

BATTERIESPEICHER IM MULTIMODALEN BETRIEB FÜR NETZDIENSTLEISTUNGEN UND NETZSTABILISIERUNG – ERSTE ERKENNTNISSE AUS DEM FORSCHUNGSPROJEKT „BATTERIESTABIL“

Jürgen MARCHGRABER*, Christian ALÀCS*, Wolfgang GAWLIK¹, Johannes KATHAN², Manfred WURM³, Günter WAILZER, Wolfgang VITOVEC⁴

Kurzfassung: In diesem Beitrag wird das Projekt BatterieSTABIL vorgestellt. Ziel des Projektes ist es, mit einem Batteriespeichersystem neben der Erbringung von Systemdienstleistungen auch Beiträge zur Systemstabilisierung in Netzen mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieeinspeisung zu ermöglichen. Dabei wird demonstriert, wie zusätzlich zur Möglichkeit der Bereitstellung von Primärregelleistung das Potential des Batteriespeichers im multimodalen Betrieb durch Erbringung weiterer Systemdienstleistungen zur Systemstabilisierung voll ausgeschöpft werden kann. Insbesondere wird das Zusammenspiel der Regelstrategien zur Realisierung dieser Einsatzstrategien untersucht werden, um einen zukünftigen universellen Speichereinsatz zu ermöglichen. Weiters wird die Fähigkeit zum Schwarzstart und für den Inselbetrieb unter Einbindung regenerativer Energieerzeugung untersucht, die wirtschaftliche Bewertung der erbrachten kombinierten Netzdienstleistungen und daraus abgeleitete notwendigen regulatorische Rahmenbedingungen im Projekt betrachtet und schließlich skalierbare und zukunftsfähige Lösungswege daraus abgeleitet. Im folgenden Beitrag wird der derzeitige Stand des Projektfortschritts dargelegt, welches insbesondere den Funktionsumfang des Batteriespeichers, dessen Inbetriebnahme sowie die dazu parallel durchgeführten Labortests und die bereits spezifizierten Feldtests umfasst.

Keywords: Batteriespeicher, Netzdienstleistungen, Primärregelung, multimodaler Betrieb

1 Einleitung

Die stetige Kostendegression von Lithium-Ionen-Batterien, deren Preis für 2020 auf etwa 100 €/kWh [1] prognostiziert wird, gepaart mit der Zunahme erneuerbarer Energieträger und

¹ TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Gusshausstraße 25, 1040 Wien, +43 1 58801 370101, [Nachname]@ea.tuwien.ac.at

² AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550 6027, johannes.kathan@ait.ac.at

³ Netz Niederösterreich GmbH, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 2236 201 12593, manfred.wurm@netz-noe.at

⁴ EVN AG, EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, +43 2236 200 -12652 und -12269, [Vorname.Nachname]@evn.at

* Nachwuchsautor

der damit verbundenen zunehmenden Fluktuation von Leistungsflüssen im Energienetz lässt das Interesse an Batteriespeichern zur Erbringung von Netzdienstleistungen stark steigen. Eine Vielzahl von Projekten zur Einbindung von Batteriespeichern ins Energienetz wurde in den letzten Jahren gestartet. Auch wenn die derzeit bereits relativ niedrigen Preise von Lithium-Ionen-Batterien inzwischen auch relativ große Speicherkapazitäten finanziell zulassen (um z.B. den energetischen Ausgleich erneuerbarer Einspeisung zu ermöglichen), liegt derzeit der Fokus vieler Projekte weiter auf der Erbringung von Primärregelung als wirtschaftlichstes Geschäftsmodell. So wurde der zurzeit weltgrößte Batteriespeicher von TESLA mit 129 MWh zum Zwecke des Ausgleichs von Windeinspeisung ins Netz eingebunden. Schlagzeilen [2] hat aber auch dieser aufgrund seiner schnellen Dynamik beim Ausfall eines Kohlekraftwerks gemacht, indem dieser den mit dem Ausfall einhergehenden Frequenzeinbruch verminderte. In sämtlichen Projekten der jüngeren Vergangenheit wurde eine Vielzahl von Systemdienstleistungen untersucht, welche durch Batteriespeicher angeboten werden können. Neben Primärregelung, was in vielen Fällen der Haupteinsatzzweck ist, werden oftmals Peak-shaving, Spannungshaltung, Blindleistungskompensation, Symmetrierung, Schwarzstartfähigkeit und Bereitstellung einer unterbrechungsfreien Spannungsversorgung (USV) genannt. In der Forschungsphase, aber bisher selten im Feld erprobt, kommen dazu weitere Dienstleistungen, welche speziell die Dynamik der Batteriespeicher ausnutzen. Dazu zählen Ramping, also das Glätten von schnellen Leistungsrampen anderer Kraftwerke, oder virtuelle Schwungmasse (VSM), also die Nachbildung der Trägheitsmasse konventioneller Synchronmaschinen oder auch Enhanced Frequency Response (EFR), also die Erbringung von Regelleistung über die dynamischen Mindestanforderungen der Primärregelung hinaus. Allen Projekten gemein ist die Suche nach der optimalen Einsatzstrategie für Batteriespeicher, um die hohen Investitionskosten rasch zu amortisieren. Mit der Erbringung von Primärregelung ist ein Geschäftsmodell anwendbar, mit dem der Batteriespeicher bereits jetzt gut Erlöse erzielen kann. Zudem lassen sich unter Ausnutzung der Speicherkapazität (analog zu Pumpspeichern) durch Arbitragegeschäfte Erlöse erzielen, indem Energie zu Hochpreiszeiten gespeichert und zu Niedrigpreiszeiten wieder eingespeist wird [3]. Bei vielen der übrigen genannten Systemdienstleistungen handelt es sich oft um notwendige Beiträge zur Netzstabilität, welche zur Gewährleistung der Netzqualität zwar erforderlich, aber gegebenenfalls vom Netzbetreiber durch andere Maßnahmen (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren im Falle der Spannungshaltung) ebenfalls zu erbringen sind, und aus derzeitiger Sicht kein eigenständiges Geschäftsmodell bilden werden. Für einige Systemdienstleistungen besteht jedoch durchaus das Potential für zukünftige Geschäftsmodelle [4]. Dazu zählen jene Systemdienstleistungen, welche bevorzugt von Batteriespeichern angeboten werden können, wie Ramping, Virtuelle Schwungmasse, Enhanced Frequency Response, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetrieb. Zusammengefasst können solche Systemdienstleistungen als „schnelle Regelleistungsprodukte“ bezeichnet werden. Eine Markterprobung für solche Regelleistungsprodukte wird derzeit z.B. in Großbritannien [5] durchgeführt.

Im vorliegenden Beitrag wird das Projekt BatterieSTABIL vorgestellt. Darin werden die oben genannten Themenbereiche umfassend abgedeckt. Eingangs wird auf die Eckdaten des bereits errichteten Batteriespeichersystems eingegangen, im Anschluss daran ein Auszug aus dem aktuellen Stand der inhaltlichen Arbeiten dargestellt und erste Ergebnisse präsentiert.

2 Methodik

Im Rahmen des Projektes wird ein 2,5 MVA / 2,2 MWh Batteriespeicher mit Li-Ion-Technologie im Umspannwerk Prottes der Netz Niederösterreich GmbH (NNÖ) installiert und sein Betrieb mittels Labor- und Feldtests erforscht. Ziel des Projektes ist es aufzuzeigen, dass Batteriespeichersysteme sowohl Systemdienstleistungen erbringen als auch Beiträge für die Systemstabilisierung in Netzen mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieeinspeisung liefern können. Dabei werden die einzelnen, für die Systemstabilisierung im elektrischen Netz relevanten Betriebsmodi des Batteriespeichers mittels Simulation untersucht, Einsatzkonzepte des Batteriespeichers im Labor und in Feldtests validiert, der Batteriespeicher im Dauerbetrieb untersucht, der multimodale Betrieb als sinnvolles Zusammenspiel unterschiedlicher Regelstrategien des Batteriespeichers demonstriert, Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Hinblick auf einen kombinierten Einsatz im Netz entwickelt und die Übertragung der Fragestellung auf flächendeckende Anwendung abgeleitet.

Der Aufbau des bereits im Testbetrieb befindlichen Batteriespeichersystems ist in Abbildung 1 dargestellt. Er besteht aus zwei baugleichen Speichereinheiten zu je 1,25 MVA Nennleistung, welche über je einen Transformator an das Mittelspannungsnetz der NNÖ angebunden werden. Die rund 14 000 Batteriezellen sind auf vier Batteriegruppen aufgeteilt. Jede Batteriegruppe besteht aus den zugehörigen Batteriezellen und jeweils einem Umrichter mit 625 kVA Nennleistung. Je zwei Batteriegruppen werden zu einer Speichereinheit zusammengefasst und jede Speichereinheit über einen Transformator mit 1,6 MVA an das übergeordnete Netz angebunden. Neben den in der Abbildung 1 gezeigten Elementen zur Netzanbindung umfasst die Gesamtanlage die Leittechnik der jeweiligen Speichereinheit und eine übergeordnete Leittechnik für das Gesamtsystem, welches zum Teil in das SCADA der NNÖ eingebunden ist.

3 Aktueller Projektfortschritt

3.1 Funktionsentwicklung und Simulation

Um einige der Systemdienstleistungen aus der Einleitung abzubilden, wurden zusammen mit dem Lieferanten des Batteriesystems Funktionen spezifiziert und entwickelt, um mit deren Hilfe obige Systemdienstleistungen tatsächlich erbringen zu können. Das Verhalten der einzelnen Funktionen wurde unter Berücksichtigung von regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen entworfen und vom Lieferanten in der Leittechnik bzw. für schnelle Vorgänge direkt in den Umrichtern implementiert. Im Folgenden wird auf die Funktionen eingegangen.

3.1.1 Funktionen zur Wirkleistungsvorgabe

Die Vorgabe von Wirkleistung wird bei einer Reihe von Systemdienstleistungen benötigt. So erfordert etwa das Anbieten von Peak-shaving die rasche Aufnahme von Spitzenleistung, welche durch andere Anlagen, wie z.B. Windparks, unvorhersehbar eingespeist wird. Deshalb wurde die Funktion einer „schnellen Wirkleistungsvorgabe“ implementiert, welche die Anpassung des stationären Wirkleistungsarbeitspunkts des Batteriespeichersystems im Sekundenbereich erlaubt. Am Beispiel eines Windparks wäre es so möglich, beim Vorliegen einer Wirkleistungsmessung am Windpark dem Batteriespeichersystem über die Leittechnik

den aktuellen Leistungswert zur Wirkleistungsaufnahme vorzugeben, um effektives Peak-shaving zu implementieren.

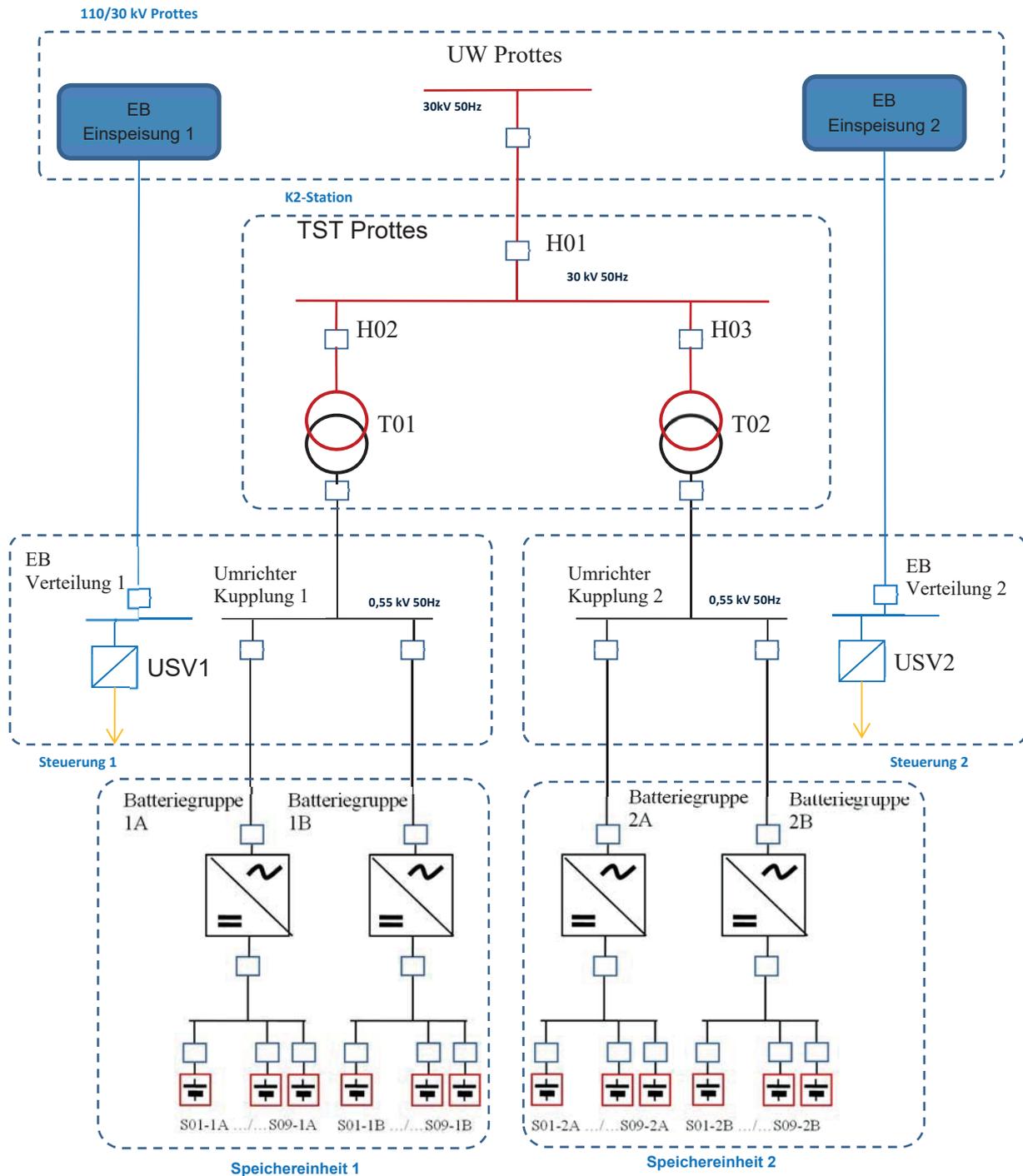


Abbildung 1: Aufbau Batteriespeichersystem

Um mit dem Batteriespeichersystem am Energiemarkt teilnehmen zu können, ist es erforderlich, Wirkleistungsfahrpläne im handelsüblichen 15-Minuten-Raster vorgeben zu können, was die Funktion „Fahrplan“ ermöglicht. Optional kann in dieser Funktion durch Berücksichtigung der gelieferten oder bezogenen Wirkleistung durch andere Funktionen und entsprechende Anpassung der Fahrplanwirkleistung die Abgabe der erforderlichen Energiemenge für ein 15-Minuten-Zeitfenster gewährleistet werden. Durch die Funktion wird

die Ausübung von Arbitragegeschäften möglich, um Energiepreisdifferenzen am Day-Ahead-Markt oder kurzfristig am Intraday-Markt auszunützen. Durch das integrative Verhalten ist gegebenenfalls die Vermeidung von Ausgleichsenergie, z.B. im Falle des Anbietens von Primärregelung, möglich.

Bei der Erbringung von Primärregelleistung ist die Einhaltung eines gewissen State-of-Charge-Bands (SoC-Band, Ladezustand) erforderlich (siehe Kapitel 3.1.2), aber auch in vielen anderen Fällen ist es, vorteilhaft, den SoC als Regelgröße zu verwenden. Die Funktion „SoC-Regelung“ erlaubt die Vorgabe einer konstanten Wirkleistung, welche – abhängig vom aktuellen SoC – zu positiver oder negativer Wirkleistungsabgabe führt, solange der Ziel-SoC nicht erreicht ist.

3.1.2 Primärregelung

Der Hauptfokus vieler Speicherprojekte liegt auf der Erbringung von Regelleistung. Zum Beispiel zeigt die umfangreiche „DOE Global energy storage database“ [6], welche derzeit ca. 1000 Projekte mit elektrochemischen Speichern listet, dass Regelleistungserbringung zu einen der Hauptapplikationen zählt. Die Frequenzregelung innerhalb der UCTE synchronous area werden in verschiedenen Regelstufen eingeteilt. Diese gliedern sich in Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung, welche zeitliche ineinander übergreifen und sich gegenseitig ablösen. Aufgrund der Begrenzung der vorhandenen Energie und deren Schnelligkeit, eignen sich Batteriespeicher sehr gut zur Erbringung von Primärregelleistung. Da die mit der Primärregelung verbundenen regulatorischen Vorgaben stark die restlichen Systemdienstleistungen einschränken, wird folgend auf diese eingegangen, um im Anschluss daran das Verhalten der Funktion näher zu beschreiben.

Regulatorische Vorgaben

Im aktuellen „Network Code on Load Frequency Control & Reserves“ (NC LFCR) [7] ist bezüglich speicherbegrenzter technischer Einheiten explizit festgelegt worden, dass diese im Alert State, welcher sich im Worst Case durch eine kontinuierliche Frequenzabweichung von 200 mHz charakterisiert wird, in der Lage sein müssen für mindestens 30 min. die volle Primärregelleistung abgeben zu können. Dies wird als 30-Minuten-Kriterium bezeichnet. Für nichtspeicherbegrenzte technische Einheiten gilt diese Bedingung nur für einen Zeitraum von 15 min. Die neueste Verordnung auf EU-Ebene beschreibt in der „Leitlinie für Übertragungsnetzbetreiber“ in Artikel 156 [8], dass Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auf Basis von Kosten-Nutzen-Analysen, eine Mindestdauer zwischen 15 min. und 30 min. für die Erbringung von Primärregelung durch speicherbegrenzte Technische Einheiten festlegen müssen. Eine zukünftige Entwicklung seitens APG in Richtung einer Abmilderung des derzeit gültigen 30-Minuten-Kriteriums bleibt abzuwarten.

APG schreibt in ihren aktuellen Präqualifizierungsbedingungen von 2014 [9] derzeit diverse Rahmenbedingungen für speicherbegrenzte technische Einheiten für Primärregelreserve auf Basis der damaligen Entwurfsversion des NC LFCR vor. Die Vorgaben decken sich mit der oben genannten Leitlinie, insbesondere in Artikel 18 in der Klassifizierung von Netzzuständen. Die Festlegung des 30-Minuten-Kriteriums deckt sich ebenfalls mit der oben genannten Leitlinie, legt aber die konservativste Auslegung fest. Die derzeitigen Mindestanforderungen für speicherbegrenzte technische Einheiten in diesen Präqualifizierungsbedingungen sind durch zwei Anforderungen definiert:

- Im „Normal State“ ist eine kontinuierliche Primärregelungserbringung zu gewährleisten. Die Frequenz befindet sich im Normal State, wenn sie innerhalb des Bands (49,95 ... 50,05) Hz liegt.
- Wird der „Alert State“ erreicht, ist, bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz, eine Vollaktivierung von Primärregelreserve zumindest für 30 min. zu liefern. Für Frequenzabweichungen kleiner 200 mHz (d.h. keine Vollaktivierung), ist die Aktivierung entsprechend länger zu erbringen. Die Frequenz erreicht den Alert State, wenn eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist.
 - $|\Delta f| > 100$ mHz für mindestens 5 Minuten
 - $|\Delta f| > 50$ mHz für mindestens 15 Minuten

Die Abbildung 2 zeigt dazu den Übergang in den Alert State in Abhängigkeit der Frequenzabweichung und Zeitdauer.

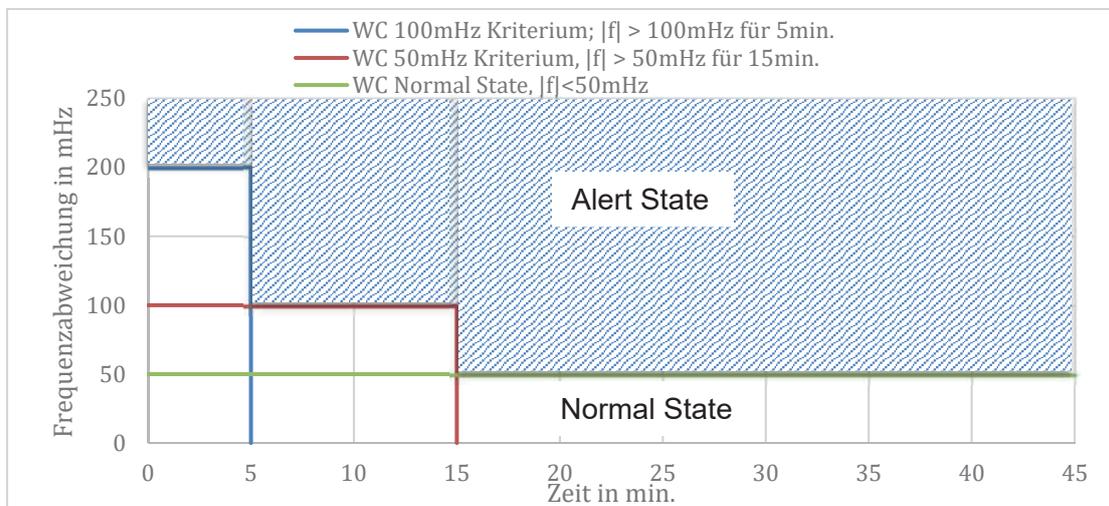


Abbildung 2: Übergang zwischen Normal- und Alert State auf Basis der Worst Case – Fälle (WC)

Das Batteriespeichersystem muss daher so ausgelegt sein, dass im operativen Betrieb bei einem Übergang in den Alert State eine Vollaktivierung der Primärregelreserve für 0,5 h möglich ist. Diese Anforderung resultiert in einem zulässigen Arbeitsbereich, in welchem sich der Ladezustand der Batterie befinden muss. Um überhaupt einen Arbeitsbereich für die Erbringung von Primärregelleistung im Normal State zu erhalten, ist eine Auslegung der Batterie durchzuführen welche die Bedingung $E/P_{PRL} > 1$ h erfüllt, wobei E die gesamte Speicherkapazität und P_{PRL} die angebotene Primärregelleistung bedeutet. Bei Auslegungen, welche diese Bedingungen nicht erfüllen, ist kein Arbeitsbereich vorhanden. Der Übergang in den Alert State erfolgt bei einer mittleren Frequenzabweichung von größer ± 50 mHz über eine Zeitdauer von 15 min. Dies entspricht dem Abruf einer mittleren Primärregelleistung von $1/4 \cdot P_{PRL}$. Bezüglich der Auslegung der Mindestleistung wird deshalb in den Präqualifizierungsbedingungen eine Überdimensionierung mit $1,25 \cdot P_{PRL}$ festgeschrieben, um somit durch eine stationäre Arbeitspunktverschiebung die kontinuierliche Primärregelabgabe theoretisch kompensieren zu können. Da eine gewisse Zeit zur Durchführung dieser Arbeitspunktverschiebung nötig ist, ergibt sich eine Verschärfung des genannten Kriteriums $E/P_{PRL} > 1$ h zur Auslegung der Speicherkapazität. Bei Annahme eines Zeitverzugs zur Durchführung der Arbeitspunktverschiebung von 15 min. ergibt sich das Kriterium $E/P_{PRL} > 1,125$ h; für eine Arbeitspunktverschiebung von 30 min. erhält man ein Kriterium von $E/P_{PRL} > 1,25$ h, wenn angenommen wird, dass während des Zeitverzugs eine mittlere

Frequenzabweichung von 50 mHz vorliegt. Die Abbildung 2 zeigt zwar, dass schlimmstenfalls größere Frequenzabweichungen während dieses Zeitverzugs auftreten können, z.B. eine sich stetig wiederholende Abfolge von 200 mHz - Frequenzabweichung für 5 Minuten mit anschließenden 100 mHz - Frequenzabweichung für 10 Minuten, diese werden jedoch als unwahrscheinlich angenommen. Mittlere Frequenzabweichungen um die 50 mHz treten jedoch sehr wohl über längere Zeiträume auf und lassen sich in historischen Frequenzgängen nachweisen. Im Normal State hat eine geeignete Nachladestrategie dafür zu sorgen, dass der Arbeitsbereich eingehalten wird.

Nachladung

Für die nötige Nachladestrategie bestehen folgende Möglichkeiten:

- (a) bilanzgruppeninterne Nachladung
- (b) bilanzgruppenübergreifende Nachladung

Die Variante (a) erlaubt eine Nachladung, die an keine zeitlichen Vorgaben hinsichtlich Startzeitpunkt und Zeitdauer gebunden ist und innerhalb der Bilanzgruppe durch andere Kraftwerke ausgeglichen wird. Durch die Variante (b) ist der Batteriespeicher selbst Akteur am Strommarkt und hat deshalb die Vorgaben von Fahrplänen einzuhalten [10]. Diese sind gebunden an eine 15-minütige kontinuierliche Leistungserbringung, und deren Anmeldung ist vom Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten an den Bilanzgruppenkoordinator (BKO) zu übermitteln und zu jeder Viertelstunde möglich. Im schlimmsten Fall findet aufgrund der diskretisierten Auslösezeitpunkte also beim ungünstigsten Zeitpunkt der Anmeldung eines Fahrplans die Auslösung nach knapp 30 min. statt. Während der Zeit zwischen Anmeldung und Auslösung eines Fahrplans muss der Batteriespeicher weiter Primärregelleistung erbringen können. Wie oben im Unterpunkt Regulatorische Vorgaben beschrieben, wird als schlimmster Fall in der Zeit zwischen Anmeldung und Auslösung (t_{vor}) eines Fahrplans, eine mittlere Frequenzabweichung von ± 50 mHz angenommen, wobei damit der Normal State vorliegt. Das heißt, die vorzuhaltende Energie entspricht $E = t_{vor} \cdot 0.25 \cdot P_{PRL}$, wobei P_{PRL} eine Vollaktivierung der Primärregelreserve bedeutet. Abbildung 3 zeigt den Arbeitsbereich, in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der angebotenen Primärregelleistung, der sich durch das 30-Minuten-Kriterium ergibt. Aufgrund der vorzuhaltenden Energie für die Zeit t_{vor} zeigt die Abbildung 2 außerdem einen „Entscheidungsbereich“, der durch obige Gleichung definiert ist und der den Arbeitsbereich des Batteriespeichers weiter einschränkt. Überschreitet der SoC die Grenzen dieses Entscheidungsbereichs, muss ein Operator die bilanzgruppenübergreifende Nachladung in die Wege leiten. Dieser Vorgang schließt den Handel und die anschließende Anmeldung des geänderten Fahrplans vom BGV an den BKO mit ein. Die Gesamtdauer für diesen Vorgang bis zur Auslösung des entsprechenden Fahrplans entspricht der Zeit t_{vor} . Unabhängig von der Zeitdauer die der Handel benötigt, ist rein aus regulatorischer Sicht eine Mindestdauer von $t_{vor} = 30$ Minuten für die Auslegung des Entscheidungsbereichs heranzuziehen. Wie im Unterpunkt Regulatorische Vorgaben beschrieben bedeutet dies, dass das Kriterium $E/P_{PRL} > 1,25$ h bei der Speicherauslegung berücksichtigt werden muss.

Im Falle einer zukünftigen Reduktion der Mindestdauer zur Erbringung von Primärregelung seitens APG würde sich eine entsprechende Aufweitung des Arbeitsbereichs ergeben. Gleichmaßen kommt es zu einer Aufweitung, wenn der Batteriespeicher nicht als Stand-

Alone-Einheit betrieben wird, sondern im Pooling mit anderen, speicherunbegrenzten Technischen Einheiten.

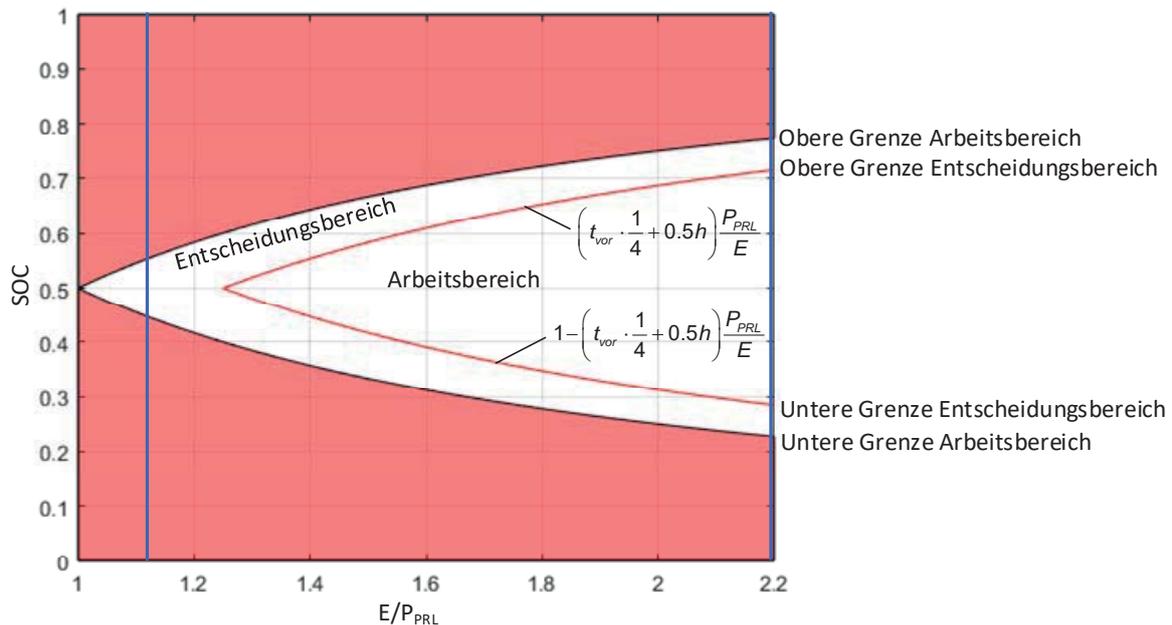


Abbildung 3: Darstellung des verbleibenden Arbeitsbereichs bei der Erbringung von Primärregelung in Abhängigkeit des E/P-Verhältnisses. Der Entscheidungsbereich ist mit einer Zeit $t_{vor} = 30$ min. angegeben. In blau gekennzeichnet sind Primärregelleistungen von 1 MW und 2 MW für eine Speicherkapazität von 2,5 MWh.

Die beiden oben genannten Varianten zur Nachladung wurden im Projekt implementiert. Der Operator erhält beim Überschreiten des Entscheidungsbereichs eine Benachrichtigung und kann anschließend innerhalb des Entscheidungsbereichs eine Auswahl zwischen den beiden Varianten treffen, indem er manuell die Funktion SoC-Regelung aktiviert oder einer automatisierten Fahrplannachladung durch die Funktion „Fahrplan“ zustimmt.

Enhanced Frequency Response

Die Schnelligkeit des Batteriespeichers mit etwa 4 MW/s lässt eine Übererfüllung der Rampenanforderung bei Erbringung von Primärregelung zu. Die Anforderung an Primärregelenergieanbieter, nach der bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz 50 % Leistung nach 15 s und 100 % Leistung nach 30 s erbracht werden müssen, kann daher deutlich übererfüllt werden. Der entsprechende Leistungsgradient kann dem Batteriespeicher variabel vorgegeben werden. Dadurch wird das Anbieten von Enhanced Frequency Response möglich.

Effizienzsteigerung

Die vier baugleichen Umrichter sind zweistufig aufgebaut. Dem Active Front End Inverter (AFEI) ist ein Buck-Boost-Converter vorgeschaltet, um die Netzspannung von der Batteriespannung zu entkoppeln. DC-seitig arbeiten die Umrichter mit einer Spannung von (550 ... 850) V und netzseitig mit einer Nennspannung von 3~ 550 V. Die im AFEI enthaltenen IGBT's und der Buck-Boost Converter werden durch aktive Belüftung gekühlt und führen zu Standby-Verlusten. Die IGBT's selbst besitzen arbeitspunktabhängige Verluste. Um die Verluste so gering wie möglich zu halten und damit den Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu steigern, wurde für die Funktion Primärregelung eine Methode implementiert, um das aus vier

Umrichtern bestehende Gesamtsystem verlustoptimal betreiben zu können. Dazu werden für geringe Wirkleistungen nur jene AFEI's der Umrichter aktiviert, welche auch tatsächlich Leistung führen müssen. Die Zuschaltung weiterer AFEI's findet derart statt, dass sich jeweils ein optimaler Gesamtwirkungsgrad ergibt. Die Effizienzsteigerung geht mit einer Reduktion der Dynamik des Gesamtsystems einher, da die Reaktivierung von AFEI's im Standby einige Sekunden benötigt. Die Mindestanforderungen zur Erbringung von Primärregelleistung mit 50 % Leistung nach 15 s und 100 % Leistung nach 30 s können trotzdem eingehalten werden. Eine Effizienzsteigerung ist in dieser Form für schnelle Regelleistungsprodukte, wie sie durch die Funktionen EFR und VSM angeboten werden, nicht möglich. Die implementierte Methode zur Effizienzsteigerung führt unweigerlich zu einer Unsymmetrie in den Einzel-Ladezuständen der Batteriegruppen. Es wurde deshalb ein Band festgelegt, welches die maximale Spreizung der SoC's zwischen den einzelnen Teilsystemen definiert. Bei Überschreitung dieses Bands werden sämtliche AFEI's reaktiviert und ein SoC-Ausgleich gestartet. Dabei werden Leistungsanforderungen durch sämtliche Wirkleistungsfunktion so auf die Batteriegruppen aufgeteilt, dass die entstandene Unsymmetrie der einzelnen Ladezustände reduziert wird. Abbildung 4 zeigt dazu die Funktionsweise der Methode bei einem angenommenen SoC-Band zur Effizienzsteigerung von 45 %-SoC bei Vorgabe einer entsprechenden Leistungsanforderung. Zu Beginn werden bei steigender Leistungsanforderung schrittweise die AFEI's der Umrichter aktiviert, was zu einer Unsymmetrie in den Einzel-Ladezuständen führt. Bei Überschreitung des SoC-Bands findet - nach Angleichung der SoC's je Speichereinheit durch entsprechende Aufteilung der angeforderten Leistung - ein aktiver Leistungsausgleich zwischen den Speichereinheiten statt. Nach der anschließenden negativen Leistungsanforderung werden die Batteriegruppen mit angeglichenem SoC wieder geladen, bis bei Unterschreitung einer Gesamtmindestleistung die Effizienzsteigerung wieder aktiviert wird.

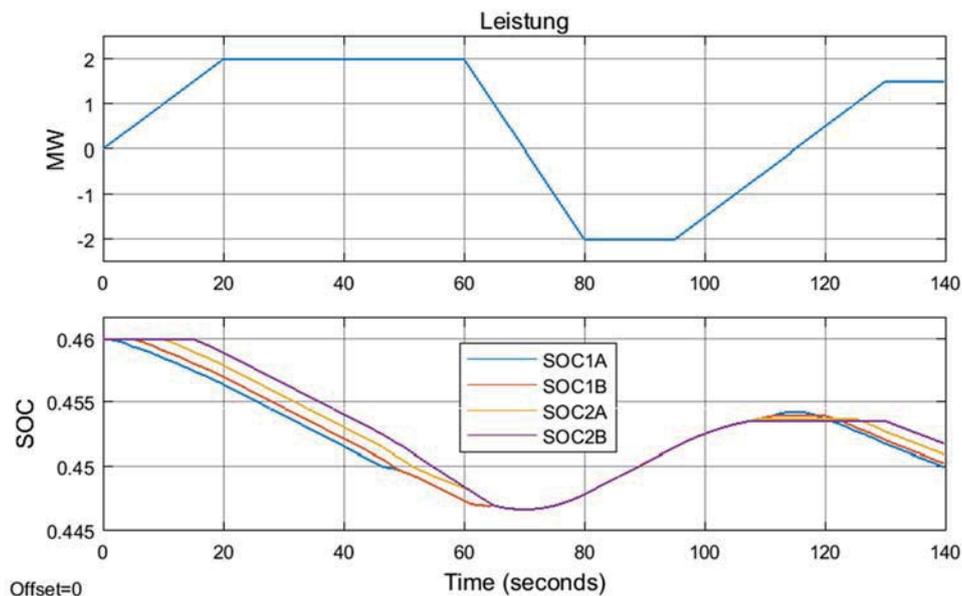


Abbildung 4: Funktionsweise der Methode zur Effizienzsteigerung

3.1.3 Virtuelle Schwungmasse

Im klassischen Energieversorgungssystem haben rotierende Generatoren große Schwungmassen und wirken nach einer Frequenzschwankung im ersten Moment

frequenzstabilisierend auf das System. Da aufgrund vermehrter dezentraler Erzeugung mit Netzanbindung auf Basis von Leistungselektronik zukünftig die Verfügbarkeit dieser Schwungmassen reduziert sein wird, sind alternative Wege nötig, um diese Momentanreserve zu bilden. Der bereits genannte Leistungsgradient von 4 MW/s erlaubt es, eine „virtuelle Schwungmasse“ abzubilden und kann somit einen wertvollen Beitrag zu einem zukünftig stabilen Netzbetrieb beitragen. Der Begriff Momentanreserve ist derzeit noch nicht ausreichend definiert, da, je nach Auslegung dieses Begriffs, auch die schnelle Bereitstellung von Primärregelleistung (bzw. EFR) durch technische Einheiten als Momentanreserve betrachtet werden kann [11]. Deshalb wird das Anbieten von VSM hier als eine vom Netzfrequenzgradienten abhängige Abgabe von Leistung definiert. Obwohl in den meisten Regelzonen noch kein Markt vorhanden ist um Momentanreserve bereitzustellen, gibt es bereits Ansätze für Marktmodelle [4]. Das Verhalten einer VSM wurde als Funktion im Batteriespeicher implementiert.

3.1.4 Blindleistungsvorgabe

Gemäß TOR D4 [12] sind Energiespeicher in ihrer Wirkung auf das Verteilernetz grundsätzlich wie Erzeugungsanlagen zu werten. In Bezug auf die Blindleistung beinhalten die Vorgaben laut TOR D4 die Abdeckung eines Blindleistungsbereichs von $\cos\varphi = 0,9$ untererregt bis $0,9$ übererregt, um einen Beitrag zur statischen Spannungshaltung leisten zu können. Zudem besteht die Notwendigkeit zur dynamischen Netzstützung im Fehlerfall, was neben der grundsätzlichen Fault Ride Through-Fähigkeit (FRT) im Fehlerfall auch die Blindstromeinspeisung erfordert. Um diese Vorgaben erfüllen zu können, ist der Batteriespeicher in der Lage, seine Nennleistung von 2,5 MVA zirkular abzugeben. Um die Vorgaben zur statischen Spannungshaltung erfüllen zu können, wurden folgende Funktionen implementiert:

- Regelung der Blindleistung anhand einer Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie ... $\cos\varphi(P)$ -Regelung
- Regelung der Blindleistung des Verschiebungsfaktors ... $\cos\varphi(Q)$ -Regelung
- Regelung der Blindleistung anhand einer Blindleistungs-/Spannungskennlinie ... $Q(U)$ -Regelung
- Regelung der Blindleistung durch direkte Blindleistungsvorgabe ... Q -Regelung

Die Vorgaben der dynamischen Netzstützung wurden unter Berücksichtigung der geforderten Fehlerzeiten implementiert. Dabei bleibt der Batteriespeicher für Spannungseinbrüche von bis zu 30 % der Versorgungsspannung für 700 ms und für Spannungseinbrüche unter 30 % für 150 ms am Netz. Während dieser Fehlerzeiten wird ein Blindstrom gemäß TC2007 [13] mit einer Blindstromeinspeisung nach $\Delta I_B = k \cdot I_N \cdot \Delta U_{LLmaxKS} / U_{LLVorfehler}$ geliefert.

Grundsätzlich gilt laut TOR D4, dass die Blindleistungsanforderungen Vorrang gegenüber der Wirkleistungseinspeisung haben. Die TOR D4 berücksichtigt aber nicht explizit Energiespeicher, welche am Regelenergiemarkt teilnehmen. Die Vorgaben zur statischen Spannungshaltung beruhen auf den Anforderungen der EN 50160 [14] zur Einhaltung von Spannungsqualitätskriterien, wie z.B. die Einhaltung der gemessenen Effektivwerte der Spannung von ± 10 % der Nennspannung. Diese Spannungsqualitätsanforderungen müssen auf Basis von 10-min.-Mittelwerten eingehalten werden. Da Regelleistungsabrufe in sehr viel kürzeren Zeiträumen stattfinden und zudem im Falle eines kritischen Netzzustands jedenfalls

der Beitrag zur Netzfrequenzregelung Vorrang gegenüber der Spannungshaltung haben sollte, wird angenommen, dass im Falle einer Teilnahme am Regelenergiemarkt die Vorgaben laut TOR in der Form nicht eingehalten werden müssen. Die Anforderungen, dass Blindleistung Vorrang gegenüber Wirkleistung hat, sollte deshalb bei gleichzeitiger Aktivierung von Funktionen, welche die Netzfrequenz regeln (PRL, EFR, VSM), keine Gültigkeit haben. Im Falle einer reinen Wirkleistungsvorgabe (z.B. im Rahmen von Peak-shaving) sind die Vorgaben aber jedenfalls einzuhalten.

3.1.5 Schwarzstart und Inselbetrieb

Der Batteriespeicher wurde so ausgelegt, dass ein Schwarzstart der Gesamtanlage innerhalb von 30 s möglich ist. Deshalb sind Leittechnik und Steuerung des Batteriespeichers durch zwei separate USV-Anlagen versorgt. Ein Schwarzstart umfasst dabei die geordnete und automatische Ausführung von Schaltsequenzen der Leistungsschalter und Trenner zum Anschlusspunkt des Batteriespeichers, sowie der entsprechenden Startbefehle über die Leittechnik, um am Netzanschluss einen Zustand herzustellen bei dem der Batteriespeicher in der Lage ist, sowohl Spannung als auch Frequenz dem Inselnetz vorgeben zu können. Nach Ausführung eines Schwarzstarts ist der Batteriespeicher in der Lage, ein Inselnetz mit Lasten und Erzeugern zu bilden.

3.2 Labor- und Feldtests

Derzeit findet die Endphase der Inbetriebnahme des Batteriespeichers statt und der Beginn der Feldtests steht kurz bevor. Parallel zur Inbetriebnahme laufen bereits seit Projektbeginn Controller Hardware In The Loop Tests (C-HIL), für welche zur realen Anlage baugleiche Elektronik der Umrichter-Steuerungseinheiten zur Verfügung steht und deren Ergebnisse in die Planung der Feldtests miteinfließen. Zum Beispiel wurden die geforderten Spezifikationen der Umrichter hinsichtlich deren FRT-Fähigkeiten, Leistungsvermögen im PQ-Diagramm und Wirkungsgrad im Labor getestet. Die Inbetriebnahme wird, nach der erforderlichen Feinabstimmung des Gesamtsystems seitens des Herstellers, durch einen Probebetrieb abgeschlossen und damit den ersten Teil der Feldtests einleiten. Während des Probebetriebs wird die Einhaltung der geforderten Beschaffenheitsmerkmale des Batteriespeichers, sowie den Umrichtern und Transformatoren geprüft. Dies umfasst auch den fehlerfreien Betrieb der Gesamtanlage bei Aktivierung der einzelnen hier vorgestellten Funktionen, bzw. deren gleichzeitiger Aktivierung.

Nach abgeschlossenem Probebetrieb startet die erweiterte Feldversuchsphase am Gesamtsystem des Batteriespeichers. Es wurden verschiedene Feldtests definiert, die während dieser Forschungsphase über eine gewisse Zeitdauer durchgeführt werden. Diese Feldtests umfassen unter anderem Kurzschlussversuche im übergeordneten 30-kV- und 110-kV-Netz der NNÖ, Inselbetriebsversuche sowie Feldtests zur Untersuchung eines multimodalen Betriebs des Batteriespeichers.

Im Zuge der Kurzschlussversuche werden an verschiedenen Knotenpunkten im übergeordneten 30-kV- und 110-kV-Netz dreipolige und zweipolige Kurzschlüsse sowie Erdschlüsse eingelegt. Während dieser Fehler wird das Verhalten des Batteriespeichers im realen Netzbetrieb messtechnisch untersucht. Dabei wird einerseits die grundsätzliche FRT-Fähigkeit beobachtet als auch für definierte Arbeitspunkte des Batteriespeichers (Teillast,

Leerlauf) die tatsächliche Blindstromeinspeisung während des fehlerbedingten Spannungseinbruchs im Netz gemessen.

Bei den Inselbetriebsversuchen werden der Batteriespeicher und ein Teil des umliegenden Mittelspannungsnetzes, welches einen Windpark mit zwölf Windenergieanlagen umfasst, vom übergeordneten Netz getrennt. Über einen Schwarzstart wird ein Inselnetz gebildet, dessen Spannung und Frequenz vom Batteriespeicher geregelt wird. Im Anschluss wird eines der Windräder zu dem Inselnetz synchronisiert und das Regelverhalten des Batteriespeichers untersucht.

Im Zuge der Tests zum multimodalen Betrieb des Batteriespeichers werden verschiedene Kombinationen gleichzeitiger Aktivierung der vorgestellten Funktionen betrachtet. Eine der möglichen Kombinationen umfasst dabei die Erbringung von Primärregelung unter Einhaltung von regulatorischen Vorgaben, während der übrige SoC-Arbeitsbereich für Arbitragegeschäfte am Energiemarkt und die aktuelle Restleistung zum Anbieten von virtueller Schwungmasse und Blindleistungskompensation anderer Verbraucher genutzt wird. Dabei gewährleistet eine definierte Priorisierung der aktuellen Leistungsanforderungen der einzelnen Funktionen die Einhaltung der jeweils geforderten regulatorischen Vorgaben.

4 Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag wurde das Projekt BatterieSTABIL vorgestellt, dessen Ziel es ist, den Betrieb eines Batteriespeichers basierend auf Lithium-Ionen-Technologie zur Erbringung diverser Netzdienstleistungen im Einzelnen oder bei gleichzeitiger Erbringung zu untersuchen. Es wurde neben dem aktuellen Stand des Projektfortschritts der Aufbau des realen Batteriespeichers beschrieben, die im Projekt entwickelten und implementierten Funktionalitäten des Batteriespeichers erläutert, Details zur Inbetriebnahme und des kurz bevorstehenden Beginns des Probebetriebs genannt sowie die geplanten Untersuchungen während der Feld-Forschungsphase des Batteriespeichers in Form von Feldtests, vorgestellt.



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt.

5 Literaturverzeichnis

- [1] Statista, „de.statista.com,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>. [Zugriff am 28 01 2018].

- [2] „reneweconomy,“ [Online]. Available: <http://reneweconomy.com.au/tesla-big-battery-outsmarts-lumbering-coal-units-after-loy-yang-trips-70003/#sthash.iN19lieg.uXfs>. [Zugriff am 20.01.2018].
- [3] H. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic und A. Jossen, „Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids,“ *Energies*, 10(12), 2107; doi:10.3390/en10122107, 2017.
- [4] W. Gawlik, A. Lechner und R. Schürhuber, „Inertia Certificates - Bedeutung und Wert von Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb,“ *IEWT Internationale Energiewirtschaftstagung TU Wien*, 2017.
- [5] N. Grid, „www.nationalgrid.com,“ [Online]. Available: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf. [Zugriff am 28.01.2018].
- [6] S. N. Laboratories, „DOE Global Energy Storage Database,“ [Online]. Available: http://energystorageexchange.org/projects/data_visualization. [Zugriff am 20.1.2018].
- [7] ENTSO-E, „Network code on load and frequency control,“ 2013. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf. [Zugriff am 28.01.2018].
- [8] D.-G. f. E. European Commission, „Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Text von Bedeutung für den EWR.)“. 2.08.2017.
- [9] APG, „Erläuterungen für Regelreserven,“ 2015.
- [10] e-Control, „Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 3, Fahrpläne, Version 5.6,“ 2015.
- [11] B. Engel, S. Laudahn und F. Rauscher, „Synthetische Schwungmassen,“ in *12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“*, Berlin, 2017.
- [12] E-Control, Technische und organisatorische Regeln, D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen, 2016.
- [13] VDE, Transmission Code, 2007.
- [14] OVE, ÖNORM EN 50160:2011-03-01: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetze.