



Modularer Batteriespeicher liefert Regelenergie

Technik und Geschäftsmodelle großer Batteriespeicher für das Stromnetz im Feldtest



Wie können große Batteriespeicher zu stabilen Stromnetzen beitragen und gleichzeitig profitabel arbeiten? Diese Frage untersuchen Wissenschaftler der RWTH Aachen gemeinsam mit Industriepartnern am Batteriegroßspeicher M5BAT. Mit einem modularen und flexibel skalierbaren Batterie-Wechselrichter-Konzept erproben sie das Zusammenspiel unterschiedlicher Akkumulator-Technologien und entwickeln im realen Netzbetrieb Geschäftsmodelle für dezentrale Speicher. Nach einem Jahr im Messbetrieb liegen erste Ergebnisse vor.

Damit Stromnetze stabil bleiben, müssen Verbrauch und Erzeugung jederzeit in Einklang stehen. Dies wird durch die fluktuierende Energieerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie und durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke zunehmend technisch anspruchsvoller. Stromnetzbetreiber benötigen daher zusätzliche Möglichkeiten, flexibel auf Ungleichgewichte zu reagieren. Eine Option sind Batteriespeicher, die mit Reaktionszeiten im Millisekunden-Bereich kurzzeitige Schwankungen ausgleichen können. Je nach Größe und Auslegung stellen sie auf unterschiedlichen Netzebenen Regelleistung bereit und tragen zur Spannungs- und Frequenzhaltung, wie beispielsweise zur Blindleistungskompensation, bei. Batteriespeicher sind, anders als beispielsweise Pumpspeicher, an keinerlei geografische oder geologische Voraussetzungen gebunden und lassen sich in vergleichsweise kurzer Zeit dort bauen und in das Netz einbinden, wo sie gebraucht werden.

Das derzeit größte Batteriesystem, welches unter anderem für Forschungszwecke eingesetzt wird, befindet sich auf dem Gelände der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH Aachen) in einem ehemaligen Bürogebäude. Der „Modulare multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher“ kurz M5BAT leistet 5,8 MW bei einer Speicherkapazität

Dieses Forschungsprojekt wird gefördert vom

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

von 5,6 MWh. Leistung und Kapazität der Anlage entsprechen in etwa dem Stromverbrauch von 10.000 Haushalten für rund eine Stunde. Das Besondere an dem Forschungsspeicher ist sein hybrider Aufbau und basierend hierauf dessen intelligentes Betriebskonzept: Er nutzt für die kurzfristige Leistungsspeicherung bzw. -abgabe drei unterschiedliche Lithium-Ionen-Technologien. Diese werden ergänzt durch zwei Bleibatterie-Typen für kurze bis mittlere Entlade- und Ladezeiten.

Batterie-Technologien ergänzen sich

Die Forscher wollen das komplexe Zusammenspiel unterschiedlicher Zellchemien erproben, um kostengünstige und flexible Speichersysteme zu entwickeln, die alle wichtigen Systemdienstleistungen im Netz erbringen können. Professor Dirk Uwe Sauer vom Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS) der RWTH Aachen erläuterte bei der Inbetriebnahme der Anlage: „In sechs Strängen mit unterschiedlichen Lithium-Ionen-Batterietechnologien und vier unterschiedlichen Bleibatteriesträngen werden mehr als 25.000 Batteriezellen vom ersten Tag an intensiv und individuell überwacht. Daraus werden wir wertvolle Informationen zur Alterung, Zuverlässigkeit und Lebensdauer gewinnen können. Gleichzeitig wollen wir mit einem intelligenten Batteriemangement demonstrieren, wie der Gesamtbetrieb durch ein Hybridsystem mit verschiedenen Technologien optimiert betrieben werden kann.“ Lithium-Ionen- und Bleibatterien bieten unterschiedliche Eigenschaften, deren Stärken in dem Projekt verbunden und genutzt werden. „Basierend auf dem modularen Aufbau des Batteriespeichers können wir jeden einzelnen der zehn Stränge ansteuern und betreiben. Darüber hinaus ermöglicht diese Systemstruktur den Austausch und somit das Erproben weiterer Batterietechnologien. Wir können außerdem in unserer Anlage Batteriestränge austauschen und so weitere Batterietechnologien erproben“, sagt Jeanette Münderlein vom ISEA Aachen, die das Projekt leitet.

Neben den technischen Fragestellungen erforschen die Kooperationspartner aus Wissenschaft, Industrie und Stromwirtschaft auch wirtschaftliche Aspekte. Inwiefern Speicher netzdienlich betrieben werden können, ist aktuell noch umstritten, weshalb es nur eingeschränkte Vermarktungsmöglichkeiten zur Refinanzierung gibt. In welchem Maße ein Batteriespeicher, abhängig von der Technologie und der Vermarktungsstrategie, wirtschaftlich sein kann, soll im Rahmen des Projekts ermittelt werden. Hierfür erfolgt die Vermarktung des Speichers an der Strombörse. Grundvoraussetzung ist die Einbindung in das Mittelspannungsnetz, welche über das benachbarte Umspannwerk erfolgt. Auf dieser Basis kann vollständig autonom sekundliche, minutliche oder stündliche Ausgleichsleistung bereitgestellt werden. Auch das thermische Verhalten der Batterien wird analysiert, um die Klimatisierung der Energiespeicher zu optimieren und den Energieverbrauch so zusätzlich zu senken.

Dynamisch – Lithium-Ionen-Akkus

Lithium-Ionen-Batterien haben im Allgemeinen einen hohen Wirkungsgrad und eine hohe zyklische Lebensdauer im Vergleich zu Bleibatterien. Aufgrund ihrer guten Ladeakzeptanz eignen sie sich für Lastprofile mit großen Dynamiken. Je nach Elektrodenmaterial und

Batterietyp	Leistung/ Kapazität (AC-seitig)	Eigenschaften der Batterie-Technologie
Blei-Säure (OCMS)	1,21 MW / 1,39 MWh	<ul style="list-style-type: none"> Gute kalendarische Lebensdauer Günstigste Technologie Gute Energiedichte Gute Sicherheit 98 % recycelbar Hoher Wartungsaufwand Säureschichtung Wirkungsgrad 75 %–80 %
VRLA Blei-Gel (OPzV)	1 MW / 1 MWh	<ul style="list-style-type: none"> Wartungsarm im Vergleich zu OCMS Vertikale und horizontale Gebrauchslage möglich Gute kalendarische Lebensdauer Gute Sicherheit 98 % recycelbar Teurer als OCMS, jedoch günstiger als Lithium Wirkungsgrad 75 %–80 %
Lithium-Ionen LMO (Lithium-Manganoxid)	2,4 MW / 2,4 MWh	<ul style="list-style-type: none"> Günstig im Vergleich zu anderen Li-Technologien Einsatz im Automobilbereich Hohe Energiedichte Guter Wirkungsgrad 93 % Geringe inhärente Sicherheit (Thermal runaway) Erhöhter Überwachungsaufwand
Lithium-Ionen LFP (Lithium-Eisenphosphat)	0,6 MW / 0,68 MWh	<ul style="list-style-type: none"> Inhärent sicher gegen Thermal runaway Wirkungsgrad 92 % Ohne kritisches Kobalt Geringere Energiedichte als LMO Teurer als LMO Erhöhter Überwachungsaufwand
Lithium-Ionen LTO (Lithium-Titanat)	0,57 MW / 0,22 MWh	<ul style="list-style-type: none"> Große Leistungsdichte Geringe Energiedichte Extrem hohe Zyklenzahl Hohe Stromraten Wirkungsgrad 95 % Deutlich teurer als LFP oder LMO Erhöhter Überwachungsaufwand

Abb. 1 Fünf unterschiedliche Batterietypen addieren sich zu einer Kapazität von 5,7 MWh und einer Gesamtleistung von 5,8 MW. Damit kann sich der Batteriespeicher für das Bereitstellen von Primärregelleistung präqualifizieren.

Elektrolyt besitzen die Zelltypen unterschiedliche Eigenschaften bzw. Betriebscharakteristiken. Die Wissenschaftler untersuchen in unterschiedlichen Batteriesträngen zwei Hochenergie- und einen Hochleistungs-Akkumulator:

Vier parallele Strings des Batteriespeichers bestehen aus Lithium-Mangan-Oxid-Zellen (LMO). Diese Technologie bietet bei hoher Energiedichte Preisvorteile gegenüber anderen Lithium-Ionen-Batterie-Technologien. Trotz fehlender inhärenten Sicherheit gibt es zuverlässige Systeme auf dem Markt, da die Technologie zunehmend im Automobilbereich eingesetzt wird.

In weiteren Batteriesträngen arbeiten Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LFP). Die kobaltfreien Akkumulatoren sind sehr eigensicher und können für kurzzeitige Belastungen höhere Ströme als LMO Zellen liefern.

Die höchsten Ströme beim Laden und Entladen vertragen Lithium-Titanat-Zellen (LTO). Auch in der Zuverlässigkeit und Effizienz übertreffen sie die anderen Lithium-Zellen. Die sehr hohe zyklische Lebensdauer wird auch durch tiefe Entladung kaum beeinträchtigt. Nachteilig sind die geringere



Abb. 2 Die Lithium-Ionen-Akkus befinden sich in standardisierten Industrie-Racks.



Abb. 3 Jeder Batteriestrang besitzt seinen eigenen Wechselrichter. Das Bürogebäude wurde statisch mit Doppel-T-Trägern verstärkt.

Abb. 4 Jeweils zwei Wechselrichter sind über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz angebunden.

Zellspannung, aus der eine geringere Energiedichte resultiert, und insbesondere der hohe Herstellungspreis.

Kostengünstig und recycelbar – Blei-Batterien

Für kurze und mittlere Entladungszeiten hält das System eine Kapazität von rund 2,4 MWh aus Bleibatterien von dem Projektpartner Exide bereit. Für die altbewährte, aber fortwährend weiterentwickelte Technik sehen die Forscher Einsatzmöglichkeiten aufgrund der hohen kalendarischen Lebensdauer, den aktuell noch geringeren Gesamtbetriebskosten und der vollständigen Wiederverwertbarkeit.

Erprobt werden aus der U-Boot-Technik fortentwickelte Bleiakumulatoren mit flüssigem Elektrolyt. Diese Zelltechnologie erreicht durch ein Kupfergitter der negativen Elektrode hohe Stromstärken. Ihnen zur Seite stehen Blei-Gel-Batterien, die für hohe zyklische Belastungen optimiert sind und keine Wartung benötigen. Aus dem Vergleich der Batterietypen erwarten die Wissenschaftler wichtige Erkenntnisse über Reaktionszeiten, Systemwirkungsgrade sowie Alterungseffekte im realen Betrieb.

Leistungselektronik verbindet mit dem Stromnetz

Für die unterschiedlichen Batteriestränge werden auf Frequenzstabilisierung optimierte und typgleiche Wechselrichter verwendet. Dies senkt die Kosten und die Netzanbindung ist flexibel und skalierbar. Jeweils zwei Wechselrichter bzw. Stränge speisen in einen Transformator ein oder laden die Batterien aus dem Stromnetz. Der Transformator transformiert die 315 V Wechselspannung auf 10 kV und verbindet so das Speichersystem direkt mit dem Mittelspannungsnetz. Die Wechselrichter-Systeme erreichen unter Vollast einen Spitzenwirkungsgrad von 98,6 Prozent.

Batteriespeicher arbeitet vollautomatisch und ferngesteuert

Der Batteriegroßspeicher läuft im vollautomatischen Betrieb und wird von Düsseldorf aus fernüberwacht und für den Energiehandel ferngesteuert. Die Anlage ist für den Regelenergiemarkt zertifiziert. Dem Projektpartner Uniper, welcher die Vermarktung des Speichers übernimmt, ist es somit möglich, positive oder negative Energie am Strommarkt zu verkaufen. Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit werden verschiedene Betriebsstrategien in unterschiedlichen Vermarktungskanälen getestet.

Aktuell ist ein Engagement auf dem Primärregelmarkt attraktiv. Hier gleicht der Speicher Frequenzschwankungen kontinuierlich aus und wirkt somit netzstabilisierend.

Forschen am Batteriesystem

Im laufenden Anlagenbetrieb untersuchen die Wissenschaftler neben den unterschiedlichen Batterietechnologien vor allem auch Nebenanlagen, wie das Batteriemangement- und Batteriediagnosesystem, Lüftung und Klimatisierung sowie die Sicherheitssysteme. Daraus ermitteln sie Einsatzpotenziale und Lebensdauerkosten.

Messungen und Effizienzanalysen zeigen, dass das Batteriesystem nur dann mit hohem Wirkungsgrad und batterieschonend arbeitet, wenn eine ausgefeilte Anlagensteuerung die unterschiedlichen Eigenschaften der Batterien gezielt nutzt. Dazu werden die einzelnen Komponenten genau vermessen.

So wurden beispielsweise die vier LMO-Batteriestränge abwechselnd mit unterschiedlicher konstanter Leistung be- und entladen. Es zeigte sich, dass die Roundtrip-Effizienz für alle Batterieketten nahezu identisch ist. Weiterhin zeigten sich kaum Unterschiede für verschiedene Lade- und Entladeleistungen, wobei die Forscher aufgrund der internen Diffusions- und Reaktionsprozesse hier deutlich sichtbare Unterschiede erwartet hatten.

Der Wechselrichter verhielt sich hingegen so, wie aus seiner Kennlinie zu erwarten war. Die Effizienz nimmt für niedrige Leistungen ab. Auf Basis dieser Effizienzkurven können die Wissenschaftler die Anlagensteuerung optimieren, die für die Leistungsverteilung verantwortlich ist.

Zum Ende des Projektes erstellen die Wissenschaftler ein Designhandbuch, in das ihre Erkenntnisse aus dem Monitoring einfließen. Mit den Projektergebnissen sollen Empfehlungen für die systemdienliche Einbettung von Speichern in das Energieversorgungssystem und belastbare Kostenschätzungen für Bau und Betrieb von Energiespeichern gegeben werden.



Energiespeicher im Jahr 2030

Mit der zunehmenden Einspeisung aus fluktuierender regenerativer Stromerzeugung ist das historisch gewachsene Stromnetz nicht mehr in der Lage, den produzierten Strom zu jeder Zeit bedarfsgerecht zu verteilen. Daher muss das Versorgungssystem auf die neuen Rahmenbedingungen angepasst werden.

Welche Rolle können funktionale Speicher spielen, um das Netz in Zukunft kostenoptimal auszubauen? Diese Frage analysierten Wissenschaftler im Verbundprojekt „Merit Order der Energiespeicher 2030“. Die Studie unter Leitung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE) bezieht neben den reinen Stromspeichern auch weitere funktionale Energiespeicher mit ein, also alle gezielten Veränderungen, die Nachfrage und Erzeugung besser in Übereinstimmung bringen.

Dazu zählen beispielsweise Lasten in Industrie, Gewerbe sowie in privaten Haushalten, die in verbrauchsarme Zeiten verschoben werden können. Mit entsprechend großen Wärmespeichern können Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nachfrageorientiert einspeisen. Auch Power-2-heat und Power-2-gas Systeme sowie das Lademanagement der Elektromobilität erhöhen die Flexibilität des Gesamtsystems. Die Forscher bewerteten die verschiedenen Speichertechnologien aus Sicht der Akteure und des Systems, um sie – entsprechend ihrem Nutzen beim langfristigen Ausbau von Speichern – in einer „Merit Order“ zu sortieren.

Bei ihren Untersuchungen gingen die Wissenschaftler von den Szenarios des Netzentwicklungsplans 2015 aus: Sie legten für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von 60 GW Photovoltaik, 76 GW Onshore- und 14 GW Offshore-Wind zugrunde. Generell belegt die Studie, dass funktionale Speicher die Gesamtsystemkosten nennenswert reduzieren können und dies umso mehr, wie der Anteil erneuerbarer Energien im System steigt. Speicher tragen nicht nur dazu bei, mehr erneuerbare Energie zu integrieren, sondern sie reduzieren auch die Anzahl teurer und ineffizienter Startvorgänge von Kraftwerken. Hierdurch kommt es auch zu einer Steigerung der Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken. Die damit einhergehende Erhöhung der Stromproduktion wird u. a. im Wärmesektor genutzt.

Abhängig vom Netzausbau und der Last würden im Jahr 2030 ohne den Ausbau von Speichern bis zu 12 TWh Strom aus erneuerbaren Energien abgeregelt – mehr als 85 % davon aus Windkraftanlagen. Der Speicherausbau und -einsatz würde die Abregelung auf unter 4 TWh reduzieren.

Projektbeteiligte

- » **Projektleitung, Betrieb der Anlage, Systemintegration sowie wissenschaftliche Begleitung:** Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), Jeanette Münderlein RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Andreas Gabriel, info@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de
- » **Gel- und Kupferstreckmetalltechnologie:** Exide Technologies Operations GmbH & Co. KG, Büdingen
- » **Batterie-Wechselrichter:** SMA Solar Technology AG, Niestetal
- » **Planung und Aufbau der Batteriespeicheranlage sowie Entwicklung und Erprobung von Vermarktungsstrategien:** Uniper SE, Düsseldorf, www.uniper.energy

Links und Literatur

- » <http://m5bat.de>
- » Thien, T.; Schweer, D.; Stein, D. vom u. a.: Real-world Operating Strategy and Sensitivity Analysis of Frequency Containment. Reserve Provision with Battery Energy Storage Systems in the German Market. In: Journal of Energy Storage. Vol 13 (2017), Oct., p. 143 163. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.06.012>, www.researchgate.net/profile/Tjark_Thien

Mehr vom BINE Informationsdienst

- » Dieses Projektinfo gibt es auch online und in englischer Sprache unter www.bine.info/Projektinfo_12_2017

BINE Informationsdienst berichtet aus Projekten der Energieforschung in seinen Broschürenreihen und dem Newsletter. Diese erhalten Sie im kostenlosen Abonnement unter www.bine.info/abo

Impressum

Projektorganisation
Bundesministerium
für Wirtschaft und Energie (BMWi)
11019 Berlin

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
Dr. Margret Waschbüsch
52425 Jülich

Förderkennzeichen
03ESP265A,C,E,F

ISSN
0937-8367

Herausgeber
FIZ Karlsruhe · Leibniz-Institut
für Informationsinfrastruktur GmbH
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Autor
Dr. Franz Meyer

Urheberrecht
Titelbild und Abb. 2–4:
BINE Informationsdienst
Abb. 1: E.ON Energy Research Center
(E.ON ERC), Aachen

Eine Verwendung von Text und
Abbildungen aus dieser Publikation ist
nur mit Zustimmung der BINE-Redaktion
gestattet. Sprechen Sie uns an.

Kontakt · Info

Fragen zu diesem Projektinfo?
Wir helfen Ihnen weiter:

0228 92379-44
kontakt@bine.info

BINE Informationsdienst
Energieforschung für die Praxis
Ein Service von FIZ Karlsruhe

Kaiserstraße 185–197
53113 Bonn
www.bine.info

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages