

ERKENNTNISSE AUS DEM FORSCHUNGSPROJEKT „BATTERIESTABIL“

Jürgen MARCHGRABER¹, Christian ALÁCS^{1,*}, Georg LETTNER¹, Wolfgang GAWLIK¹, Peter JONKE², Manfred WURM³, Roman LECHNER³, Roman IGELSPACHER⁴, Günter WAILZER⁴, Wolfgang VITOVEC⁴

Kurzfassung:

Aufgrund sinkender Preise für Batteriezellen auf Basis der Li-Ionen Technologie und dem zunehmenden Bedarf an Speicherung von Energie, erzeugt durch volatile, erneuerbare Einspeiser, bzw. dem ebenfalls zunehmenden Bedarf an schneller Regelleistung, werden vermehrt stationäre Batteriespeichersysteme installiert. Im Forschungsprojekt BatterieSTABIL wurde eine Demonstrationsanlage für solch ein Batteriespeichersystem errichtet und untersucht. Diese wurde mit mehreren Funktionen ausgestattet, welche Netzdienstleistungen umsetzen. Diese Funktionen wurden in Simulationen bzw. in Labor- und Feldtests untersucht. Neben der Erprobung eines Inselbetriebs und der Untersuchung des korrekten Verhaltens im Fehlerfall, wurde insbesondere die Erbringung von Primärregelleistung untersucht und eine Umsetzung für die Nachbildung einer Momentanreserve, wie sie in natürlicher Form von Synchronmaschinen erbracht wird, in Form einer „virtuellen Schwungmasse“ erprobt. Im vorliegenden Beitrag werden die in dem Projekt erworbenen Erkenntnisse zusammengefasst.

Keywords: Batteriespeicher, Inbetriebnahme, Labor- und Feldtests, Primärregelung, SoC-Management, virtuelle Schwungmasse

1 Einleitung

Systemdienstleistungen wurden bisher maßgeblich aus fossilen Kraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken und angepasster Nutzung von Betriebsmitteln bereitgestellt. Unter Berücksichtigung des zunehmenden Rückgangs der Kapazitätsanteile konventioneller Kraftwerke spielen Energiespeicher jedoch heute und in Zukunft eine tragende Rolle bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Die laufenden Einnahmen durch die Bereitstellung einzelner Netzdienstleistungen (z.B. Primärregelung) sind unter Umständen jedoch nicht ausreichend, um die Kosten eines Batteriespeichers zu decken und Rentabilität zu erreichen. Deshalb wird die Bereitstellung mehrerer Netzdienstleistungen von Batteriespeichern als ein

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, peter.jonke@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

netztechnisch höchst nutzbringendes und auch wirtschaftlich sinnvolles Konzept angesehen. Ziel des Projekts BatterieSTABIL war es, zu demonstrieren, wie das Potential des Batteriespeichers durch Erbringung mehrerer Systemdienstleistungen zur Systemstabilisierung ausgeschöpft werden kann. In diesem Beitrag werden die Erkenntnisse aus dem Projekt zusammengefasst.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „BatterieSTABIL“ wurde ein Batteriespeicher auf Basis von Li-Ionen-Technologie im Umspannwerk Prottes der Netz Niederösterreich GmbH errichtet und im Betrieb untersucht. Der Batteriespeicher weist einen nutzbaren Energieinhalt von 2,2 MWh, sowie eine Nennleistung von 2,5 MVA auf. In Zusammenarbeit mit dem Hersteller des Batteriespeichers wurde dieser mit Funktionen ausgestattet, welche die Erbringung von Systemdienstleistungen ermöglichen. Diese Funktionen wurden im Rahmen der Inbetriebnahme getestet. Zudem wurden die einzelnen Funktionen des Batteriespeichers, die für die Systemstabilisierung im elektrischen Netz relevant sind, mittels Simulation untersucht, Einsatzkonzepte des Batteriespeichers in Labor- und in Feldtests validiert, der Batteriespeicher im Dauerbetrieb untersucht, sowie Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Netz entwickelt.

2 Inhaltliche Darstellung

Die inhaltliche Darstellung umfasst den Bau und die Installation der Demonstrationsanlage, eine Beschreibung der Funktionen der Demonstrationsanlage und deren Offline-Simulation, eine Zusammenfassung von Labor-, Inbetriebnahme- und Feldtests sowie eine Zusammenfassung des Dauerbetriebs der Demonstrationsanlage.

2.1 Bau und Installation der Demonstrationsanlage

Die Auslegung und Spezifikation der Demonstrationsanlage erfolgte in enger Abstimmung mit den Projektpartnern. Die Bauphase erfolgte in mehreren Schritten. Die Fundamentabnahme erfolgte am 04.04.2017. Mehrere Factory-Acceptance-Tests (FAT) wurden für die Umrichter und Transformatoren vor Ort beim Hersteller des Systems ebenfalls im April 2017 durchgeführt. Der abschließende FAT des Gesamtsystems fand im Juni 2017 statt. Die Lieferung der zugehörigen Batterie-, und Steuerungscontainer erfolgte im September 2017. Die Anlage besteht aus zwei baugleichen, doppelschaligen, selbsttragenden 40-Fuß-Containereinheiten, in welchen die Batterie-Racks und die Umrichter-Einheiten in jeweils getrennten Räumen untergebracht sind. Zwei weitere 20-Fuß-Container ähnlicher Ausführung beinhalten die jeweiligen Steuerungs- und Überwachungssysteme. Zusätzlich wurde für beide Batteriecontainer jeweils eine PV-Anlage mit 21 Solarpaneelen zu je 260 Wp installiert ist. Die Gesamtleistung der PV-Anlage beträgt insgesamt 11 kWp. Aus Brandschutzgründen (Behördenforderung) wurden zwischen den Batteriecontainern und den Steuercontainern Brandschutzwände aus Stahlbeton errichtet. Die Batteriebereiche der Container verfügen über Klimaanlage, die Umrichterbereiche werden über Lüftungsanlagen gekühlt.

Im Sinne der Modularität wurden zwei baugleiche parallele Batteriespeichereinheiten (SE) aufgebaut, die jede für sich auch autark betrieben werden können. Jede Batteriespeichereinheit ist wie folgt aufgebaut: Als Batteriezellen kommen Zellen der Type JH3

des südkoreanischen Herstellers LG Chem zum Einsatz. Die Bemessungskapazität einer Zelle ist 63 Ah, die Bemessungsspannung 3,7 V. Die Zellen werden über das Batteriemanagementsystem ständig spannungs- und temperaturüberwacht. Ein Batteriemodul (BM) setzt sich aus 28 Batteriezellen zu je 2 parallelen Sektionen á 14 in Serie geschalteten Zellen zusammen, welche in einem 19“-Einschubmodul untergebracht sind. 14 Stück 19“-Einschubmodule sind jeweils in einem Rack angeordnet und in Serie verschaltet und bilden einen Strang. 9 Racks sind parallelgeschaltet und bilden eine Speichergruppe. Jede Speichereinheit besteht aus 2 Batteriespeichergruppen, wobei in jeder Batteriespeichergruppe 9 Batteriestränge (BS) untergebracht sind. Jeder Batteriespeichergruppe (BG) ist ein entsprechend dimensionierter, gesteuerter und überwachter Vier-Quadrantensteller mit IGBT-Technologie zugeordnet. Das Speichersystem umfasst also 504 Stück 19“-Einschübe, aufgeteilt auf 36 Stränge mit insgesamt 14.112 Batteriezellen sowie 4 Umrichtereinheiten (Power Conversion System (PCS)). Jeweils 2 Umrichter werden über eine gemeinsame 550 V-AC-Schaltanlage mit einem 32 kV Netztransformator mit einer Leistung von 1.600 kVA verbunden. Das System umfasst 2 Netztransformatoren, die mit dem Umspannwerk Prottes und damit mit dem Netz der Netz Niederösterreich GmbH verbunden sind. Schaltanlage und Transformatoren sind in einer eigenen Beton-Station untergebracht. Jede Speichereinheit ist mit einem autark wirkenden Steuer- und Regelsystem ausgestattet und arbeitet vollautomatisch, entsprechend der vorgegebenen Parameter. Die Steuerung und Überwachung erfolgt von der durchgängig besetzten Netzleitstelle der Netz NÖ GmbH. Eine ständige Beaufsichtigung vor Ort ist nicht notwendig. Für die im Projekt vorgesehenen Feldversuche können der Anlage über eine lokale Bedienstation und auch über einen Remote Desktop Parameter und Funktionen vorgegeben werden. Für das Forschungsprojekt wurde ein eigener 20-Fuß-Büro-Container beschafft, der in unmittelbarer Nähe zum Batteriespeichersystem aufgestellt ist und dem Aufenthalt des Forschungspersonals während des Forschungsbetriebes dient. Abbildung 1 zeigt die betriebsbereite Demonstrationsanlage, deren Installation im September 2017 abgeschlossen wurde. Das zugehörige Einlinienschaltbild ist in Abbildung 2 dargestellt. Details zur Demonstrationsanlage sind in [1] zusammengefasst.

2.2 Spezifikation von Funktionen

Gemeinsam mit dem Hersteller der Demonstrationsanlage wurde intensiv dessen Funktionsumfang erarbeitet. Für die Umsetzung unterschiedlicher Netzdienstleistungen wurden Funktionen definiert, welche sich grundsätzlich in drei Kategorien einteilen lassen: Funktionen zur Arbeitspunktvorgabe, Funktionen zur Leistungs-Frequenzregelung und Funktionen zur Blindleistungsregelung.

Basisfunktionalität

Um mit der Demonstrationsanlage verschiedene Netzdienstleistungen anbieten zu können, ist eine gewisse Basisfunktionalität erforderlich. Diese beinhaltet unter anderem die zentrale Steuerungslogik für die Steuerungssysteme der einzelnen Anlagenteile (Batteriemanagementsystem, Umrichter-Regelung, Heizung/Kühlung/Lüftung, ...), das Benutzerinterface und die Verarbeitung und Archivierung von Messdaten. Diese

Basisfunktionalität erlaubt den grundsätzlichen Betrieb der Anlage und die Aktivierung verschiedener Funktionen, welche zugehörige Netzdienstleistungen umsetzen. Der Betrieb der Anlage unterstützt die beiden Operationsmodi Verbundbetrieb und Inselbetrieb, welche die Steuerungslogik der Anlagenteile entsprechend anpassen.

Funktionen zur Arbeitspunktvorgabe

Zwei Funktionen zur direkten Wirk- und Blindleistungsvorgabe erlauben die Steuerung des Leistungsaustauschs am Anschlusspunkt ohne weitere Berücksichtigung von zeitlichen Abhängigkeiten.

Funktionen zur Leistungs-Frequenzregelung

Kernaufgabe der Demonstrationsanlage ist die Primärregelleistungserbringung, welche in Form einer Funktion entsprechend umgesetzt wurde. Sie berücksichtigt die Vorgaben gemäß [2] und erlaubt zudem die Aktivierung von Freiheitsgraden gemäß [3], welche den Zweck haben, den Umfang des notwendigen SoC-Management zu reduzieren.

Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz ist die Leistungs-Frequenzregelung in drei Stufen untergliedert: in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung, welche sich gegenseitig ablösen. Vorangehend an die Primärregelleistungserbringung findet eine Frequenzstabilisierung infolge der beteiligten rotierenden Massen der verteilten aktiven Synchronmaschinen statt, welche als Schwungmasse, Momentanreserve bzw. Trägheit des Systems bezeichnet wird. Umrichterbasierte Systeme tragen ohne weiteres nicht zu dieser Momentanreserve bei. In Form von sogenannter virtueller Schwungmasse können umrichterbasierte Systeme, durch geeignete Umsetzung der Umrichter-Regelung, jedoch einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Die Demonstrationsanlage wurde mit einer Umsetzung für solch eine virtuelle Schwungmasse ausgestattet.

Funktionen zum SoC-Management

Aufgrund des begrenzten Energieinhalts des Batteriespeichers ist ein kontinuierliches SoC-Management erforderlich. Insbesondere im Zusammenhang mit der Primärregelleistungserbringung wurde ein entsprechendes SoC-Management implementiert.

Funktionen zur Blindleistungsregelung

Neben Funktionen zur Vorgabe von Wirkleistung wurden auch mehrere Verfahren zur Blindleistungsregelung implementiert, welche die Q(U)-Regelung, die $\cos\phi(P)$ -Regelung bzw. die Blindleistungsregelung nach definiertem $\cos(\varphi)$ umfassen.



Abbildung 1: Betriebsbereite Demonstrationsanlage © NNÖ

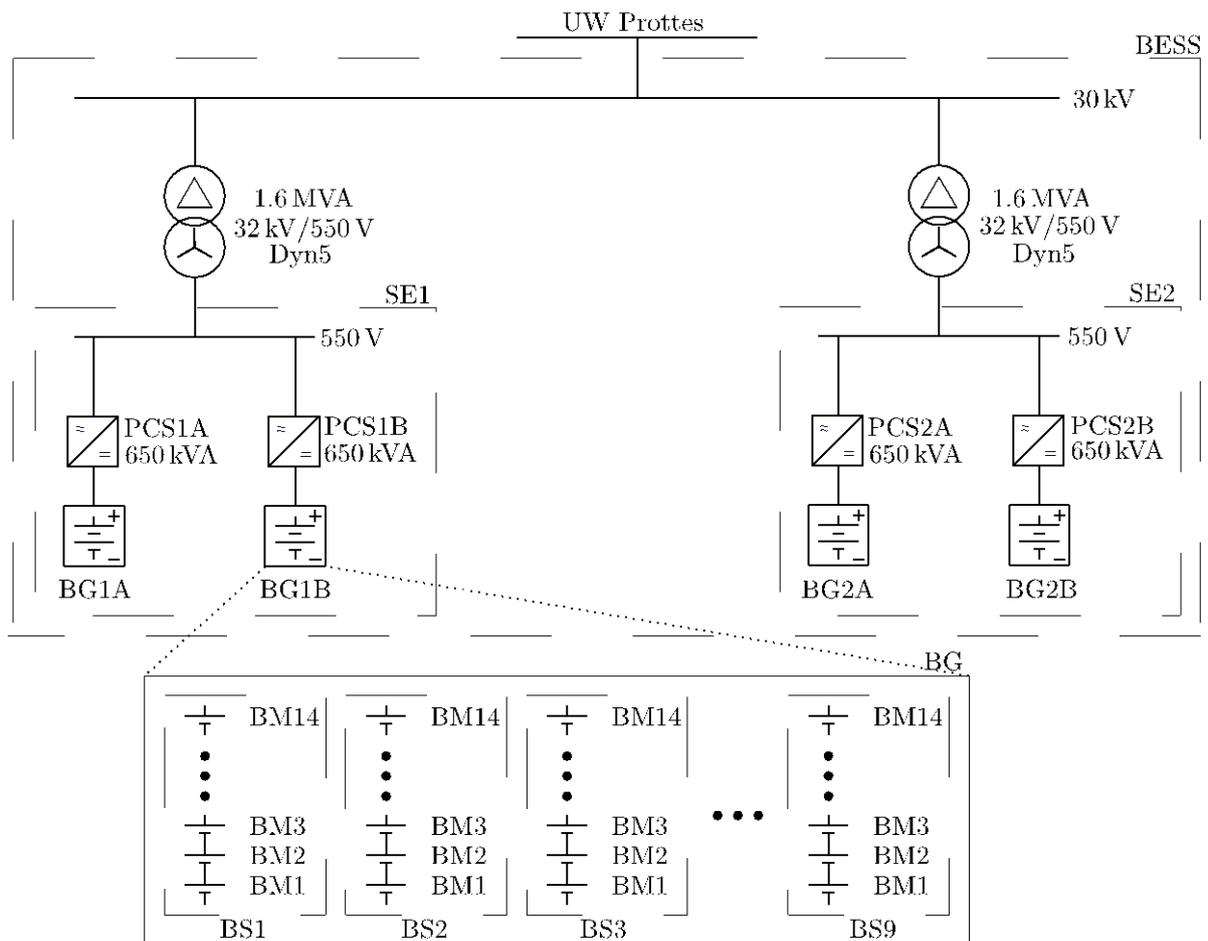


Abbildung 2: Einlinienschnittbild der Demonstrationsanlage

2.3 Offline – Simulationen

Während des Prozesses der Funktionsdefinition der Anlage wurden neben Labortests auch Offline – Simulationen durchgeführt, welche zum Ziel hatten, die spezifizierten Funktionen zu untersuchen. Für ausgewählte Funktionen wird im Folgenden auf die durchgeführten Analysen eingegangen.

Primärregelleistungserbringung

Die regulatorischen Anforderungen für speicherbegrenzte Einheiten zur Teilnahme an dem vorhandenen Markt für Primärregelreserven sind relativ strikt, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund der hohen Investitionskosten oftmals schwierig ist. Insbesondere die Einhaltung eines „30-Minuten-Kriteriums“ bei der Auslegung von speicherbegrenzten Einheiten erhöht die Investitionskosten von, an der Primärregelleistungserbringung beteiligten, Batteriespeichern. Die Diskussion zur Abänderung in ein „15-Minuten-Kriterium“ wird voraussichtlich im Jahr 2020 abgeschlossen werden [4].

Im Zuge von Offline – Simulationen wurde der Betrieb von Batteriespeichern zur Vorhaltung und Erbringung von Primärregelreserven untersucht und dabei ebenfalls das dazu notwendige Lademanagement abgebildet. In [5] sind diese Untersuchungen zusammengefasst. Dafür wurden verschiedene Nachladestrategien gegenübergestellt und der Einfluss verschiedener Auslegungsgrößen von Batteriespeichern auf die Ergebnisse untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass mithilfe geeigneter Umsetzung des Lademanagements die ggf. dafür anfallenden Kosten reduziert werden können.

SoC-Management

Um kontinuierlich Primärregelleistung mit einem Batteriespeicher erbringen zu können, ist ein geeignetes SoC-Management erforderlich. Im Wesentlichen kann der Energieausgleich für das SoC-Management bilanzgruppenintern oder bilanzgruppenübergreifend stattfinden. Während im ersten Fall das SoC-Management keine besonderen Vorgaben zu erfüllen hat, ergeben sich die Vorgaben für den zweiten Fall aus den Marktregeln für den Strommarkt [6]. Relevant für eine Umsetzung eines bilanzgruppenübergreifenden SoC-Managements ist dabei die Einhaltung einer Vorlaufzeit t_{Anm} bei der Anmeldung eines Fahrplans und die diskreten Zeitpunkte zum Ausführen eines Fahrplans auf Basis eines Viertelstunden-Zeitrasters. Je nach Zeitpunkt T_t bei dem das SoC-Management initiiert wird, muss zusätzlich zur Vorlaufzeit eine Zeitverzögerung t_{Disk} im Bereich (0,15) Minuten berücksichtigt werden. Für die Initiierung des SoC-Managements können obere und untere SoC-Grenzen ($SoC_{B,1}$, $SoC_{B,2}$) festgelegt werden, welche im Fall vom bilanzgruppenübergreifenden SoC-Management die entsprechenden Zeiten adäquat berücksichtigen müssen. Abbildung 3 zeigt das Verhalten der beiden Varianten des SoC-Managements im Vergleich. Die beiden Varianten wurden simulationstechnisch untersucht und die entsprechenden Ergebnisse sind in [5] zusammengefasst. Als mittlere Anzahl von nötigen Eingriffen des SoC-Managements fasst Tabelle 1 Richtwerte für unterschiedliche E/P-Verhältnisse zusammen.

Tabelle 1: Mittlere Anzahl an Eingriffen des SoC-Managements

E/P	1,5 h		2 h		2,6 h	
	laden	entladen	laden	entladen	laden	entladen
bilanzgruppenintern	1,2/Tag	0,5/Tag	0,5/Tag	0,2/Tag	0,3/Tag	0,03/Tag
bilanzgruppenübergreifend	1,9/Tag	1,4/Tag	0,5/Tag	0,3/Tag	0,2/Tag	0,03/Tag

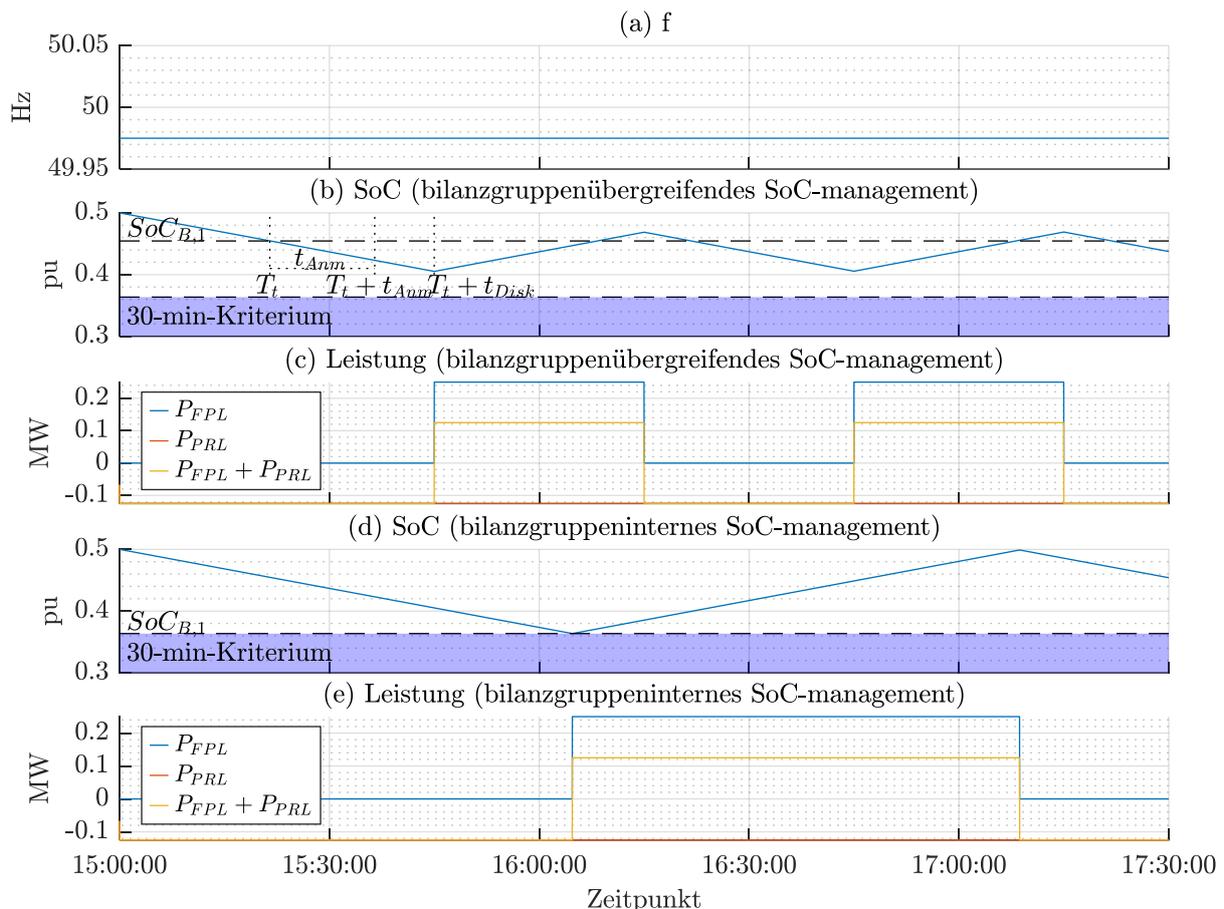


Abbildung 3: Vergleich der Verfahren für das SoC-Management

Freiheitsgrade und Verlustminimierung bei der Erbringung von Primärregelleistung

Eine Reduktion des SoC-Managements kann durch die Anwendung von sogenannten Freiheitsgraden bei der Erbringung von Primärregelleistung erreicht werden. Diese basieren darauf die stationäre und zeitliche Kennlinie der Primärregelleistungserbringung ggf. übererfüllen zu können. Sie sind nach [3] demnach so definiert, dass ausschließlich eine systemdienliche Anwendung stattfinden darf. Am Beispiel der Leistungs-Frequenz-Statik bedeutet systemdienlich, dass im Falle einer Überfrequenz keine frequenzabhängige Leistungseinspeisung und im Falle einer Unterfrequenz kein frequenzabhängiger Leistungsbezug stattfinden darf.

Der modulare Aufbau eines Batteriespeichersystems erfordert den Einsatz von mehreren Subeinheiten von Umrichtern und Batterien. Wie in Abbildung 2 gezeigt, ist dies auch für die Demonstrationsanlage der Fall. Für jede Subeinheit entsteht während des Betriebs ein Energieaufwand für die entsprechende Heizung/Kühlung und Lüftung bzw. für anderweitige Hilfssysteme. Eine technische Einheit, welche Primärregelleistung mit einem bestimmten Leistungswert anbietet, arbeitet zumeist im Teillastbereich bezogen auf diesen Leistungswert. Bezugnehmend auf die Subeinheiten eines Batteriespeichersystems kann diese Teillast von einer Teilmenge der Subeinheiten abgedeckt werden. Für die im Teillastbereich nicht benötigten Subeinheiten besteht demnach ein Einsparungspotential für den zugehörigen Energieaufwand von Hilfssystemen, was insgesamt einer Verlustminimierung entspricht.

Sowohl für die Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung als auch für die Verlustminimierung wurden Verfahren entworfen, deren Anwendung in der

Demonstrationsanlage simulationstechnisch untersucht wurde. In [7] sind die entsprechenden Verfahren, die durchgeführten Simulationen und deren Ergebnisse zusammengefasst. Es zeigt sich, dass durch Anwendung der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung das SoC-Management bis zu 28 % reduziert werden kann und durch Anwendung der Verlustminimierung die Verluste um bis zu 60 % reduziert werden können.

Virtuelle Schwungmasse

Die Funktion virtuelle Schwungmasse ist maßgeblich von der Güte der Frequenzmessung abhängig. Zu diesem Zweck wurde der Einfluss der Frequenzmessung in [8] simulationstechnisch eingehend untersucht. Oftmals wird zur Frequenzmessung eine Phase Locked Loop (PLL) eingesetzt, deren Ausgangssignal einer Filterung unterzogen wird um Oberschwingungen und Unsymmetrien der Eingangssignale zu filtern. Dadurch entsteht ein Zeitverzug, welcher in einer Regelschleife der virtuellen Schwungmasse Stabilitätsprobleme verursachen kann, insbesondere bei hohen Werten der Verstärkung. Im Rahmen einer Kleinsignalstabilitätsanalyse wurde deshalb in [8] der Einfluss verschiedener Frequenzmessverfahren und der zugehörigen Filterung auf eine Umsetzung einer virtuellen Schwungmasse untersucht.

Dynamische Netzstützung

Umrichterbasierte Einspeiser konnten bisher in Kurzschlussberechnungen aufgrund ihrer geringen Anzahl und ihrem verhältnismäßig geringen Kurzschlussbeitrag vernachlässigt werden. In der aktualisierten Norm zur Kurzschlussrechnung IEC 60909-0:2016 [9] wird eine Berücksichtigung dieser Anlagen ab einem Beitrag zum Kurzschlussstrom von 5 % gefordert. Der Kurzschlussbeitrag wird darin als der einer Stromquelle im Mitsystem angenähert. Das Verhalten im Gegensystem wird nicht näher definiert und es wird angemerkt, dass dieses als projektspezifisch festzusetzen ist. Im Hinblick auf die zunehmende Verbreitung umrichterbasierter Einspeiser können gegebenenfalls Untersuchungen notwendig sein, welche eine detaillierte Abbildung des Kurzschlussverhaltens solcher Anlagen erfordern. In Österreich beschreibt die TOR D4 [10] die Anforderungen von umrichterbasierten Einspeisern im Kurzschlussfall. Die beschriebenen Anforderungen sind aber stellenweise unzureichend definiert. In Deutschland werden in der VDE-AR-N-4110:2017-02 [11] die Anforderungen genauer spezifiziert. Es kann angenommen werden, dass Aktualisierungen der TOR D4 [10] diese Spezifikationen aufgreifen werden. Seit 01.08.2019 wurde die TOR D4 [10] durch die TOR Erzeuger [12] ersetzt, in welcher nun auch für Österreich die Forderung zur Blindstromeinspeisung präzisiert wurde. Um eine detaillierte Untersuchung von Fehlerfällen mit Kurzschlussstrom-Beiträgen aus umrichterbasierten Einspeisern zu ermöglichen, wurde ein Modell in der Netzberechnungssoftware DIgSILENT PowerFactory erstellt, welches die Anforderungen gemäß VDE-AR-N-4110:2017-02 [11] hinsichtlich des Kurzschlussverhaltens erfüllt. Anhand des erstellten Modells wurde der Einfluss der Demonstrationsanlage auf die Netzgrößen im Kurzschlussfall untersucht und mit den Ergebnissen eines Feldtests gegenübergestellt.

2.4 Labortests und Echtzeitsimulationen

Die Labortests dienen der Validierung und Weiterentwicklung der Funktionen. Dazu wurde eine Umrichtereinheit der Demonstrationsanlage im SmartEST Labor des AIT untersucht. Das

SmartEST Labor bietet eine Forschungs- und Simulationsinfrastruktur, um die Wechselwirkungen zwischen Komponenten (z.B. Wechselrichter, Speicher oder Elektrofahrzeugen) und Netz unter realitätsnahen Bedingungen zu analysieren. Im Zuge der Labortests wurden insbesondere der Umrichterwirkungsgrad, der Leistungsbereich, die dynamische Netzstützung gemäß [13], sowie die Fähigkeit des Umrichters die einzelnen Funktionen auszuführen, getestet. Die Gesamtsteuerung der Demonstrationsanlage, sowie das Batteriemanagementsystem wurden während der Labortests nicht eingebunden, es wurde lediglich eine Umrichtereinheit untersucht. Sämtliche Funktionen und Eigenschaften der Gesamtanlage wurden deshalb im Rahmen von Controller Hardware-In-the-Loop- (C-HIL) Tests und Feldtests untersucht. Separate Labortests wurden für die Charakterisierung der Batteriezellen durchgeführt. Dabei wurde auf Basis von temperaturabhängigen Impulsmessungen ein Batteriemodell abgeleitet, welches für die C-HIL Tests verwendet wurde.

Die Controller Hardware-In-the-Loop (C-HIL) - Tests, umfassten Tests, welche im Labor bzw. Feld entweder aus betrieblichen oder sicherheitstechnischen Aspekten nicht durchgeführt werden konnten. Dies sind z.B.: Parametervariationen der verschiedenen Funktionen oder Überprüfung der virtuellen Schwungmasse bzw. Bereitstellung der Primärregelleistung im Feld, da diese eine Änderung der Netzfrequenz bedingen. Die getesteten Funktionen der Labortests und der C-HIL-Tests umfassten:

- Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsabgabe
- Verhalten bei Spannungseinbrüchen (LVRT – Tests)
- Bereitstellung von virtueller Schwungmasse
- Bereitstellung von Primärregelleistung
- Inselbetrieb
- Genauigkeit der internen Frequenzmessung

Das für die C-HIL Simulation erstellte Modell besteht aus

- einem Batteriemodell (Echtzeitsystem),
- einem Umrichtermodell bestehend aus Booster und Inverter und
- einem Netzmodell, für welches aus zwei Varianten gewählt werden kann:
 - Netzmodell 1: Modell des SmartEST - Low Voltage ride through (LVRT) Test Einheit inkl. entsprechender Transformatoren,
 - Netzmodell 2: Modell für Feldtests – dabei wurde das Netz an dem das SGBS angeschlossen ist entsprechend modelliert um die Feldtests entsprechend nachbilden zu können.

Für die Steuerung der einzelnen Modelle wurde die idente Hardware der Demonstrationsanlage eingebunden, welche die Hardware zur Steuerung der Umrichter (Umrichtersteuerung), sowie die Hardware zur Steuerung der Gesamtanlage (Local Controller) umfasst. Für das Batteriemanagement System (BMS) wurde ein entsprechendes Python Programm erstellt um dieses zu emulieren. Abbildung 4 zeigt den gesamten C-HIL Aufbau. Dabei sind ebenfalls die SCADA Emulation, welche die Benutzereingaben via Python Programm emuliert, sowie das Messsystem im C-HIL Aufbau (Dewetron 800), dargestellt.

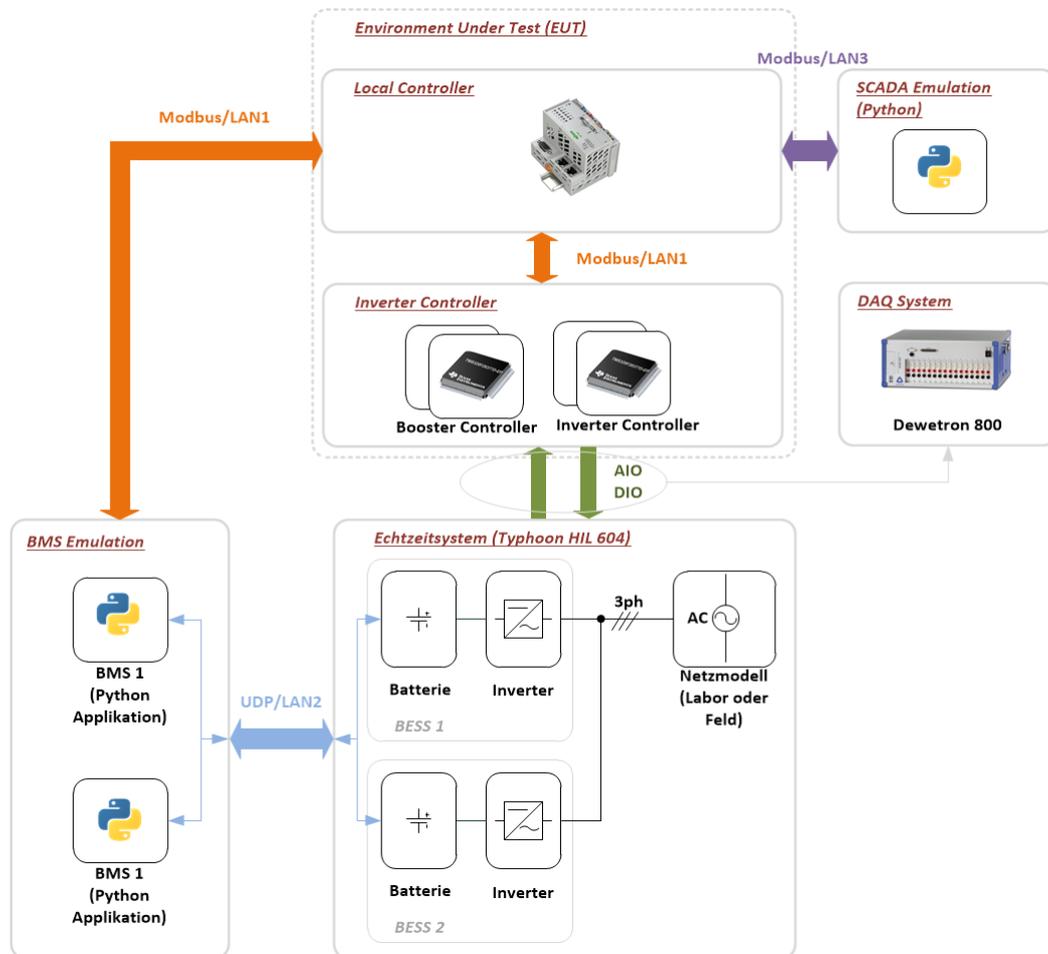


Abbildung 4 C-HIL Aufbau [14]

Eine Zusammenfassung der durchgeführten Analysen und der darin entstandenen Ergebnisse findet sich in [14].

2.5 Inbetriebnahme der Demonstrationsanlage und Feldtests

Die Inbetriebnahme der Demonstrationsanlage durch den Hersteller wurde vom Konsortium begleitet. Dazu wurden Inbetriebnahme - Tests konzipiert, welche dazu in der Lage waren die Funktionstüchtigkeit der Gesamtanlage nachzuweisen aber im Rahmen derer auch insbesondere die einzelnen Funktionen getestet wurden. Zudem wurden ausgewählte Feldtests durchgeführt, welche explizit das Kurzschlussverhalten und den Inselbetrieb der Demonstrationsanlage untersuchten.

Effizienz, Kapazität und Energieinhalt der Demonstrationsanlage

Wesentliche Kennwerte bei der Charakterisierung von Batteriespeichersysteme umfassen unter anderem die Effizienz, die Kapazität und den Energieinhalt. Bedingt durch die verschiedensten Verluste in einem Batteriespeichersystem unterscheidet man bei der Effizienz die Coulombeffizienz, welche die chemischen Verluste (Nebenreaktionen u.ä.) innerhalb der Batteriezellen berücksichtigt, und die Energieeffizienz, welche auch die elektrischen Verluste berücksichtigt. Während die Energieeffizienz abhängig vom Bezugspunkt ist, ist die Coulombeffizienz davon unabhängig. Für die Demonstrationsanlage wurden die drei Kennwerte mittels Durchfahren mehrerer Vollzyklen, also dem vollständigen Laden bzw.

Entladen einer Batterie, bei unterschiedlichen Leistungswerten ermittelt. Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse dieser Messung. Neben dem zeitlichen Verlauf der Leistung (a) und des Ladezustands (b) sind in (c)-(e) die Kapazität, der Energieinhalt und die Effizienz für die einzelnen Zyklen dargestellt. Die Energieeffizienz in (e) wird dabei für zwei unterschiedliche Bezugspunkte dargestellt: AC-seitig am Anschlusspunkt (PCC) der Demonstrationsanlage ($\eta_{E,AC(MV)}$) und DC-seitig ($\eta_{E,DC}$). Zusammenfassend konnte für die Demonstrationsanlage ein (DC-seitig) nutzbarer Energieinhalt von etwa 3 MWh bei Nennleistung nachgewiesen werden. Für eine Betrachtung am Anschlusspunkt müssen zudem 5-6 % Verluste berücksichtigt werden.

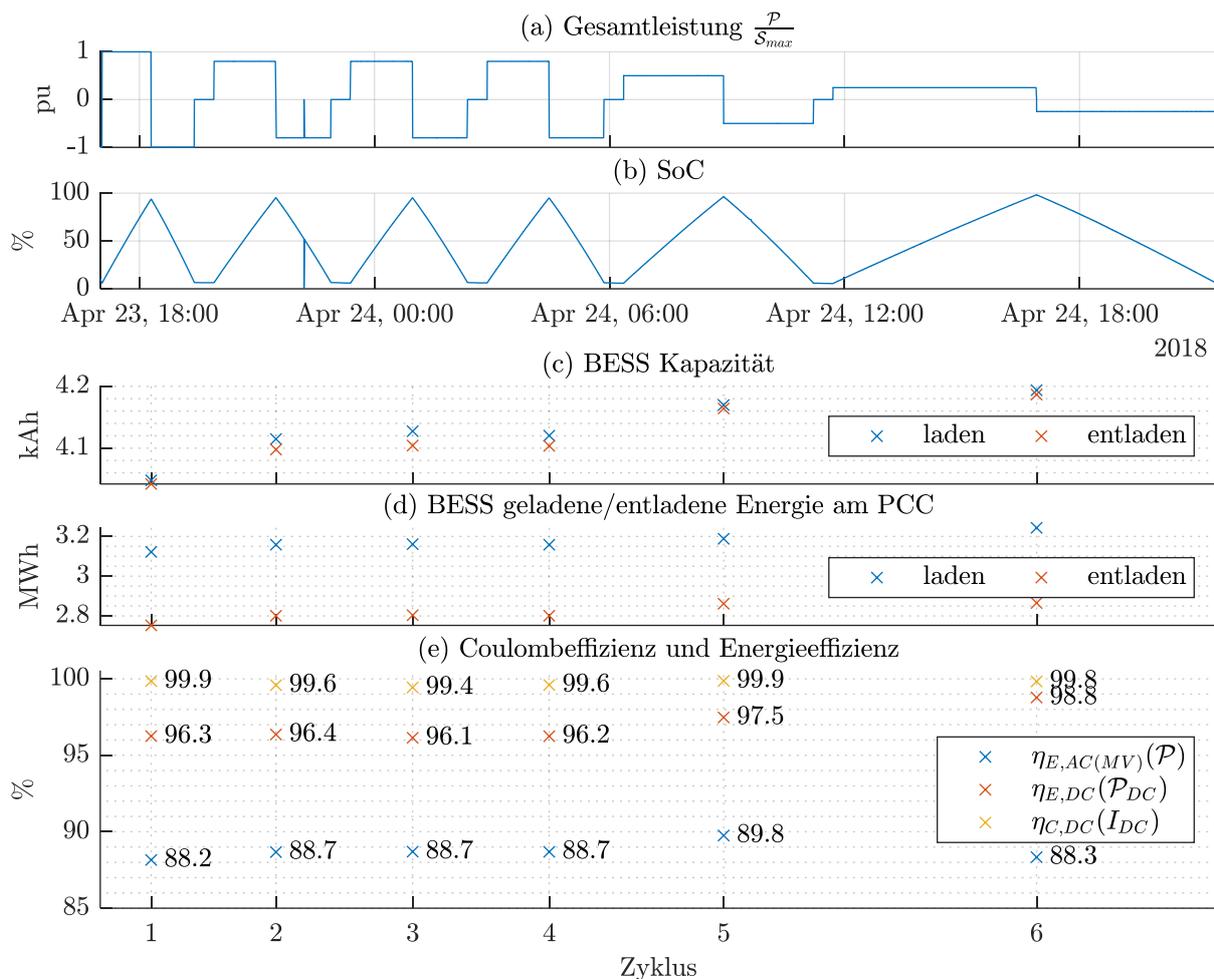


Abbildung 5: Messungen zur Effizienz, der Kapazität und dem Energieinhalt der Demonstrationsanlage. Legende: $\eta_{E,AC(MV)}$...Energieeffizienz am PCC, $\eta_{E,DC}$...Energieeffizienz der Batterie, $\eta_{C,DC}$...Coulombeffizienz.

Primärregelleistungserbringung

In vielen Fällen wird zum Nachweis ob eine Anlage Primärregelreserve in ausreichender Qualität zur Verfügung stellen kann ein „semistandardisierter“ Test durchgeführt, für welchen sich die Bezeichnung „Doppelhöckertest“ durchgesetzt hat. Mit diesem Test können alle wesentlichen Anforderungen für Batteriespeichersysteme in Bezug auf Primärregelung messtechnisch nachgewiesen werden. Diese Anforderungen umfassen

- die Fähigkeit mindestens 15-Minuten lang die zu präqualifizierende Primärregelleistung, positiv wie auch negativ, kontinuierlich, erbringen zu können,

- die energetische Mindestdimensionierung des Speichersystems so, dass positiv wie auch negativ die präqualifizierte Primärregelleistung kontinuierlich erbracht werden kann,
- und eine zeitliche Anforderung, die erfordert, dass die Vollaktivierung der zu präqualifizierenden Primärregelleistung mindestens innerhalb von 30 s erreicht werden kann.

Abbildung 6 zeigt dazu die Messkurve eines solchen Doppelhöckertests an der Demonstrationsanlage mit einer Primärregelleistung von 2 MW.

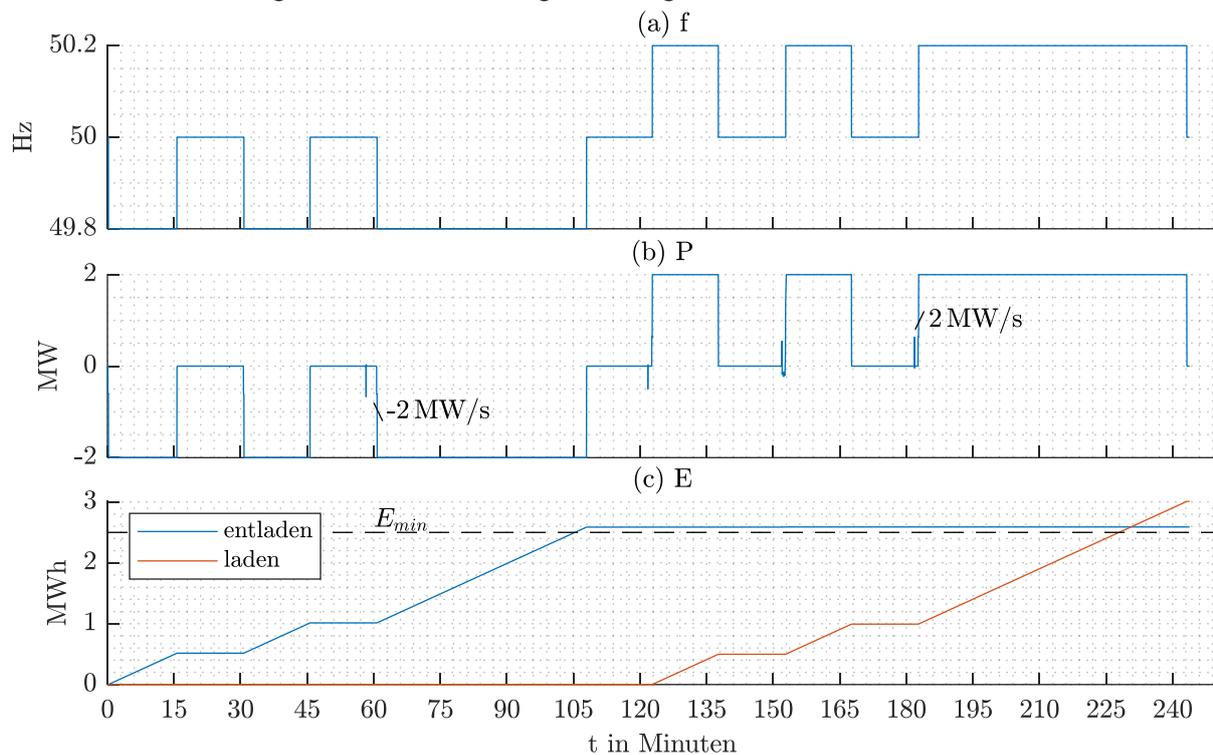


Abbildung 6: Messkurve zum "Doppelhöckertest"

Der damit erforderliche Mindestenergieinhalt des Batteriespeichers ist in dieser Abbildung gekennzeichnet und wird von der Anlage übererfüllt. Zudem zeigt die Abbildung die Prüfung der Leistungsgradienten, welche die Mindestanforderungen von $\pm 2 \text{ MW}/30 \text{ s}$ mit $\pm 2 \text{ MW/s}$ übererfüllen (wegen geringer zeitlicher Auflösung in der Abbildung aber nicht direkt ersichtlich). Mit dem Doppelhöckertest können die Statik, der Leistungsgradient und der Energieinhalt der Anlage geprüft werden. Für eine erfolgreiche Präqualifikation ist zudem ein Nachweis zur Einhaltung des Frequenztotbands von $\pm 10 \text{ mHz}$ erforderlich, welcher im Normalbetrieb der Primärregelleistungserbringung, zu Zeiten während denen Schwankungen der Frequenz um das Totband auftreten, vermessen werden kann.

Virtuelle Schwungmasse

Die virtuelle Schwungmasse an der Demonstrationsanlage wurde durch geeignete Steuerung der Umrichter umgesetzt. Dazu dient die Frequenzmessung einer Phase-Locked-Loop (PLL) mit geeigneter Filterung als Eingangssignal, anhand dessen durch numerische Differentiation ein Frequenzgradient errechnet wird, welcher dann unter Berücksichtigung von parametrierbaren Verstärkungsfaktoren (Anlaufzeitkonstante, Nennleistung) in einen Leistungssollwert für die Umrichter umgesetzt wird. Die Leistung am Anschlusspunkt der

Demonstrationsanlage während des Auftretens von großen Frequenzgradienten entspricht dann weitestgehend der Leistung einer Synchronmaschine, welche idente Kenndaten wie die parametrisierten Werte (Anlaufzeitkonstante, Nennleistung) aufweist. Abweichungen zwischen der virtuellen und der realen Schwungmasse treten dabei aufgrund der Frequenzmessung auf, welche einerseits lediglich eine begrenzte Genauigkeit besitzt und andererseits aufgrund der nötigen Messung und Filterung eine Zeitverzögerung besitzt.

Für die Genauigkeit der Frequenzmessung konnte ein Wert von $\pm 1,25$ mHz festgestellt werden. Der Frequenzgradient im Verbundnetz liegt üblicherweise im Bereich weniger mHz/s, weshalb eine sinnvolle Untersuchung des Zeitverhaltens der virtuellen Schwungmasse lediglich im Labor bei Vorgabe von synthetischen Frequenzverläufen durchgeführt werden konnte.

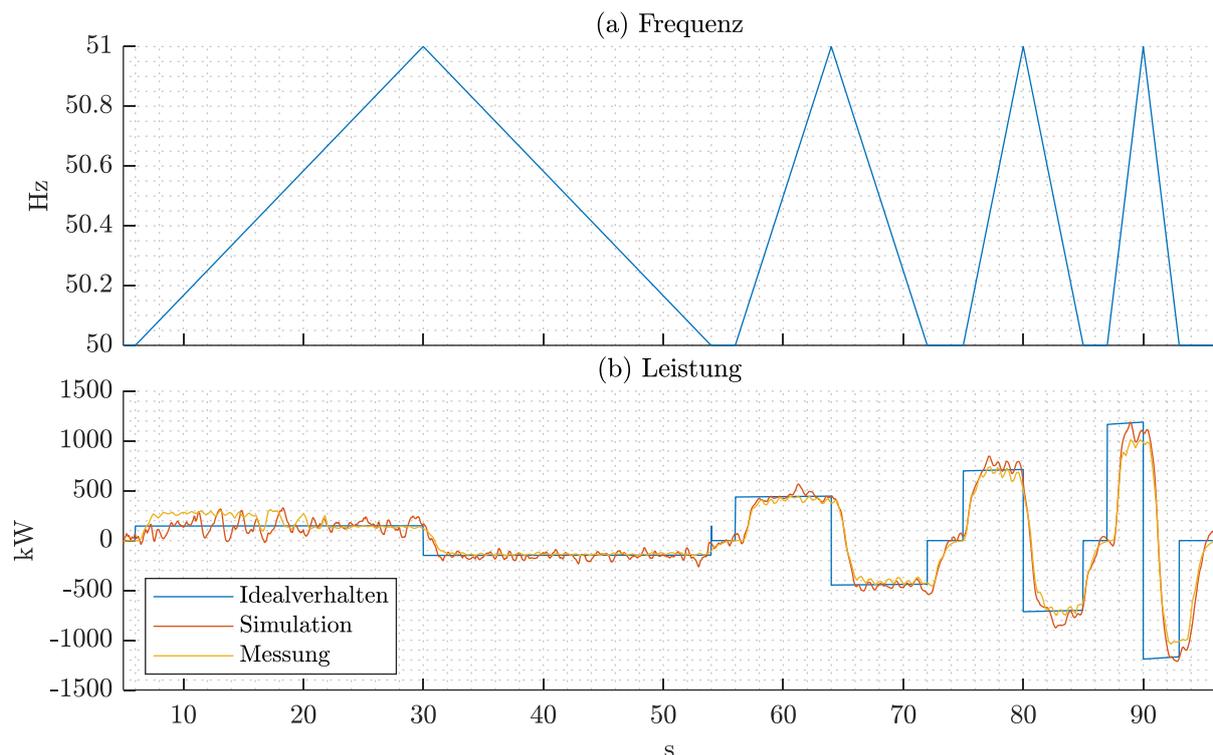


Abbildung 7: Vergleich des idealen, simulierten und am realen System gemessenen Verhaltens der Funktion virtuelle Schwungmasse.

Es hat sich gezeigt, dass die Filtereinstellungen für ein ausreichend stabiles Wirkleistungsverhalten lediglich für einen gewissen Bereich des Frequenzgradienten optimal parametrisiert werden können. Im Allgemeinen ist es vorteilhaft, eine höhere Genauigkeit für hohe Frequenzgradienten zu erreichen, da diese Fälle kritischer für die Systemstabilität sind. Vorgaben für einen Bereich des Frequenzgradienten während kritischer Fälle sind derzeit noch umstritten. Während für einen Referenzausfall gemäß [15] ein maximaler Frequenzgradient von 0,1 Hz/s auftritt, ist im kontinentaleuropäischen Verbundsystem in kritischen Situationen mit Frequenzgradienten im Bereich von 0,5 bis 1 Hz/s zu rechnen [16].

Kurzschlussverhalten

Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Verteilnetz gemäß der in Österreich geltenden „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) grundsätzlich wie Erzeugungsanlagen zu werten. Die Anforderungen bezüglich des

erforderlichen Kurzschlussverhaltens an nichtsynchrone Erzeugungsanlagen umfassen dabei die Fault-Ride-Through (FRT)-Fähigkeit, also die Forderung, dass sich Anlagen während eines Fehlers für eine begrenzte Zeit nicht vom Netz trennen dürfen, und die Fähigkeit zur dynamischen Netzstützung, also das Einspeisen von Blindstrom während eines Fehlerfalls. Im Zuge eines Feldtests wurde die Demonstrationsanlage auf deren Kurzschlussverhalten gemäß den Anforderungen nach FRT-Fähigkeit und dynamischer Netzstützung untersucht. Eine Zusammenfassung dieses Feldtests sowie die zugehörigen Ergebnisse finden sich in [17].

Die Messergebnisse des Feldtests belegen, dass die Demonstrationsanlage in der Lage ist, die erforderlichen Zeiten zum FRT-Verhalten einzuhalten und zudem für symmetrische Fehler eine entsprechende dynamische Blindstromeinspeisung zu vollziehen.

Inselbetrieb

Die Demonstrationsanlage ist mit einem inselfähigen Umrichter ausgestattet. Sie ist daher in der Lage, zeitlich begrenzt ein Inselnetz zu versorgen. Mithilfe eines Feldtests wurde die Regelfähigkeit der Demonstrationsanlage zur Versorgung unterschiedlicher Lasttypen (ohmsch, induktiv, ohmsch-induktiv) im Inselbetrieb untersucht. Durch die nachgewiesene Einhaltung von üblichen Kriterien zur Spannungsqualität konnte die Fähigkeit der Anlage zur Versorgung eines Ortsnetzes nachgewiesen werden. Eine Zusammenfassung dieses Feldtests sowie eine Diskussion der dabei aufgezeichneten Messergebnisse finden sich in [18].

Die Bildung eines Inselnetzes, bestehend aus Ortsnetz und Batteriespeicher, welches autark vom Verbundnetz betrieben werden kann, würde aufgrund des begrenzten Energieinhalts des Batteriespeichers lediglich zeitlich begrenzt aufrechterhalten werden können. Ein Anwendungsfall für solch eine Konstellation wäre die Ersatzversorgung des Ortsnetzes während Reparatur- oder Umbauarbeiten am Ortsnetztransformator, wofür üblicherweise Dieselgeneratoren als netzführendes Element verwendet werden. Wird ein Batteriespeicher als netzführendes Element eingesetzt, würde dieser vollgeladen ein Inselnetz mit dem Ortsnetz aufbauen und dieses so lange aufrechterhalten können, bis der Batteriespeicher entleert ist. Dabei werden im Ortsnetz vorhandene, dezentrale Erzeugungsanlagen üblicherweise vom Netz getrennt, womit sich das Ortsnetz im Inselbetrieb rein aus Lasten zusammensetzt. Um solch ein Inselnetz tatsächlich über längere Zeit betreiben zu können, ist jedoch eine Einspeisung dieser dezentralen Erzeugungsanlagen auch während des Inselbetriebs nötig, um den Ladezustand des Batteriespeichers beeinflussen zu können. Dabei muss jedoch die Einhaltung der Ladezustandsgrenzen und der Leistungsgrenzen des Batteriespeichers sichergestellt werden, was durch eine geeignete Frequenzsteuerung sichergestellt werden kann. In der Demonstrationsanlage wurde solch eine Frequenzsteuerung implementiert und während eines Feldversuchs getestet. Dabei wurde ein Inselnetz, bestehend aus Batteriespeicher und Windenergieanlagen, aufgebaut. Neben dem Schwarzstart des Inselnetzes konnte dabei die Synchronisation der Windenergieanlagen und deren Einspeisung im Inselbetrieb unter Anwendung der implementierten Frequenzsteuerung untersucht werden. Eine Zusammenfassung dieses Feldtests sowie eine Diskussion der dabei aufgezeichneten Messergebnisse finden sich in [19].

2.6 Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage

Im Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage wurde insbesondere die Primärregelleistungserbringung und das entsprechende SoC-Management erprobt. Aufgrund mehrerer kritischer Frequenzereignisse Anfang des Jahres 2019 [20] konnte nahezu die gesamte Statik-Kennlinie der Primärregelung im Dauerbetrieb durchfahren werden. Die zugehörige Messaufzeichnung ist in Abbildung 8 dargestellt und bestätigt damit die Funktionsfähigkeit der entsprechenden Funktion der Demonstrationsanlage.

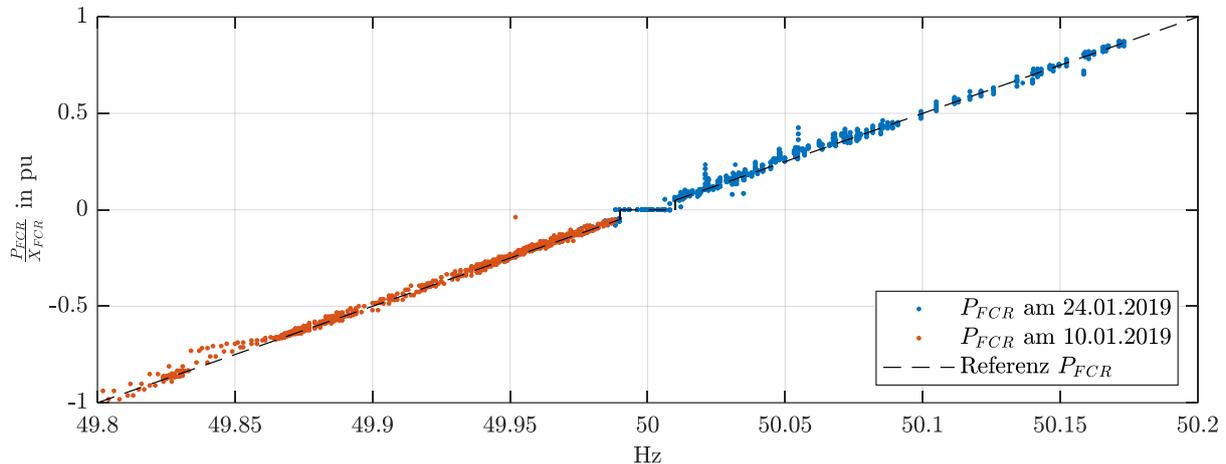


Abbildung 8: Gemessene Statik des Batteriespeichers bei Erbringung von Primärregelleistung. X_{FCR} bezeichnet die präqualifizierte Primärregelleistung und P_{FCR} den entsprechenden Wirkleistungsarbeitspunkt.

Zur Erprobung der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelung konnten zudem während des Dauerbetrieb entsprechende Messaufzeichnungen getätigt werden, welche in Abbildung 9 dargestellt sind. Die Abbildung zeigt die entsprechende ladezustandsabhängige Übererfüllung der Statik-Kennlinie.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Das Forschungsprojekt BatterieSTABIL verfolgte das Ziel, eine Demonstrationsanlage eines Batteriespeichers zur Erbringung von Netzdienstleistungen zu errichten und dessen Betrieb zu untersuchen. Neben einer Vielzahl von Labor- und Feldtests, in denen das Verhalten der Anlage z.B. im Kurzschlussfall bzw. im Inselbetrieb untersucht wurde, stand insbesondere die Erbringung von Primärregelleistung und das dafür notwendig SoC-Management im Fokus und konnte erfolgreich im Dauerbetrieb erprobt werden. Die Nachbildung einer Momentanreserve, wie sie bei Synchronmaschinen natürlich vorhanden ist, wurde in Form einer virtuellen Schwungmasse implementiert und erprobt. Insbesondere solch eine Nachbildung von Momentanreserve bzw. anderen „schnellen Regelreserven“ ist Gegenstand weiterer bzw. zukünftiger Forschungsvorhaben [21, 22].

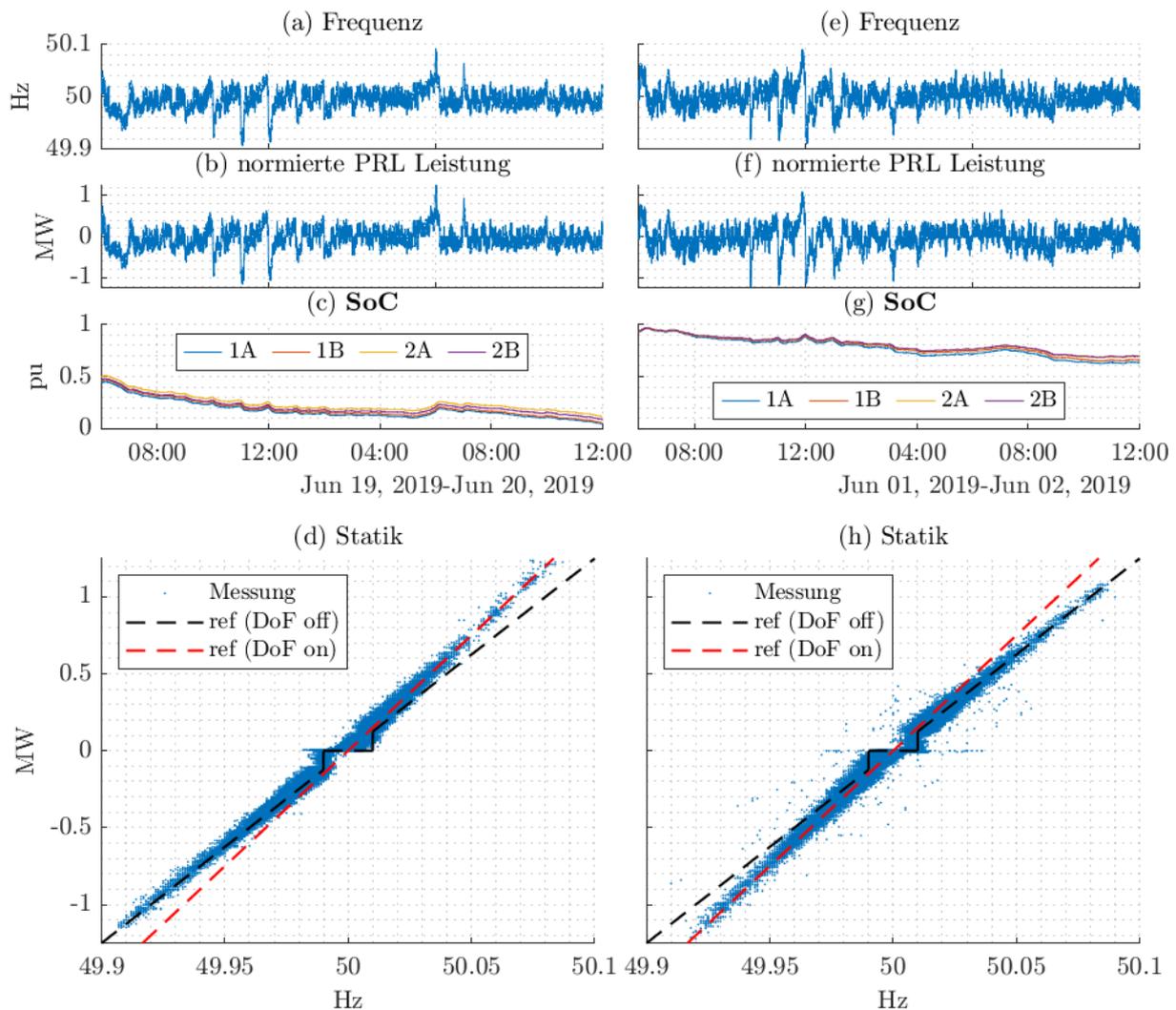


Abbildung 9: Messkurven zur Darstellung der Funktionsfähigkeit der Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung

Diese Arbeit ist Teil des Forschungsprojektes „BatterieSTABIL“, gefördert aus Mitteln des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung. Die



Forschungspartner des Projektes sind die Netz NÖ GmbH, die Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Arbeitsgebiet Elektrische Anlagen und das Austrian Institute of Technology

(AIT).



Ein Projekt mit TU Wien und AIT

4 Referenzen

- [1] J. Marchgraber, C. Alács, J. Kathan, M. Wurm, G. Wailzer, und W. Vitovec, "Batteriespeicher im multimodalen Betrieb für Netzdienstleistungen und Netzstabilisierung—erste Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt BatterieSTABIL," in *15. Symposium Energieinnovation*, 2018, pp. 14-16.02.
- [2] Austrian Power Grid (APG). (2018, 24.09.2018). *Erläuterungen Regelreserven*. Available: <https://www.apg.at/-/media/3F8C9277B7684F1FBFC1CFF6D933E1AF.pdf>

- [3] 50Hertz, Amprion, Tennet, und Transnet BW. (2014, 15.10.2018). *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>
- [4] G. Rancilio, M. S. Pasquadibisceglie, M. Merlo, F. Bovera, D. Falabretti, und M. Delfanti, "Limited Energy Reservoirs: analysis of the proposed methodology for opening Frequency Containment Reserve to energy storage in EU," in *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, 2019, pp. 1-7: IEEE.
- [5] J. Marchgraber, W. Gawlik, und C. Alács, "Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 3-11, 2019.
- [6] E-Control. (2018, 24.09.2018). *Sonstige Marktregeln Strom (Version 5.6 ed.)*. Available: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/sonstige-marktregeln-strom>
- [7] J. Marchgraber, W. Gawlik, und G. Wailzer, "Reducing SoC-Management and losses of battery energy storage systems during provision of frequency containment reserve," *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101107, 2020.
- [8] S. Khan, B. Bletterie, A. Anta, und W. J. E. Gawlik, "On Small Signal Frequency Stability under Virtual Inertia and the Role of PLLs," vol. 11, no. 9, p. 2372, 2018.
- [9] International Electrotechnical Commission (IEC), "IEC 60909-0:2016: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents," 2016.
- [10] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen," in *Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*, ed, 2016.
- [11] Verband der Elektrotechnik (VDE), "VDE-AR-N 4110: Technische Anschlussregel Mittelspannung," 2018.
- [12] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B," ed, 2019.
- [13] FGW, "Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen; Teil 3 (TR3)," 2018.
- [14] P. Jonke, A. Anta, und C. Seidl, "Validation of advanced grid functions of battery storage systems through a controller hardware-in-the-loop setup," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 12-20, 2019.
- [15] UCTE, "A1: Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance," ed, 2004.
- [16] ENTSO-E, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe," ed, 2016.
- [17] M. Wurm, "110- und 30-kV-Netzkurzschlussversuche mit einem 2, 2-MWh-Batteriespeicher," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 21-30, 2019.
- [18] J. Marchgraber *et al.*, "Schwarzstart und Inselbetrieb eines Netzabschnitts mit Windenergieeinspeisung mithilfe eines Batteriespeichers," in *Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2019.
- [19] M. Wurm, P. Jonke, J. Marchgraber, W. Gawlik, und W. Vitovec, "Ortsnetz-Inselbetriebsversuch mit einem 2,5 MVA / 2,2 MWh-Batteriespeicher: Messergebnisse und Vergleich mit einem Controller Hardware-in-the-loop Setup," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 137, 2019.
- [20] ENTSO-E, "Continental Europe: Significant frequency deviations - January 2019," ed, 2019.
- [21] M. Leonhardt und W. Gawlik, "Advanced Balancing Services für Übertragungsnetzbetreiber," vol. 136, no. 8, pp. 390-391, 2019.

- [22] W. Gawlik, A. Kerdegarbakhsh, M. Pešek, und C. Alács, "Entwicklung des Bedarfs an schneller Regelleistung im europäischen Verbundsystem," vol. 135, no. 8, pp. 507-513, 2018.