. 1505–1515, 2011.
- [15] S. Bala, T. Tegnér, P. Rosenfeld, and F. Delince, "The effect of low frequency current ripple on the performance of a Lithium Iron Phosphate (LFP) battery energy storage system," in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 IEEE*, 2012, pp. 3485–3492.
- [16] P. Keil and A. Jossen, "Charging protocols for lithium-ion batteries and their impact on cycle life—An experimental study with different 18650 high-power cells," *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 125–141, 2016.
- [17] A. Bessman, R. Soares, S. Vadivelu, O. Wallmark, P. Svens, H. Ekström, and G. Lindbergh, "Challenging Sinusoidal Ripple-Current Charging of Lithium-Ion Batteries," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 6, pp. 4750–4757, 2018.

-
- [18] K. Uddin, A. D. Moore, A. Barai, and J. Marco, "The effects of high frequency current ripple on electric vehicle battery performance," *Applied Energy*, vol. 178, pp. 142–154, 2016.
- [19] A. Millner, "Modeling lithium ion battery degradation in electric vehicles," in *Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES), 2010 IEEE Conference on*, 2010, pp. 349–356.
- [20] N. Omar, M. A. Monem, Y. Firouz, J. Salminen, J. Smekens, O. Hegazy, H. Gaulous, G. Mulder, P. V. den Bossche, T. Coosemans, and J. V. Mierlo, "Lithium iron phosphate based battery – Assessment of the aging parameters and development of cycle life model," *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1575–1585, 2014.
- [21] P. Keil and A. Jossen, "Impact of Dynamic Driving Loads and Regenerative Braking on the Aging of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 164, no. 13, pp. A3081–A3092, 2017.
- [22] K. Rumpf, M. Naumann, and A. Jossen, "Experimental investigation of parametric cell-to-cell variation and correlation based on 1100 commercial lithium-ion cells," *Journal of Energy Storage*, vol. 14, pp. 224–243, 2017.
- [23] P. Stenzel, W. Hennings, and J. Kinssen, "Energiespeicher," *BWK*, vol. 69, no. 5, pp. 32–44, 2017.
- [24] F. Chang, O. Ilina, O. Hegazi, L. Voss, and M. Lienkamp, "Adopting MOSFET multilevel inverters to improve the partial load efficiency of electric vehicles," in *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*, 2017, p. P.1–P.13.
- [25] C. Korte, E. Specht, M. Hiller, and S. Goetz, "Efficiency evaluation of MMSPC/CHB topologies for automotive applications," in *Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2017 IEEE 12th International Conference on*, 2017, pp. 324–330.
- [26] A. Singer, A. Jeyapakash, S. Goetz, F. Helling, and T. Weyh, "Isolated low-power multi-output DC-DC converters with heterogeneous loads for an efficient supply of modular power electronics systems," in *PCIM Europe 2016; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management; Proceedings of*, 2016, pp. 1–8.
- [27] A. Singer, F. Helling, T. Weyh, H.-J. Pfisterer, and U. Bürger, "Ein disruptiver Ansatz: Hocheffiziente, modulare Energiespeicher durch den verstärkten Einsatz von Software und offener Hardware," in *VDE-Kongress 2016*, 2016.
- [28] A. Singer, F. Helling, T. Weyh, and H.-J. Pfisterer, "Die modulare Multilevel-Batterie (M2B): Batteriespeichersysteme der nächsten Generation," *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 68, no. 1/2, pp. 52–54, 2018.

Anlagen

Anlage 1 Zu beachtende Normen & Richtlinien

Für die Neuentwicklung eines Speichersystems müssen diverse Normen und Richtlinien berücksichtigt werden. Da geplant ist, am Ende des Forschungsprojektes ein Produkt zu entwickeln, sollten schon frühzeitig die entsprechenden Normen und Richtlinien eingehalten werden, um später eine CE-Kennzeichnung zu vereinfachen und den Netzanschluss zu ermöglichen

4.1 Allgemeine Sicherheitsnormen

Im Bereich der Sicherheitsnormen sind insbesondere die Normen der VDE zu beachten. Für das Speichersystem relevante Normen sind:

- VDE 0100 (Normenreihe Niederspannungsanlagen)
- VDE 0110 (Luft und Kriechstrecken)
- VDE 470 (Schutzklassen)
- VDE 0810 (Funktionale Sicherheit)

4.2 Sicherheitsnormen und Richtlinien für Speichersysteme

Da die Entwicklungen für Speichersysteme noch sehr neu sind, sind bisher noch kaum verwertbare Normen verfügbar. Daher müssen in vielen Fällen entsprechende Industrienormen verwendet werden.

Für die Zellsicherheit:
UN 38.3

Da es derzeit noch keine eigenständige Norm für stationäre Speichersysteme gibt, müssen hilfsweise auch Normentwürfe [12] und Leitfäden [15] berücksichtigt werden. Der derzeit wohl wichtigste Normentwurf ist der Normentwurf DIN EN ISO 62619. Darüber hinaus sind wichtige Leitfäden die Checkliste des Karlsruher Institutes für Technologie (KIT) [13] und der dazugehörige Sicherheitsleitfaden [14], der in Zusammenarbeit mit diversen Verbänden entwickelt wurde.

4.3 Allgemeine Kompatibilitätsnormen

Wie bei jedem Elektronikgerät müssen allgemeine Normen für die elektromagnetische Störaussendung und Störempfindlichkeit eingehalten werden:

EMV: DIN EN 61000 (Normenreihe)

Abhängig vom zukünftigen Einsatzgebiet des Speichersystems müssen unterschiedliche Grenzwerte der Normenreihe eingehalten werden. So gelten für den Industriebereich andere (weniger strenge) Anforderungen. Da das System aber auch im Haushaltsbereich eingesetzt werden soll, sind hier die strengeren Kurven für die maximale Störaussendung in Abhängigkeit von der Frequenz anzusetzen.

Darüber hinaus ist wichtig sicherzustellen, dass berührbare Kontakte so ausgeführt sind, dass keine Zerstörung durch elektrostatische Entladungen hervorgerufen wird und das System auch nicht in einen unsicheren Zustand gerät. Hierfür gilt die entsprechende Normenreihe:

ESD: DIN EN 61340 (Normenreihe)

4.4 Normen und Richtlinien zur Netzkonformität von Speichern

Da wie bereits weiter oben erwähnt derzeit keine dezidierten Normen existieren, wird bei Speichersystemen derzeit von den Verteilnetzbetreibern in Anlehnung an die Photovoltaik-Industrie die Einhaltung der Grenzwerte in Bezug auf Oberwelligkeit und Netzverhalten bei Netzstörungen die VDE Anwendungsregel für Niederspannungssysteme angelegt:

VDE AR N 4105

Darüber hinaus wird im Mittelspannungsbereich die Einhaltung der BDEW Mittelspannungsrichtlinie gefordert. Diese wird derzeit im Rahmen eines Normentwurfes überarbeitet:

Netzkonformität Mittelspannungsanlagen:

BDEW MSP-RL

VDE AR N 4110

Darüber hinaus gilt für den Anschluss des Speichers die Einhaltung der technischen Anschlussbedingungen des Verbandes der Netzbetreiber:

VDN-TAB 2007

Ergänzend zu diesen Richtlinien wurden durch das Forum Netztechnik/ Netzbetrieb Richtlinien für den Anschluss von Speichern entwickelt:

FNN - „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“

Diese Richtlinien stellen die wesentlichen Rahmenbedingungen für Speicher im Verteilnetz deutscher Verteilnetzbetreiber dar.

5. Presstext zur Hannover Messe

Die folgenden zwei Seiten zeigen den Presstext der bei der Vorstellung des M2B-Systems auf der Hannover Messe veröffentlicht wurde.

Die Wechselstrombatterie

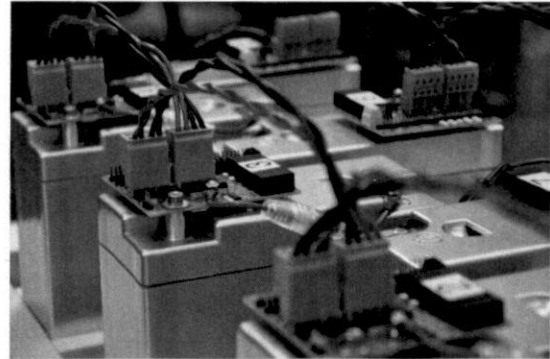
Flexibler, ausfallsicherer und effizienter als bisherige Batteriespeichersysteme

In einem gemeinsamen Forschungsprojekt entwickeln die Smart Power GmbH & Co. KG, die Universität der Bundeswehr München und das KEA – Kompetenzzentrum Elektronik & Antriebstechnik der Hochschule Osnabrück eine neuartige Wechselstrombatterie, die AC (Alternating Current)-Batterie. Diese patentierte Technologie ist bestehenden Batteriespeichern in vielen Aspekten überlegen und wird daher auch von der DBU – Deutsche Bundesstiftung Umwelt gefördert.

Diese AC-Batterien können als Großspeicher in der Industrie oder am Netz betrieben werden sowie als Quartierspeicher von Wohneinheiten überschüssige Energie aus Solaranlagen zur späteren Nutzung speichern, um die Stromkosten für die Bewohner zu senken. Auch in der Elektromobilität spielt die AC-Batterie ihre Vorteile voll aus, was wir am folgenden Beispiel darstellen.

Was ist das Besondere an der AC-Batterie?

Sie ist extrem effizient und sehr ausfallsicher. Das heißt ein Elektroauto kann damit weiter fahren und bleibt nicht liegen. Üblicherweise besteht die Batterie eines Elektroautos aus vielen einzelnen Zellen, die wie eine Kette aneinander gereiht sind. Und wie bei einer Kette, bestimmt das schwächste Glied die Stärke der gesamten Kette oder um beim Elektroauto zu bleiben: Die gesamte Batterie ist daher nur so stark wie die schwächste Zelle. Ist diese leer, nützt auch die restliche Energie in den anderen Batteriezellen nichts mehr – das Auto muss Strom tanken. Und



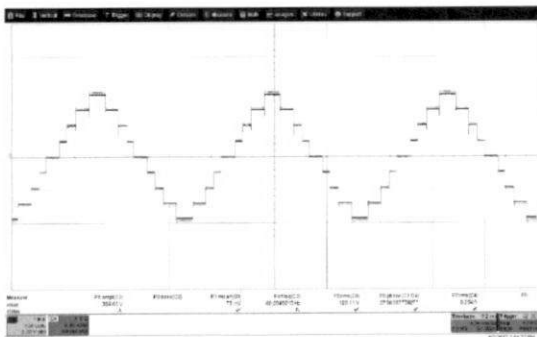
Funktionsmuster der AC-Batterie mit den Batteriemodulen samt Leistungselektronik (Bild UniBW M)

sollte eine Zelle defekt sein, bleibt das Fahrzeug liegen. Dann heißt es, den kompletten Stromspeicher auszutauschen.

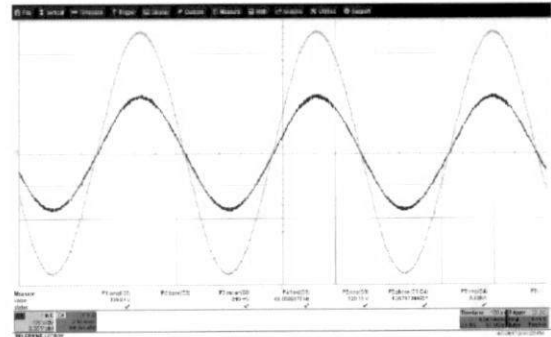
Bei der AC-Batterie gibt es diese lange Kette nicht mehr: Die Batterie ist in mehrere Batteriemodule unterteilt, welche durch unsere neuartige Leistungselektronik dynamisch miteinander verschaltet werden. Ist eine Zelle leer, während die anderen noch Energie gespeichert haben, klinkt sich das leere Batteriemodul einfach aus dem Verbund aus. Sie leitet den Strom an sich vorbei. Die anderen liefern weiterhin Energie. Und auch wenn eine Batteriezelle ausfällt, klinkt sich das Batteriemodul aus und leitet den Strom an sich vorbei. In beiden Fällen bleiben Sie nicht liegen, das Auto fährt weiter. Und falls eine Reparatur, muss nicht die komplette Batterie, sondern lediglich ein einzelnes Batteriemodul ausgetauscht werden.

Ist die AC-Batterie zukunftssicher?

Als Speichermedium können beliebige Batteriearten genutzt werden, auch solche, die erst in den



Die einzelnen Module werden stufenförmig geschaltet (blau: Spannung, grün: Strom)



120 V, 60 Hz Ausgangsspannung (blau) und -strom (grün) einer AC-Batterie mit vier 48 V-Modulen

nächsten Jahren entwickelt werden. Es ist auch möglich, einen bestehenden Speicher auf- oder umzurüsten, wenn sich die äußeren Rahmenbedingungen ändern oder neue Technologien auf den Markt kommen. Das neue Modul kann einfach an das bestehende System angeschlossen werden, über Softwareupdates bleibt der Speicher „lernfähig“. Zusätzlich fällt mit einem Modul nicht der ganze Speicher aus. Die modular aufgebauten Batterien bieten somit eine noch nie dagewesene Flexibilität sowie höchste Leistungsfähig- und Zuverlässigkeit. Gekaufte Speicher können noch Jahre später schrittweise an den neusten Stand der Technik angepasst und erneuert werden.

Die Deutsche Bundesstiftung Umwelt konnte als Fördermittelgeber gewonnen werden. Denn die Wechselstrombatterie bietet eine höhere Effizienz als alle bisher auf dem Markt befindlichen Speichersysteme. Zudem ist die Erneuerung einzelner Module eine sehr ressourcenschonende und kostengünstige Methode, um den Speicher für lange Zeit auf dem Stand der Technik zu halten.

Fazit

Das vorgestellte System integriert die Speicherelemente direkt in die Leistungselektronik, wobei die Leistungselektronik unabhängig vom verwendeten Speicher dieselbe bleibt. Durch den Multi-Level-Aufbau ist die Stufenspannung viel

kleiner als die Systemspannung, sodass billige, kleine Niederspannungsbauteile genutzt werden können. Dadurch hebt man in der Fertigung schnell Skaleneffekte und erreicht eine noch nie dagewesene Flexibilität bei der Zusammensetzung des Speichers. Module mit defekten Zellen können überbrückt werden; der Ausfall eines Speicherelements bedingt nicht den Ausfall des Gesamtsystems.

Zusätzlich können Zellen unterschiedlicher Spannung, Chemie und Alterung miteinander kombiniert werden; der Regelalgorithmus nutzt sie individuell und entsprechend ihrer Fähigkeiten. So wird auch der Einsatz gebrauchter, sogenannter Second-Life-Zellen (z. B. aus der Elektromobilität) möglich. Das Balancieren geschieht über die angeschlossene Last – und ist damit verlustlos, da die Ladungen nicht verlustbehaftet zwischen den einzelnen Modulen hin- und her geschoben werden.

Da die AC-Batterie von der Hardware aus offen gestaltet ist, kann es nach Kundenwünschen ausgelegt werden. Auch die nachträgliche Erweiterung des Speichers und/oder der Austausch bestimmter Module sind möglich, was Anschaffungs- und Wartungskosten senkt. Die Systemeffizienz ist so hoch, dass sich als Anwendungsmöglichkeit neben der Netzstabilisierung auch Speicher in der Elektromobilität, als Hausspeicher oder der Einsatz als Inselpeicher anbieten.

Projektleitung:

Dipl.-Ing. Arthur Singer, MBA
Institut für Elektrische Energiesysteme
Universität der Bundeswehr München
E-Mail: arthur.singer@unibw.de

Forschungskonsortium:

Smart Power GmbH & Co. KG

Ulrich Bürger, M.Eng.
Dornacher Straße 3
85622 Feldkirchen b. München

*Universität der Bundeswehr
München – Institut für
Elektrische Energiesysteme
Prof. Dr.-Ing. Thomas Weyh
Werner-Heisenberg-Weg 39
85577 Neubiberg*

*Hochschule Osnabrück
(KEA – Kompetenzzentrum
Elektronik & Antriebstechnik)
Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Pfisterer
Albrechtstraße 30
49076 Osnabrück*

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de



der Bundeswehr
Universität München



Hochschule Osnabrück
University of Applied Sciences