

# **Netzorientierter Betrieb von Batteriespeichersystemen in Verteilnetzen**

Vom Promotionsausschuss der  
Technischen Universität Hamburg  
zur Erlangung des akademischen Grades  
Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von  
Lennard Wilkening

aus  
Westerland

2021

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. G. Ackermann  
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing C. Becker  
Vorsitzender der Prüfung: Prof. Dr.-Ing M. Kaltschmitt  
Tag der mündlichen Prüfung: 09.02.2021

<https://doi.org/10.15480/882.3277>  
urn:nbn:de:gbv:830-882.0124156

*Für Ulrike und Harm*



## **Kurzfassung**

### **Netzorientierter Betrieb von Batteriespeichersystemen in Verteilnetzen**

Der Wandel zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem erfordert den Einsatz neuer Technologien wie Batteriespeichersysteme zur Stützung des Stromnetzes. In der Arbeit wurde eine Methode entwickelt, mit deren Hilfe der multimodale Einsatz von Batteriespeichersystemen simulativ und experimentell untersucht werden kann und deren Betrieb sowohl technisch als auch ökonomisch optimiert wird. Es zeigt sich, dass die kombinierte Bereitstellung mehrerer Dienstleistungen zu einer Steigerung der Rentabilität führt. Außerdem wird experimentell im Labor demonstriert, dass durch den Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Frequenzhaltung eine Reduktion der Netzanlaufzeitkonstante kompensiert werden kann.

## **Abstract**

### **Grid oriented operation of battery storage systems in distribution grids**

The change towards a more sustainable energy supply system requires the use of new technologies such as battery storage systems to support the power grid. This thesis develops a method for the simulative and experimental investigation of the operation of battery storage systems and for their technical and economical optimization. It appears that the combined provision of several services leads to an increase in profitability. In addition, it can be demonstrated experimentally in the laboratory that a reduction of the grid time constant can be compensated by using battery storage systems for frequency regulation.



## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Energiesysteme und Automation heute Institut für Mechatronik im Maschinenbau an der Technischen Universität Hamburg entstanden.

Ohne die Unterstützung zahlreicher Personen hätte sie in dieser Form nicht realisiert werden können. Für die vielfältige Hilfe möchte ich mich an dieser Stelle sehr herzlich bedanken.

Mein besonderer Dank gilt zunächst Herrn Prof. Dr.-Ing. Günter Ackermann für sein Vertrauen und seine Unterstützung dieses, zu Beginn meiner Tätigkeit am Institut, neue Forschungsthema zu etablieren und für die hilfreichen Anmerkungen bei der Betreuung dieser Arbeit. Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Christian Becker bedanke ich mich für die überaus konstruktive Zusammenarbeit, besonders hinsichtlich der Konzipierung und des Aufbaus des PHiLsLab, und die Übernahme des Koreferats. Ebenso möchte ich mich bei den Herren Prof. Dr.-Ing. Thorsten Alexander Kern und Dr.-Ing. Thanh Trung Do für ihre Unterstützung bei der Durchführung dieser Arbeit und die ausgezeichneten Arbeitsbedingungen am Institut bedanken.

Mein herzlicher Dank gilt den Kollegen und Studenten, die mit vielen spannenden Diskussionen, kreativen Ideen und viel guter Laune wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen haben. Insbesondere wegen des freundschaftlichen Arbeitsklimas, werde ich die Zeit am Institut M4 in sehr guter Erinnerung behalten. Hervorheben möchte ich das über die Arbeit hinausgehende freundschaftliche Verhältnis und den regen Austausch mit Stefan Möws und Miguel Wesselmann.

Der größte Dank gilt schließlich meiner Familie und meinem Freundeskreis, die mir das erforderliche Selbstvertrauen und die nötige Motivation gegeben haben, diese Arbeit fertigzustellen.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>iii</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>vi</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Stand der Technik und Wissenschaft und Ziel der Arbeit</b>	<b>3</b>
2.1 Randbedingungen für Regelverfahren zur Bereitstellung netzorientierter Maßnahmen . . . . .	3
2.2 Zukünftig zu erwartende Netzentwicklung . . . . .	7
2.3 Einsatz netzorientierter Batteriespeichersysteme im Verteilnetz . . .	9
2.4 Ziel der Arbeit . . . . .	14
<b>3 Konzept, Modellbildung und Regelverfahren</b>	<b>16</b>
3.1 Konzept und methodisches Vorgehen . . . . .	16
3.2 Systemsimulation und Datengrundlage . . . . .	20
3.2.1 Datengrundlage . . . . .	21
3.2.2 Dynamik des Verbundnetzes . . . . .	22
3.3 Netzorientierter Betrieb von Batteriespeichersystemen . . . . .	25
3.3.1 Batteriespeichersystem . . . . .	29
3.3.2 Primärregelleistung . . . . .	33
3.3.3 Enhanced Frequency Response . . . . .	38
3.3.4 Virtuelle Schwungmasse . . . . .	42
3.3.5 Leistungsspitzenreduktion . . . . .	44
3.3.6 Fahrplangeschäfte . . . . .	49
3.3.7 Versorgungswiederaufbau . . . . .	54
3.3.8 Dimensionierung . . . . .	57
3.4 Nachbildung des Last- und Einspeiseverhaltens . . . . .	58
<b>4 Techno-ökonomische Untersuchung</b>	<b>60</b>
4.1 Ökonomische Berechnungen . . . . .	60
4.2 Simulationsverfahren . . . . .	66
4.3 Frequenzen und Leistungen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz . . . . .	67
4.4 Vergleich der Primärregelleistung mit der Enhanced Frequency Response . . . . .	71
4.5 Leistungsspitzenreduktion im unimodalen Betrieb . . . . .	77
4.6 Multimodaler Betrieb . . . . .	81

4.7	Sensitivitätsanalyse .....	86
<b>5</b>	<b>Auswirkung auf das Frequenzverhalten und Demonstration der Machbarkeit</b>	<b>89</b>
5.1	Konzept und Aufbau des Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labor .....	89
5.1.1	Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labor .....	90
5.2	Experimentelle Untersuchung des dynamischen Verhaltens der Netzfrequenz .....	92
5.3	Simulative Untersuchung der langfristigen Auswirkungen auf das Frequenzverhalten .....	99
5.4	Experimentelle Demonstration der Machbarkeit .....	103
5.4.1	Demonstration der Leistungsspitzenreduktion .....	105
5.4.2	Demonstration der Leistungsspitzenreduktion + Primärregelleistung .....	106
5.4.3	Demonstration der Leistungsspitzenreduktion + Enhanced Frequency Response .....	108
5.4.4	Demonstration der Betriebsstrategie .....	110
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>114</b>
<b>A</b>	<b>Weitere verwendete Parameter und Komponenten</b>	<b>117</b>
A.1	Dynamik des Batteriespeichersystems .....	117
A.2	Summanden für PRL und EFR .....	117
A.3	Komponenten des PHiLsLab .....	118
<b>B</b>	<b>Algorithmische Umsetzung der Regelung</b>	<b>119</b>
B.1	Freiheitsgrade der Primärregelleistung .....	119
B.2	Enhanced Frequency Response .....	123
B.3	Variable virtuelle Schwungmasse .....	125

# Symbolverzeichnis

<b>Symbol</b>	<b>Bezeichnung</b>	<b>Einheit</b>
$\eta_{BSS}$	Wirkungsgrad des Batteriespeichersystems	-
$\eta_{BSS,E}$	Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems für das Entladen	-
$\eta_{BSS,E,max}$	Entladewirkungsgrad des Batteriespeichersystems bei Nennleistung	-
$\eta_{BSS,Ges}$	Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems	-
$\eta_{BSS,L}$	Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichersystems für das Laden	-
$\eta_{BSS,L,max}$	Ladewirkungsgrad des Batteriespeichersystems bei Nennleistung	-
$\eta_{WR}$	Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters	-
$\eta_{Coul}$	Coulombscher Wirkungsgrad	-
$\eta_{Volt}$	Spannungswirkungsgrad	-
$\omega$	Winkelgeschwindigkeit	1/s
$\omega_0$	Nennwinkelgeschwindigkeit	1/s
$B_{ID,J}$	Einnahmen für die jährlich am Intraday-Markt verkaufte Leistung	EUR
$B_{LSR,J}$	Einnahmen durch Leistungsspitzenreduktion	EUR
$B_{VWA,J}$	Einnahmen durch Schwarzstartfähigkeit	EUR
$b_{VWA}$	Spezifische Vergütung für Schwarzstartfähigkeit	EUR/MW
$E_{BS}$	Im regulären Betrieb nutzbare Kapazität des Batteriespeichers	Wh
$E_{BS,n}$	Gesamte Kapazität des Batteriespeichers	Wh
$E_{LSI}$	Lastspitzenintegral der Tagesdauerlinie	Wh
$E_{LSR}$	Dedizierter Energiebetrag zur Leistungsspitzenreduktion	Wh
$E_{LSR,EK}$	Energiekonto der Leistungsspitzenreduktion	Wh
$f_0$	Nennfrequenz	Hz
$f$	Netzfrequenz	Hz
$f_{Soll}$	Sollwert der Netzfrequenz im Inselbetrieb	Hz
$\beta_i$	Häufigkeit des Batteriezellenersatzes	-
$J$	Trägheitsmoment der rotierenden Massen	kg · m <sup>2</sup>
$k$	Spezifische Kosten	EUR/kWh
$k_{CAPEX}$	Spezifische Investitionskosten	EUR/kWh
$K_{CAPEX}$	Investitionskosten	EUR

<b>Symbol</b>	<b>Bezeichnung</b>	<b>Einheit</b>
$K_{\text{Deg,BS,J}}$	Kosten für den Batteriezellenersatz	EUR
$K_{\text{Deg,DL,J}}$	Kostenabnahme durch Kapazitätsverlust	EUR
$k_{\text{Ver}}$	Frequenzabhängigkeit der Verbraucherlast im Modell	W/Hz
$K_{\text{ID,J}}$	Kosten für die jährlich am Intraday-Markt bezogene Leistung	EUR
$k_{\text{Install}}$	Kosten für Installation, Labor und Equipment	EUR/kWh
$K_{\text{Inv,J}}$	Über die Lebensdauer abgeschrieben Kosten	EUR
$K_{\text{Inv,Init}}$	Initiale Investmentkosten	EUR
$K_{\text{L}}$	Anteil der ursprünglichen Last durch Lastabwürfe	%
$k_{\text{OPEX}}$	Spezifische Betriebskosten	EUR/kWh
$K_{\text{OPEX,J}}$	Betriebskosten	EUR
$k_{\text{PRL,SR}}$	Skalierungsfaktor zur Berücksichtigung der PRL und des SR	W/Hz
$k_{\text{SM}}$	Skalierungsfaktor zur Berücksichtigung der Schwungmasse	Ws/Hz
$K_{\text{Va,J}}$	Variablen Kosten	EUR
$K_{\text{VSM}}$	Proportionalitätsfaktor der virtuellen Schwungmasse	W s
$p_{\text{Zelle}}$	Prozentualer Anteil der Kosten der Batteriezellen an den Gesamtkosten des Batteriespeichersystems	%
$n_{\text{Zyk}}$	Durchschnittliche Zykluslebensdauer	Jahre
$P_{\text{B}}$	Beschleunigende Leistung	W
$P_{\text{DL}}$	Tagesdauerlinie der Leistung	W
$P_{\text{EFR}}$	EFR Leistung	W
$P_{\text{EFR,KL}}$	Kennlinienanteil der EFR-Leistung	W
$P_{\text{Ges,n}}$	Ges. Nennleistung des betrachteten Kraftwerkparks	W
$P_{\text{ID}}$	Auf dem Intraday-Markt gehandelte Leistung	W
$P_{\text{SRL,Soll}}$	Vom Kraftwerkspark zu liefernde Sekundärregelleistung	W
$P_{\text{LSR}}$	Leistung zur Leistungsspitzenreduktion	W
$P_{\text{LSR,G}}$	Leistung des Verteilnetzes, ab der LSR geleistet wird	W
$P_{\text{PRL}}$	Primärregelleistung	W
$P_{\text{L/E}}$	Prognosedaten der Last und Erzeugung	W
$P_{\text{R,G,i}}$	Geglättete Leistung des Verteilnetz	W
$P_{\text{R,UG,i}}$	Ungeglättete Leistung des Verteilnetz	W
$P_{\text{S}}$	Last-Störsignal	W

<b>Symbol</b>	<b>Bezeichnung</b>	<b>Einheit</b>
$P_{VB}$	Verbraucherlast nach Berechnung des Lastabwurfs und der Frequenzabhängigkeit	W
$P_{VB,ZR}$	Verbraucherlast vor Berechnung des Lastabwurfs und der Frequenzabhängigkeit	W
$P_{V,Ges}$	Lastsaldo des Verteilnetzes, bzw Verteilnetzsegments, Differenz aus Erzeugung und Verbrauch	W
$P_{VSM}$	Leistung der virtuellen Schwungmasse	W
$P_{VSM,max}$	Maximale Leistung der virtuellen Schwungmasse	W
$\Delta SOC_{LSR}$	Verschiebung des SOC zur LSR Optimierung	-
$\Delta SOC_{EFR,-}$	Max. Zunahme des Ladezustands durch schnelle Regelleistung im Extremfall	-
$\Delta SOC_{EFR,+}$	Max. Abnahme des Ladezustands durch schnelle Regelleistung im Extremfall	-
$\Delta SOC_{PRL,-}$	Max. Zunahme des Ladezustands durch Primärregelung im Extremfall	-
$\Delta SOC_{PRL,+}$	Max. Abnahme des Ladezustands durch Primärregelung im Extremfall	-
$\Delta SOC_{VSM,+}$	Max. Abnahme des Ladezustands durch virtuelle Schwungmasse im Extremfall	-
$S_{I,V}$	Schaltsignal zur Netztrennung oder Netzkopplung	-
$SOC_{ID,max}$	Obere SOC-Grenze für das Einleiten eines Intraday-Fahrplangeschäfts	-
$SOC_{ID,min}$	Untere SOC-Grenze für das Einleiten eines Intraday-Fahrplangeschäfts	-
$SOC_{max}$	Obere SOC-Grenze um Überladung zu vermeiden	-
$SOC_{min}$	Untere SOC-Grenze um Tiefeinentladung zu vermeiden	-
$SOC_{Soll}$	Idealer SOC-Sollwert	-
$SOH_0$	Initialer Batteriezustand	-
$SOH_{Ende}$	Batteriezustandsgrenze für Zellenaustausch	-
$U_{Soll}$	Sollwert der Netzspannung im Inselbetrieb	V
$T_{AN}$	Netzanlaufzeitkonstante	s
$t_{EZ}$	Entscheidungszeitpunkt für Intraday-Markt Geschäft	s
$t_{LZ,BSS}$	Geplante Lebensdauer	Jahre
$U$	Netzspannung	V
$x$	Zeitvariable der Dauerlinie	s

## Abkürzungen

<b>BMS</b>	Batteriemanagementsystem
<b>BS</b>	Batteriespeicher
<b>BSS</b>	Batteriespeichersysteme
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditures
<b>DOD</b>	Depth of Discharge
<b>EBITDA</b>	Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization
<b>EE</b>	Erneuerbaren Energien
<b>EEA</b>	Erneuerbare Energieanlagen
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EFR</b>	Enhanced Frequency Response
<b>ENS</b>	Elektronischer Netzsimulator
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>HUT</b>	Hardware Under Test
<b>ID</b>	Intraday
<b>LE</b>	Leistungselektronik
<b>LSR</b>	Leistungsspitzenreduktion
<b>LZR</b>	Ladezustandsrückführung
<b>MR</b>	Momentanreserve
<b>OPEX</b>	Operational Expenditures
<b>PHIL</b>	Power Hardware-in-the-Loop
<b>PHILsLab</b>	Power Hardware-in-the-Loop Simulation Laboratory
<b>PRL</b>	Primärregelleistung
<b>PVA</b>	Photovoltaikanlagen
<b>ROI</b>	Return on Investment
<b>SOC</b>	State of Charge
<b>SOH</b>	State of Health
<b>SPS</b>	Speicherprogrammierbare Steuerung
<b>SRL</b>	Steigerungsratenlimitierung
<b>StromStG</b>	Stromsteuergesetz
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VSM</b>	Virtuelle Schwungmasse
<b>VWA</b>	Versorgungswiederaufbau

**WKA**      Windkraftanlage  
**WR**        Wechselrichter

---

# 1 Einleitung

Die Umsetzung der politischen Ziele der Energiewende sorgt in Deutschland für einen steigenden Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung und führt zu einer sich von Großkraftwerken hin zu dezentralen Erzeugern ändernden Stromerzeugungsstruktur [3]. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen Netzbetreiber in Zukunft fähig sein, Systemdienstleistungen zur Erhaltung der Netzstabilität dezentral bereitzustellen [27]. Außerdem werden bei zunehmendem Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen Großkraftwerke immer weiter verdrängt. Die konventionellen, auf Dampfkreisläufen beruhenden thermischen Kraftwerke mit ihren großen bewegten Massen verleihen dem elektrischen Energiesystem eine gewisse Trägheit. Mit steigendem Anteil wechselrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen, welche üblicherweise über keine inhärente Trägheit verfügen, ist also eine Tendenz zu einer kleineren Netzanlaufzeitkonstante abzusehen. Kann diesen veränderten Herausforderungen nicht begegnet werden, kann es vermehrt zu Stromausfällen kommen [24].

Auf der einen Seite führen die genannten Veränderungen zu einem elektrischen Energieversorgungssystem, welches anfälliger auf Störungen reagiert, auf der anderen Seite ergeben sich durch die dezentrale Erzeugung auf fast allen Spannungsebenen, den vermehrten Einsatz regelbarer Stromrichter und reaktionsschneller Batteriespeichersysteme (BSS) neue Möglichkeiten die Herausforderungen zu bewältigen. Netzorientierte Dienstleistungen wie die Bereitstellung einer virtuellen Schwungmasse und reaktionsschneller Regelleistungseinrichtungen werden heute bereits vereinzelt genutzt. Um diese Möglichkeiten sinnvoll auszunutzen und die Energiewende bei gleichbleibender Versorgungssicherheit und -qualität zu ermöglichen, müssen neue Konzepte für den Betrieb, die Regelung und den Markt des elektrischen Energieversorgungssystems entwickelt und getestet werden [25].

Durch die Verlagerung der Erzeugungsanlagen in die mittleren und niederen Spannungsebenen bieten Verteilnetze zukünftig die Möglichkeit, entweder den Verbundnetzbetrieb zu unterstützen oder, im Falle eines Netzzusammenbruchs, das nachgelagerte Netz zeitweise als Inselnetz zu betreiben, um den Versorgungswiederaufbau (VWA) zu gewährleisten. Die dafür benötigte Flexibilität lässt sich durch Speicherung von elektrischer Energie in stationären BSS erreichen und ist eine der vielversprechendsten technologischen Entwicklungen, um den aufkommenden Herausforderungen entgegenzuwirken. Aufgrund des

starken Preisrückgangs und der herausragenden technischen Eigenschaften sind Lithium-Ionen-Batteriespeicher (BS) heute eine aussichtsreiche Möglichkeit, die benötigte Kapazität bereitzustellen [38, 45, 93].

Stationäre BSS werden meist nur für eine einzige Anwendung betrieben. Die Mehrheit der Anwendungen, für die BSS in Deutschland genutzt werden, besteht aus Systemen, welche den Eigenverbrauch von Einfamilienhäusern erhöhen, und Systemen, die ausschließlich für die Bereitstellung von Primärregelleistung eingesetzt werden [95]. Die laufenden Einnahmen durch die Bereitstellung einzelner Dienstleistungen sind unter Umständen jedoch nicht ausreichend, um die Kosten eines BSS zu decken und Rentabilität zu erreichen. Die kombinierte Bereitstellung mehrerer Dienstleistungen (multimodaler Betrieb) mit einem BSS für verschiedene Interessensgruppen in der Energieversorgungskette zeigt sich als ein netztechnisch höchst nutzbringendes und auch wirtschaftlich sinnvolles Konzept. Ein zentrales Problem bei der Umsetzung sind die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Einstufung und rechtliche Behandlung in Stromnetzen in Verbindung mit der technologischen Abwicklung [57, 95].

Die Entwicklung, Untersuchung und Bewertung eines Konzepts, welches verschiedene netzorientierte Dienstleistungen für BSS zur Flexibilisierung von Verteilnetzen vereint, sind Schwerpunkte dieser Arbeit. Die Forschungsergebnisse sollen einen Beitrag zu einer kontinuierlichen Transformation vom bestehenden überwiegend zentral geführten in ein neues stärker dezentral geführtes und nachhaltiges Energieversorgungssystem leisten. Dazu wird eine Systematik zur praktikablen Betriebsführung von BSS zur Netzstützung untersucht. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit unter Einhaltung der regulatorischen Randbedingungen. Ferner wird untersucht, welches Potenzial eine Änderung dieser Randbedingungen hat.

---

## 2 Stand der Technik und Wissenschaft und Ziel der Arbeit

### 2.1 Randbedingungen für Regelverfahren zur Bereitstellung netzorientierter Maßnahmen

Die Regelungsverfahren in Stromnetzen werden sich möglicherweise zukünftig ändern. Dies würde aber kontinuierlich erfolgen und Änderungen müssten mit den bestehenden Verfahren und Anlagen verträglich sein. Für abgeschlossene Teilnetze sind grundsätzlich neue Regelverfahren leicht realisierbar. Wenn diese Teilnetze aber auch im Verbundnetz betrieben werden sollen, dann müssen sie mit den Regelverfahren des Verbundnetzes verträglich sein. Deshalb sind die heutigen Regularien zur Regelung in Stromnetzen eine Randbedingung für den Entwurf neuer Regelverfahren für netzorientierte Maßnahmen.

Das europäische Verbundnetz (ENTSO-E) ist eine Vereinigung, welche insgesamt 43 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in 36 Ländern in ganz Europa vertritt. Diese ist 2009 entstanden und fördert eine engere Zusammenarbeit zwischen den europäischen ÜNB zur Unterstützung der Umsetzung der Energiepolitik der Europäischen Union (EU) mit dem Bestreben der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele Europas. Die ÜNB sind verantwortlich für den Betrieb ihrer Stromnetze. Um diese Aufgabe zu erfüllen, haben die ÜNB eine Reihe von Maßnahmen entwickelt, welche den sicheren und stabilen Betrieb der elektrischen Energieversorgung unterstützen [73].

Die Einhaltung der Sollwerte von Spannung ( $U$ ) und Frequenz ( $f$ ) des Stromnetzes gibt ein Maß für die Qualität der Stromversorgung. Im stationären Betrieb eines Netzes mit der Nennfrequenz  $f_n$  und den Spannungen  $U_{n,i}$  der einzelnen Netzknoten  $i$  herrscht ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und aufgenommener Wirk- und Blindleistung. Eine Störung dieses Gleichgewichts führt zu einer Frequenzänderung  $\Delta f$  und einer Spannungsänderung  $\Delta U_i$  [73].

Die Dynamik des Netzes in seiner aktuellen Form wird von rotierenden Massen, das heißt von großen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren und von Lasten mit rotierenden Massen, zum Beispiel Asynchronmotoren, geprägt. Eine Differenz zwischen erzeugter und benötigter Wirkleistung im Netz führt zu einem veränderten resultierenden Drehmoment an den Synchrongeneratoren und verändert somit deren Drehzahl und damit die Netzfrequenz. Ein Wirkleistungsdefizit im Netz führt zu einer Absenkung der Frequenz, ein Wirkleistungsüberschuss zu

einer Frequenzerhöhung. Die schnelle Beseitigung der Wirkleistungsdifferenz im Netz ist wichtig, da bei einem Überschuss oder einem Defizit die rotierenden Massen beschleunigt bzw. abgebremst werden. Somit entfernt sich die Frequenz ständig weiter vom Sollwert und verlässt bei fehlender Reaktion durch Regelmechanismen die festgelegten tolerablen Grenzen [73].

Elektrische Energie lässt sich nur sehr eingeschränkt großtechnisch speichern, daher muss entweder die Erzeugungsleistung im Mittel an die Verbraucherleistung angepasst werden oder die Verbraucher müssen entsprechend der Erzeugung geregelt werden. Außerdem muss sichergestellt werden, dass der Ausfall von Versorgungsleistung oder größere Lastsprünge keinen kritischen Netzzustand hervorrufen [73]. Es sind somit umfangreiche Mechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und -qualität nötig.

Die Regelgrößen eines Netzes sind entsprechend die Netzfrequenz und die Spannungen an den einzelnen Netzknoten. Im Verbundnetz kommen außerdem Übergabeleistungen hinzu, die zwischen den Netzen der ÜNB, den sogenannten Regelzonen, ausgetauscht werden. Der Energiebedarf verändert sich über den Tag und erfordert eine laufende Korrektur der Einspeisung. Aber auch die Einspeisung variiert durch Ausfälle und die zunehmende Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien, die prinzipbedingt Schwankungen durch Umwelteinflüsse unterliegen. Die für den sicheren und zuverlässigen Systembetrieb notwendigen Maßnahmen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet und sind konkret [73]:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Betriebsführung
- Versorgungswiederaufbau

### **Frequenzhaltung**

Die genauen Bestimmungen und die durchzuführenden Regelmechanismen im Verbundnetz der ENTSO-E werden in [39] beschrieben. Die Wahrung der Netzfrequenz im Verbundnetz hat oberste Priorität [73, 90].

Bei Abweichungen werden folgende Maßnahmen getroffen, um zum Sollwert zurückzukehren:

- Nutzung der Momentanreserve

- Erbringung von Regelleistung
- Wirkleistungsreduktion steuerbarer Lasten
- Lastabwurf

Bei kurzfristigem Leistungsausfall steht den ÜNB die sogenannte Momentanreserve (MR) zur Verfügung. Der Drehimpuls eines Generatorläufers wirkt einer Geschwindigkeitsänderung entgegen und beschränkt die Änderungsrate der Netzfrequenz. Entsprechen sich Leistungsnachfrage und Angebot nicht, wird dem Läufer Rotationsenergie zugeführt oder entnommen. Die Gesamtheit der synchron gekoppelten rotierenden Massen in Generatoren und Lasten bewirkt damit eine kurzfristige Frequenzstabilisierung. Einen Kennwert für die Netzdynamik im Mittelzeitbereich (bis ca. 60 Sekunden) und die Größenordnung der Dauer transienter Vorgänge liefert die Anlaufzeitkonstante  $T_A$ , die eine Synchronmaschine benötigt, um vom Stillstand ohne Belastung und Dämpfung auf die synchrone Drehzahl zu kommen, wenn sie mit dem Nennmoment angetrieben wird. Darauf basierend kann die Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN}$  für ein Punktnetz als Zusammenschluss mehrerer Synchronmaschinen und weiterer rotierender Massen definiert werden. Der Wert der Netzanlaufzeitkonstante liegt für das europäische Verbundnetz zurzeit im Bereich zwischen 10 und 12 Sekunden [24]. Analog zur Momentanreserve liegt für Verbraucherkollektive der sogenannte resultierende Verbraucherselbstregeleffekt im Bereich von 1 bis über 4 % pro Hz [56]. Die ENTSO-E nimmt für das gesamte Synchrongebiet der ehemaligen UCTE einen Auslegungswert von 1 %/Hz an [39], während die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ihre Rechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans mit 2 %/Hz einen deutlich höheren Selbstregeleffekt unterstellen [6].

Um die Netzfrequenz nach einem Vorfall wieder auf den Nennwert von 50 Hz zurückzuführen, definiert ENTSO-E ein gestaffeltes Vorgehen [39]. Dieses wird in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterteilt, die im Wesentlichen verschiedene Zeithorizonte aufweisen. Aufgabe der Primärregelleistung (PRL) ist es, Abweichungen der Netzfrequenz von der Nennfrequenz  $f_n = 50$  Hz entgegenzuwirken, sowie bei einem Ausfall von Erzeugungsleistung bis zu 3000 MW eine maximale stationäre Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz zu gewährleisten. Dazu ist eine Gesamtleistung von 3000 MW als PRL vorzuhalten, die proportional zur Frequenzabweichung aktiviert wird. Bei einer Frequenzabweichung von  $\pm 200$  mHz muss die PRL innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und danach mindestens für 15 min abgegeben werden können. Die PRL bereitstellenden Anlagen müssen daher sowohl Leistung abgeben als auch aufnehmen

können. Aufgrund des Proportionalverhaltens der PRL verbleibt eine endliche Frequenzabweichung, die im Rahmen der Sekundärregelleistung mit Zeitkonstanten im Minutenbereich ausgeregelt wird [73]. Die Tertiärregelleistung, auch Minutenreserve (MRL) genannt, wird von den ÜNB manuell aktiviert, wenn ein Einsatz der Sekundärregelleistung erwartet oder beobachtet wird. Ziel ist es, die Sekundärregelleistungen bei länger andauernden Vorfällen zu unterstützen oder abzulösen und die Leistungsflüsse wirtschaftlich zu optimieren.

Falls die genannten Möglichkeiten nicht ausreichen und die Netzfrequenz die Grenze von  $f = 49,8$  Hz unterschritten hat, tritt der 5-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch in Kraft. Dieser sieht einen frequenzabhängigen Lastabwurf vor, damit die Stufe 5, die Abtrennung aller Erzeugungsanlagen vom Netz, nicht erreicht wird. Der Lastabwurf wird durch die Installation von Frequenzrelais an mit dem Verbundnetz verbundenen Verteilnetzen und Kundenanlagen realisiert. Diese werden nach Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB parametrisiert und betrieben [29].

Bei Erreichen der Stufe 5, also der Abtrennung aller Erzeugungsanlagen vom Netz, zerbricht das Verbundnetz, und die Erzeugungseinheiten erzeugen nur noch für ihren Eigenbedarf, um am VWA teilnehmen zu können. Bei Netzfrequenzen über 50 Hz greifen die gleichen Mechanismen wie bei Unterfrequenz mit entgegengesetzten Vorzeichen. Bei Erreichen einer Netzfrequenz von  $f = 50,2$  Hz müssen auch Anlagen, die nicht PRL fähig sind, ihre Leistung linear reduzieren und somit zur Netzstützung beitragen [73].

### **Versorgungswiederaufbau**

Für den Fall eines Verbundnetz-Störfalls und des großflächigen Zusammenbruchs der Stromversorgung muss ein Plan zum koordinierten Wiederaufbau des Netzverbundes bestehen. Der VWA ist eine Systemdienstleistung, welche sich derzeit in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber befindet. Mithilfe schwarzstartfähiger Anlagen werden Inselnetze aufgebaut, welche nach und nach miteinander synchronisiert und verbunden werden [73]. Schwarzstartfähige Anlagen (zum Beispiel Erzeugungsanlagen, Speicher und der Verbund von solchen Anlagen) müssen in der Lage sein, aus dem abgeschalteten Zustand heraus eigenständig anzufahren, ohne dazu Energie aus dem Netz beziehen zu müssen. In der Regel wählt der zuständige ÜNB eine Reihe von Anlagen mit Schwarzstartfähigkeiten aus und vergütet diese Dienstleistung [90]. Da sich im Stadium des Netzwiederaufbaus nur wenig Schwungmasse im System befindet, ist diese Phase besonders kritisch, da Lastsprünge zu einem erneuten Systemzusammenbruch führen könnten. Im Inselbetrieb muss die Erzeugungseinheit

stoßartige Lastzuschaltungen in Höhe von bis zu 10 % ihrer Nennwirkleistung ausregeln können. Die Pausen zwischen zwei aufeinander folgenden Lastzuschaltungen betragen mindestens fünf Minuten.

Die Schwarzstartfähigkeit ist nicht explizit im Transmission Code [90] definiert. Die Anforderungen an den Typ, Umfang und die Vergütung werden bilateral ausgehandelt [31]. Die Strategie der Netzrekonstitution, die heutzutage verfolgt wird, beruht auf einem zentralen Ansatz, das heißt, die temporären Inselnetze werden von schwarzstartfähigen Großerzeugern wie Pumpspeicherkraftwerken oder durch Dieselaggregate unterstützte Wärmekraftwerke auf der höchsten Spannungsebene gebildet. Die Verbraucher auf den nachgelagerten Spannungsebenen und die nicht-schwarzstartfähigen Kraftwerke werden sequentiell hinzugeschaltet. Auch wenn in heutiger Zeit neue Pumpspeicherkraftwerke kaum durchsetzbar erscheinen, kann zumindest von der langfristigen Existenz der bisherigen Pumpspeicherkraftwerke ausgegangen werden. Gas- und Steinkohlekraftwerke tragen mit knapp 1,1 GW nicht einmal ein Viertel zur insgesamt kontraktierten Schwarzstartleistung bei. Nichtsdestotrotz muss langfristig über einen Ersatz nachgedacht werden [47].

## 2.2 Zukünftig zu erwartende Netzentwicklung

Die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien (EE) im Stromsystem führt aufgrund vielfältiger Faktoren zu einer steigenden Komplexität im Stromnetz. Die Mehrheit der EE-Anlagen in Deutschland liefert eine vom Wetter abhängige Einspeisung, deren Prognose mit Unsicherheiten behaftet ist. Dies führt zu häufig wechselnden und nicht immer vorhersehbaren Erzeugungs- und Lastflusssituationen im Übertragungs- und Verteilnetz, welche vermehrt nur über eine deutliche Zunahme gezielter Systemeingriffe durch die Netzbetreiber beherrscht werden können. Lokale Engpässe im Verteilnetz werden mittels Engpassmanagement vermieden. Aufgrund lastferner Regionen mit hoher Einspeisung, ist zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung vermehrt kostspieliger Redispatch im Übertragungsnetz erforderlich [13]. In [25] wird gezeigt, dass durch den Einsatz von Speichertechnologien wie BSS und Power to X, die Flexibilität und die Anpassung an sich ändernde Wetterbedingungen erhöht, Systemeingriffe reduziert und die Kosten gesenkt werden.

In Anbetracht der Zunahme leistungselektronisch geregelter Antriebe kann von einem künftig insgesamt abnehmenden Verbraucherselbstregelleffekt ausgegangen werden. Ebenso führt eine Zunahme elektronisch gekoppelter Erzeugungs-

anlagen zu sinkenden Anteilen an Erzeugungsanlagen, welche direkt über eine Synchronmaschine mit dem Netz verbunden sind und damit zu einer Verringerung der Netzanlaufzeitkonstanten. Eine Analyse für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 der ÜNB zeigt, dass Leistungsungleichgewichte in Höhe von 10 % der Netzlast bei einer Netzanlaufzeitkonstanten von 2,5 s ohne Einsatz zusätzlicher schneller Frequenzregelung nicht mehr beherrschbar wären [1]. Eine Simulation, die unter Berücksichtigung der Marktmechanismen den künftigen Energiemix in Deutschland abbildet, kommt zum Ergebnis einer Netzanlaufzeitkonstanten von 3,1 s bis zum Jahr 2035 [30]. Weitere Untersuchungen zeigen, dass bereits heute im Falle einer Aufspaltung des Netzes signifikante Stabilitätsprobleme auftreten können, da nicht in jeder Netzregion zu jedem Zeitpunkt eine für die Systemstabilität ausreichende Trägheit gewährleistet werden kann [24]. Maßnahmen, die ergriffen werden können, um die Systemstabilität künftig beizubehalten, sind etwa der Einsatz schnell reagierender Speicher, wie etwa BSS oder Schwungradmassenspeicher und der Betrieb von Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb [25]. Die Bereitstellung einer zur Momentanreserve äquivalenten Regelgröße mittels Windkraftanlage (WKA) oder BSS wird in [65] über eine im Stromrichter implementierte Strom-Zeit-Funktion realisiert und als Virtuelle Schwungmasse (VSM) bezeichnet.

Mit der Verdrängung konventioneller Kraftwerke aus dem Netz befinden sich zukünftig bei einem Versorgungszusammenbruch deutlich weniger (konventionelle) Kraftwerke im Eigenbedarfsinselbetrieb als heute. Das erschwert den VWA. In dieser Hinsicht bedarf es zukünftig Lösungen zur Gewährleistung der Systemdienstleistung VWA. Erschwerend kommt zukünftig beim Netzwiederaufbau hinzu, dass nicht nur die Verbrauchslasten hinsichtlich der Höhe ihrer Zuschaltung und der weiteren zeitlichen Entwicklung ungenau eingeschätzt werden können, sondern dass dies auch für die Einspeisung aus WKA und Photovoltaikanlagen (PVA) gilt. Theoretisch wären Konzepte vorstellbar, bei denen erneuerbare Energieanlagen (EEA) sich in einem Eigenbedarfsinselbetrieb fangen und damit einen Beitrag zum VWA leisten könnten. In Anbetracht der auch bei hoher EE-Durchdringung möglichen Zeiträume ohne nennenswerte Wind- und Solarstromeinspeisung, die sogenannten Dunkelflauten, erscheint ein Beitrag von Wind- und PV-Anlagen zur gesicherten Leistung für den Netzwiederaufbau nur wenig zielführend. Biomasse- oder Geothermieanlagen besitzen in dieser Hinsicht bessere Voraussetzungen [25].

Mit großen Anteilen an EE im Netz, könnten zukünftig BSS - vor allem in Kombination mit einem Einspeise- und Lastmanagement - die Leistungsabsicherung bewerkstelligen. In diesem Zusammenhang könnten auch Teilnetze (sogenannte

Microgrids oder eingebettete Inselnetze) als Dienstleister für einen Netzwiederaufbau agieren [10]. In [52] wurde der mögliche Nutzen von Microgrids zur Netzstützung untersucht. Geeignete Teilnetze müssen mit einer entsprechenden Frequenz-Wirkleistungs- sowie Spannungs-Blindleistungs-Regelfähigkeit ausgestattet sein. Es zeigt sich, dass die wesentliche Stütze dafür Speicheranlagen darstellen, auch wenn ein aktives Last- und Einspeisemanagement zum Bestandteil gehört.

Die Bereitstellung von Regelleistung erfolgt bisher vor allem durch Erbringer wie Wasserkraftanlagen und konventionelle Kraftwerke. Aufgrund sinkender Betriebszeiten konventioneller Kraftwerke muss deren Anteil an der Regelleistung zukünftig zunehmend durch alternative Erbringer wie Energiespeicher, Erneuerbare Energieanlagen (EEA) und flexible Stromlasten gedeckt werden. In [25] wurden zukünftige mögliche Anbieter für Systemdienstleistungen bei einem hohen Anteil EE untersucht. Unter den EE wird Regelleistung schon heute - neben Wasserkraftanlagen - von Biogasanlagen zur Verfügung gestellt. Weitere alternative Anbieter, die grundsätzlich Regelleistung erbringen könnten, sind fernsteuerbare Wind- oder Photovoltaik-Anlagen - wobei auch hier die Wetterabhängigkeit ein Problem darstellt - sowie kleinere Erzeugungsanlagen (z. B. BHKW) und Lasten (Lastverschiebung). Mittlerweile bieten aber auch BSS in zunehmendem Maße Regelleistung an. Es wird in [78] gezeigt, dass sich BSS aufgrund der hohen Dynamik, der Bereitstellung von positiver wie negativer Regelleistung und dem hohen Wirkungsgrad aus technischer Sicht sehr gut zur Bereitstellung von Primärregelleistung eignen. Die zentralen Einflussparameter für einen wirtschaftlichen Betrieb sind die zukünftige Leistungspreisentwicklung und die Anforderung an die Speicherkapazität. Stationäre BSS sind wegen einer besseren ökologischen Performance in den meisten Anwendungsfällen eine vielversprechende Option, Umweltauswirkungen der Primärregelleistungsbereitstellung zu reduzieren. Mit einem weiter wachsenden Anteil der EE an der Stromerzeugung werden BSS in Zukunft eine größere Rolle bei der Stabilisierung der Stromversorgung übernehmen müssen [17, 25].

## **2.3 Einsatz netzorientierter Batteriespeichersysteme im Verteilnetz**

Batteriespeicher mit Anschluss an das Stromnetz sind mit Ausnahme von den im Normalfall inaktiven Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung vergleichsweise moderne Betriebsmittel. Erst mit Markteinführung der ersten

Photovoltaik-Heimspeichersysteme und der Installation der ersten BSS zur Bereitstellung von Primärregelleistung im Jahre 2012 wurde die technische und energiewirtschaftliche Einbindung von BSS in die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen relevant. Im Hinblick auf die technischen Regularien gestaltete sich eine Einbindung von BSS aufgrund der Möglichkeit zur Orientierung an den bestehenden Richtlinien für Erzeugungs- und Bezugsanlagen als vergleichsweise unkompliziert. Bis heute besteht aber lediglich eine spezielle VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-E 2510-2 [88]) für BSS am Niederspannungsnetz, welche vornehmlich Sicherheitsanforderungen an die Batterien und deren Komponenten enthält. Eine Integration in die gesetzlichen Rahmenbedingungen vor allem in Bezug auf das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Stromsteuergesetz (StromStG) gestaltet sich allerdings bis zum heutigen Zeitpunkt als schwierig. Da ein Batteriespeicher im energiewirtschaftlichen Sinne weder eine Letztverbraucher-, noch eine Erzeugungsanlage darstellt, ist eine Einordnung in bestehende Strukturen nicht möglich [95].

Im Stromnetz eignen sich je nach Anwendung vor allem BS auf Basis von Lithium-, Blei-Säure- oder Redox-Flow-Technologie [63]. Als Betreiber kommen dabei sowohl Haushaltsverbraucher, Gewerbe, Industrie, Netzbetreiber oder andere Energieversorgungsunternehmen in Frage, welche je nach Anforderungen einen marktorientierten, netzorientierten oder autarkiegradsteigernden Betrieb anstreben. In den letzten Jahren wurden viele Untersuchungen hinsichtlich möglicher Anwendungen von BSS im Stromnetz durchgeführt. Darüber ist in den Reviews [15, 23] ein umfangreicher Überblick gegeben. Obwohl viele BSS technisch bereits ausgereift und ihre Investitionskosten in den letzten Jahren stark gesunken sind, gibt es nur wenige Geschäftsmodelle, die für Investoren attraktiv sind [63]. Batteriespeichersysteme werden in den meisten Fällen nur für einen einzigen Anwendungsfall verwendet. Bei einer einzigen Anwendung ist die jährliche Betriebszeit sehr begrenzt (normalerweise einige hundert volle Laststunden), was zu einer längeren Betriebsdauer, Amortisationszeit und hohen jährlichen Kapitalkosten führt [20, 74].

Eine Verbesserung ist zu erwarten, wenn mehrere Anwendungen in Kombination von einem einzelnen BSS angeboten werden [57]. Angelehnt an den Ansatz von [63] und unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen für netzorientierte Maßnahmen lässt sich ein schematischer Überblick über eine Auswahl möglicher Anwendungen von BSS auf verschiedenen Spannungsebenen in deutschen Verteilnetzen erstellen (Abbildung 1).

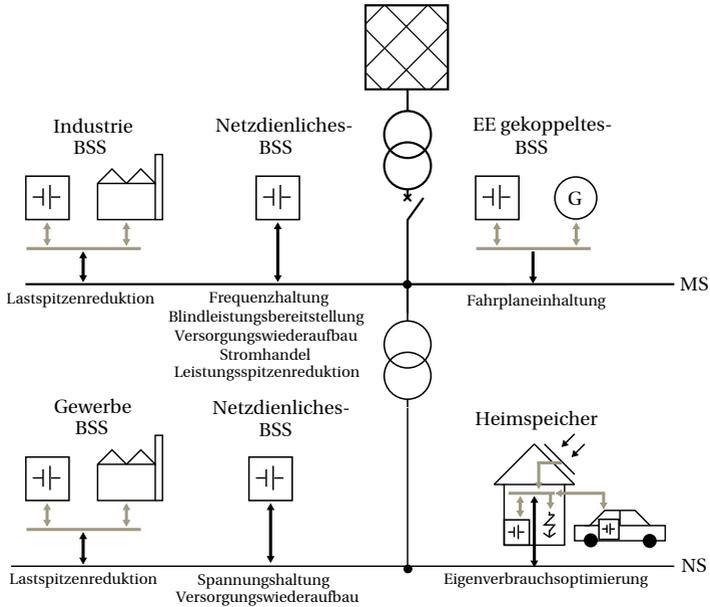
Aufgrund dieser vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten bieten BSS großes Potenzial zur Flexibilisierung der Netze und damit zur Erhöhung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit. BSS zur Bereitstellung einzelner Dienstleistungen wie Primärregelleistung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, virtuelle Momentanreserve und Leistungsspitzenreduktion sind bereits Teil wissenschaftlicher Untersuchungen [45]. Auch der Betrieb von eingebetteten Inselnetzen im Verbundnetz wird erforscht und ist bereits eingeschränkt Stand der Technik [87]. Die regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen erschweren jedoch den rentablen Betrieb von stationären BSS. Die gemeinsame Bereitstellung verschiedener Anwendungen in einem BSS verspricht großes Potenzial die Auslastung und Rentabilität von BSS zu erhöhen und wurde bis heute kaum untersucht. Die Kombination aus numerischer und experimenteller Netzsimulation mit numerischer Optimierung zur techno-ökonomischen Entwicklung von Regelstrategien für den Einsatz von BSS im multimodalen Betrieb ist vielversprechend und lässt sich in diesem Kontext bis heute in der Literatur nicht finden.

In [95] wurden verschiedene Anwendungen für stationäre BSS auf Nieder- und Mittelspannungsebene hinsichtlich deren Wirtschaftlichkeit und Netzurückwirkungen unter Berücksichtigung der jeweils geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht. Dabei erfolgte eine Unterteilung in die Kategorien Heimspeicher, Ortsnetzspeicher und Regelleistungsspeicher. Es wurde gezeigt, dass der netzorientierte Betrieb von BSS eine Entlastung der Netze bewirkt, jedoch die Bereitstellung von Primärregelleistung neben den Anlagen für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung das einzige wirtschaftlich vorteilhafte Geschäftsmodell für stationäre BSS in Deutschland darstellt. Die kombinierte Bereitstellung verschiedener Anwendungen in einem BSS wurde nicht untersucht.

Erste Ergebnisse einer wirtschaftlichen Untersuchung des Einsatzes von BSS zur kombinierten Bereitstellung von Leistungsspitzenreduktion (LSR), Eigenverbrauchsoptimierung und Fahrplaneinhaltung von fluktuierenden EE wurden in [57] vorgestellt. Dafür wurde das BSS entsprechend der nötigen Kapazitäten und Leistungen der einzelnen Anwendungen dimensioniert. Es zeigte sich, dass hierdurch die Nutzungsdauer des BSS und damit die Rentabilität erhöht werden. Die Bereitstellung von PRL wurde nicht betrachtet und eine Optimierung der Batteriegröße für die kombinierten Anwendungen wurde nicht durchgeführt.

In Südaustralien betreibt das Unternehmen Neoen ein von Tesla installiertes Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem mit einer Kapazität von 129 MWh. 11,7

MWh (70 MWh für mindestens 10 Minuten) wird für die Bereitstellung von Regelleistung zur Verhinderung von Stromausfällen verwendet und 90 MWh (30 MWh für 3 Stunden) zum Handel von Energie am Strommarkt genutzt. Für den Handel am Strommarkt wird die Energie von EE-Anlagen während niedriger Strompreise gespeichert und bei hohem Bedarf und höheren Strompreisen am Strommarkt verkauft. Der Speicher wurde in den letzten Jahren erweitert und es soll zukünftig auch die Bereitstellung einer virtuellen Schwungmasse untersucht werden. Nach Angaben von Neoen ist der multimodale Betrieb des BSS rentabel [8].



**Abbildung 1:** Anwendungsmöglichkeiten stationärer Batteriespeichersysteme gruppiert nach ihrer Integration ins Niederspannungs- (NS) und Mittelspannungsnetz (MS)

In [60] wird der multifunktionale Einsatz von BSS verglichen, bewertet und ebenfalls dargestellt, dass die Nutzungsdauer des BSS erhöht und die Kosteneffizienz verbessert werden. Es wurden die regulatorischen und rechtlichen Einflüsse auf BSS in Deutschland untersucht und gezeigt, dass die Verwendung bestimmter Anwendungen unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur selten rentabel sind. Trotz einer gründlichen Prüfung des regulatorischen Status quo und eines Vergleichs der Kombination unterschiedlicher Anwendungen, wurde keine

eindeutige Präferenz für die Marktfähigkeit abgeleitet. Als Einsatzzweck wurde besonders der Betrieb von BSS in Niederspannungsnetzen untersucht. Der Einsatz im Mittelspannungsnetz sowie zukünftig netzrelevante Anwendungen wie die Bereitstellung einer VSM wurden nicht untersucht.

An der technischen Umsetzung der Bereitstellung einer VSM mittels BSS wurde bereits geforscht [19, 22, 84]. Es fehlt aber eine Untersuchung der Auswirkung auf den BSS-Betrieb mit einer Kombination aus leistungsintensiven Anwendungen wie VSM und PRL mit energieintensiveren Anwendungen wie LSR.

Eine optimierte Dimensionierung sowohl der Kapazität als auch der Leistung eines BSS ist aus ökonomischer Sicht von großer Bedeutung. Die aus Investitionskosten, Betriebskosten, Alterungskosten und dem erreichbaren Gewinn zu ermittelnde Anlagerendite (*ROI*, Return on Investment) ist ein übliches Maß. Es haben sich verschiedene rechnerische Ansätze bewährt, um anwendungsspezifische Problemstellungen zu lösen. Basierend auf einer historischen Datenanalyse wird in [62] ein regelbasierter Ansatz für die optimale Dimensionierung eines BSS für PRL-Bereitstellung verwendet, der die ENTSO-E-Netzbeschränkungen für die Bereitstellung von Regelreserve beachtet und verschiedene Kosten-Gewinn-Effekte optimiert. Ebenfalls wird ein Ausblick für die Bereitstellung weiterer Dienstleistungen mit möglichen Regelstrategien, die auf dem aktuellen Ladezustand (*SOC*, State of Charge) der Batterie basieren, gegeben. In [14] wird zur Bereitstellung von Regelleistung durch BSS demonstriert, wie Sollwert-Anpassungen algorithmisch implementiert werden können, um ein technisches Minimum der notwendigen Kapazität zu finden. Eine auf der Systemsimulation von Stromnetzen basierenden Methode zur wirtschaftlich optimierten Dimensionierung des multimodalen Betriebs von BSS lässt sich in der Literatur bis heute nicht finden [45].

Die genannten Studien benutzen meist statische Rechenprogramme zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von BSS. Viele Parameter wie der Strompreis oder die für verschiedene Anwendungen angebotene Leistung werden über ein Jahr als konstant angenommen. Synergieeffekte oder Konflikte zwischen den einzelnen Anwendungen werden nicht untersucht. Studien zur Untersuchung der technischen Umsetzbarkeit der einzelnen Anwendungen basieren meist auf dynamischen Simulationen, mittels derer eine Betrachtung der Auswirkung auf den BSS-Betrieb über lange Zeiträume wie ein Jahr aufgrund der hohen Leistungsanforderungen an den Computer nur bedingt möglich ist. Die beschriebenen Studien lassen jedoch erwarten, dass durch die Erkenntnisse einer techno-ökonomischen Systemsimulation der Betrieb von BSS verbessert werden kann.

## 2.4 Ziel der Arbeit

Die vorhergehenden Untersuchungen zeigen, dass kaum Konzepte für den zuverlässigen dezentralen Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems mit überwiegend fluktuierender regenerativer Stromerzeugung aus den Verteilnetzen bestehen. Durch den vermehrten Einsatz stationärer BSS ergeben sich jedoch neue Optionen für den Betrieb von Verteilnetzen, welche von der Bereitstellung von Systemdienstleistungen bis hin zum temporären Inselbetrieb reichen können [26, 27, 48].

Die Entwicklung, Analyse und Optimierung eines Konzepts, welches die Bereitstellung verschiedener Dienstleistungen durch ein BSS vereint und die Frage ob dieses Konzept zur Erhöhung der Robustheit des Gesamtsystems bezüglich Systemstabilität und Versorgungszuverlässigkeit beiträgt, stehen im Fokus dieser Arbeit. Es werden der Sinn und die Praktikabilität der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch einen BSS in der Verteilnetzebene untersucht. Untersuchungsgegenstand sind Verteilnetze, da ein Großteil der dezentralen Erzeuger in den Verteilnetzen installiert ist. Dazu werden Referenznetze mit unterschiedlichen Einspeise- und Lastverhalten genutzt. Die betrachteten Systemdienstleistungen umfassen Primärregelleistung, eine auf das kontinental-europäische Stromnetz angepasste Enhanced Frequency Response, virtuelle Schwungmasse, Leistungsspitzenreduktion und Versorgungswiederaufbau. Ziel ist die Untersuchung, durch welche Art der Regelung die unterschiedlichen Anforderungen der einzelnen Dienstleistungen sinnvoll in einem einzelnen BSS kombiniert erbracht werden können. Dafür wird im ersten Schritt die technische Umsetzung durch Jahressimulationen mit dafür entwickelten Netzmodellen überprüft und im nächsten Schritt mittels einer technisch-ökonomischen Parameteroptimierung die beste Kombination aus Batteriekapazität und angebotener Leistung für die einzelnen Dienstleistungen ermittelt. Abschließend wird die technische Machbarkeit durch die Umsetzung des Konzepts in einem Power Hardware-in-the-Loop (PHIL)-Labor demonstriert und die Dynamik des BSS validiert. Diese Ziele führen zu den folgenden Untersuchungsschwerpunkten:

- Techno-ökonomische Untersuchung des netzorientierten Einsatzes von BSS in Verteilnetzen im multimodalen Betrieb und
- die Untersuchung des Einflusses eines hohen Anteils an reaktionsschnellen BSS zur Frequenzstützung auf das Frequenzverhalten

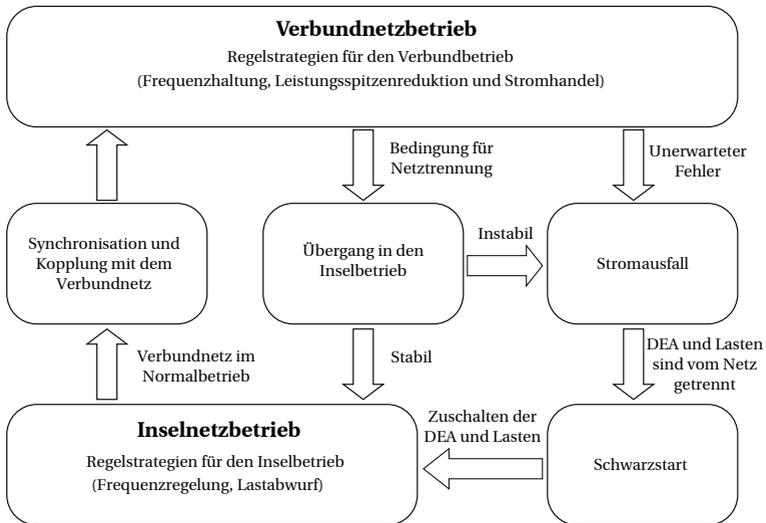
Dabei wird nach folgendem Konzept vorgegangen:

1. Zielstellung: Entwicklung von Regelstrategien für BSS im netzorientierten Betrieb.
2. Methodik: Analytischer und simulativer Ansatz, um die Machbarkeit des Konzepts nachzuweisen.
3. Bewertung: Techno-ökonomische Bewertung mithilfe von Jahressimulationen und Parameterstudien.
4. Demonstration: Experimentelle Demonstration der analytischen und simulativen Ansätze mittels Power Hardware-in-the-Loop.

## 3 Konzept, Modellbildung und Regelverfahren

### 3.1 Konzept und methodisches Vorgehen

Durch die Verlagerung der Energieerzeugung in die mittleren und niederen Spannungsebenen eröffnet sich die Möglichkeit eines dezentralen Netzbetriebskonzepts. Hierbei bilden BSS mit Verbrauchern und Erzeugern aus bestehenden Verteilnetzen Microgrids, welche im Falle eines Netzzusammenbruchs in den Inselnetzbetrieb umschalten können. Abbildung 2 zeigt die entwickelte Strategie wie ein Betriebskonzept für Verteilnetze/Microgrids in Zukunft umgesetzt werden kann.



**Abbildung 2:** Darstellung der dezentralen Betriebsstrategie eines Verteilnetzes mit den Betriebszuständen Verbundnetzbetrieb und Inselnetzbetrieb

Es ergeben sich zwei Betriebszustände: Im Zustand Verbundnetzbetrieb ist das Verteilnetz mit dem Verbundnetz gekoppelt und es werden vom BSS netzstützende Dienstleistungen bereitgestellt, welche den stabilen Betrieb des Verbundnetzes unterstützen. Im Falle der Erfüllung einer Bedingung zur Netztrennung (Kapitel 3.3.7) [35] trennt sich das Teilnetz möglichst unterbrechungsfrei vom Verbundnetz und wechselt in den Zustand Inselnetzbetrieb. Im Inselnetzbetrieb

wird die Spannung und Frequenz entsprechend der lokalen Last- und Erzeugersituation geregelt (Kapitel 3.3.7). Entstehen bei der Trennung zu große Spannung- und Frequenzschwankungen oder tritt im Verbundnetz ein unerwarteter Fehler auf, wird das Verteilnetz vom Verbundnetz getrennt und spannungsfrei geschaltet. Die sich im Verteilnetz befindlichen dezentralen Erzeugeranlagen schalten sich ab oder gehen in den Eingenbedarfsmodus. Das Batteriespeichersystem führt nach wenigen Sekunden einen Schwarzstart des Verteilnetzes durch. Die Lasten und Erzeuger werden wieder zugeschaltet und es wird ein stabiles Inselnetz gebildet. Sobald sich das Verbundnetz wieder im Normalbetrieb befindet ( $\Delta f = \pm 50$  mHz), synchronisiert und koppelt sich das Verteilnetz mit dem Verbundnetz. Für eine unterbrechungsfreie Abkopplung vom Verbundnetz muss ein Netzzusammenbruch sicher erkannt werden, damit eine rechtzeitige aber nicht vorzeitige Abkopplung vorgenommen werden kann. Sonst könnte das Verbundsystem bei einem drohendem Kollaps zusätzlich destabilisiert werden.

Bisherige Schutzkonzepte sind so ausgelegt, dass eine Bildung von Inselnetzen vermieden wird. Die sich im betrachteten Netz befindlichen Erzeuger müssen erkennen, ob eine Inselnetzbildung vorliegt und sich im Falle dieser vom Netz trennen [89]. Daher ist das Konzept mit den heute in den Erzeugern implementierten Regelmechanismen nicht umsetzbar und es müssten entsprechende Änderungen vorgenommen werden.

Die Aufgabe des BSS ist es, die verfügbaren Ressourcen sinnvoll einzusetzen und das Verteilnetz soweit zu flexibilisieren, dass die Betriebsstrategie technisch umgesetzt werden kann.

Die technische Anforderung der Entlastung des Verbundnetzes an das Konzept des BSS wird durch die folgenden Systemdienstleistungen beschrieben:

- Virtuelle Schwungmasse
- Regelleistung
- Versorgungswiederaufbau

Das umgesetzte Konzept beinhaltet die VSM, die Enhanced Frequency Response (EFR) und die PRL als Mechanismen zur Frequenzstützung und den VWA der betrachteten Verteilnetze. Der VWA beinhaltet die Schwarzstartfähigkeit und den Inselnetzbetrieb und ersetzt dabei im dezentralen VWA die konventionellen Erbringer dieser Dienstleistung.

Als Maßnahme zur Entlastung höherer Netzebenen und Reduktion des Leistungspreises ist eine Methode zur Leistungsspitzenreduktion in das Konzept integriert. Durch diese Maßnahme sollen kurzzeitige Leistungsspitzen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz vermieden werden.

Die leistungselektronische Auslegung des BSS soll eine Versorgung der nachgelagerten Lasten zulassen. Durch diese Bedingung können die Lasten im Falle eines kurzzeitigen Netzzusammenbruchs weiterhin mit Energie versorgt werden. Durch einen modularen Aufbau der Batterie ist eine nachträgliche Skalierung des Speichers möglich, was im Zusammenhang mit einer größeren Kapazität dezentral erzeugter Energie als Grundlage für einen steigenden Grad an Energieautarkie einzelner Netzsegmente dienen kann. Der Anschluss soll in der Mittelspannungsebene in der Nähe eines Übergabepunkts liegen, mit dem der Speicher zudem informationstechnisch vernetzt ist, um auf Übergänge in den Inselbetrieb rechtzeitig reagieren zu können.

#### **Methodische Vorgehensweise**

Die Untersuchung und Bewertung des Konzepts wird auf drei verschiedene Arten durchgeführt: Analytisch, simulativ und experimentell. Zentrale Bewertungsmaße sind die technische Machbarkeit, die Wirtschaftlichkeit sowie die Erreichbarkeit eines gewünschten systemischen Effektes. Die Untersuchung der Netzstabilität wird auf die Wirkleistungs-Frequenzregelung beschränkt.

Simulativ wird das BSS im Verteilnetz als dynamisches Modell abgebildet (Abbildung 4). Die Dienstleistungen und Lademanagementstrategien werden unter Berücksichtigung systemdynamischer und ökonomischer Gesichtspunkte modelliert. Anhand von Simulationen wird die Effektivität des Lademanagements und das Systemverhalten mittels historischer Netzfrequenz- und Lastverläufe oder sprunghaft eintretender Leistungsungleichgewichte analysiert. Des Weiteren wird das Zusammenspiel der einzelnen Dienstleistungen untersucht. Zur experimentellen Umsetzung und Demonstration der Machbarkeit des Konzepts wurde das so benannte Power Hardware-in-the-Loop Simulation Laboratory (PHiLsLab) konzipiert und aufgebaut.

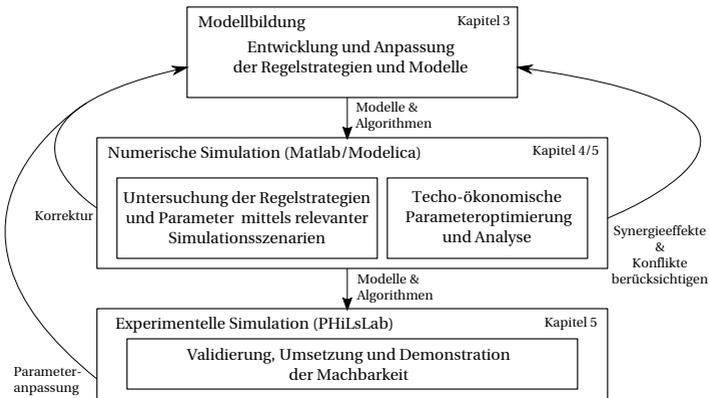
Der Einsatz von Erzeugern und Netzdienstleistungen wird durch Strommärkte bestimmt. Die Teilnahme an diesen Märkten ist durch Anforderungen an die teilnehmenden Einheiten reguliert. Um die Regelstrategien für BSS anwendungsnah zu entwickeln, reicht eine technische Betrachtung und Modellierung des Energieversorgungssystems nicht aus. Es werden somit bei der Modellbildung

neben technischen auch wirtschaftliche Randbedingungen berücksichtigt. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die methodische Vorgehensweise. Im Falle der neuartigen noch nicht eingeführten Systemdienstleistungen VSM und EFR, werden die Anforderungen von anderen Ländern (soweit vorhanden) oder technisch ähnlichen Dienstleistungen abgeleitet.

Die Modelle zur Regelung des BSS (Kapitel 3) werden im ersten Schritt anhand von relevanten Szenarien hinsichtlich der Funktionalität und der Auswirkungen auf das Stromnetz untersucht und gegebenenfalls angepasst (Kapitel 4/5). Die Szenarien zur technischen Untersuchung der Modelle zur Regelung des BSS lassen sich wie folgt unterteilen:

#### Untersuchung

- des Lademanagements mittels historischer Frequenz-, Last- und Erzeugerdaten,
- des Referenzstörfalls mittels eines dynamischen Verbundnetzmodells,
- der langfristigen Auswirkungen auf das Frequenzverhalten bei einem hohen Anteil an BSS an der ausgeschriebenen Primärregelleistung und
- der Durchführbarkeit eines dezentralen Versorgungswiederaufbaukonzepts.



**Abbildung 3:** Überblick über die methodische Vorgehensweise

Die Parameter des BSS und der verschiedenen Dienstleistungen werden für den Einsatz in Verteilnetzen mit hohem Anteil an EE hinsichtlich der technischen

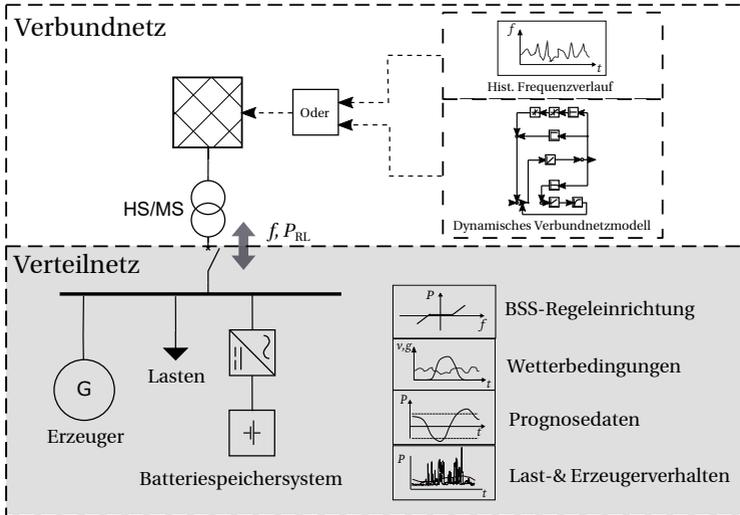
und wirtschaftlichen Praktikabilität optimiert (Kapitel 4). Dies ermöglicht außerdem Synergieeffekte oder Konflikte zwischen den einzelnen Dienstleistungen zu analysieren und in die Entwicklung einfließen zu lassen.

Eine umfassende experimentelle Untersuchung der Auswirkungen auf ein reales Stromnetz lässt sich, da Eingriffe in Verbindung mit groß angelegten Messungen im Stromnetz erforderlich wären, nur mit erheblichem Aufwand durchführen. Eine im Vergleich zur rein numerischen Netzsimulation realitätsnähere Methode ist die Kombination aus numerischer und experimenteller Simulation in einem sogenannten Power Hardware-in-the-Loop Labor. Das PHILsLab koppelt durch einen elektronischen Netzsimulator (ENS) ein Niederspannungs-Prüfnetzes mit einem Echtzeit-Simulator. Diese Verbindung ermöglicht das Testen des entwickelten Konzepts anhand relevanter Szenarien unter Verwendung realistischer Hardwarekomponenten (Kapitel 5).

## 3.2 Systemsimulation und Datengrundlage

Die Systemsimulation erfolgt weitestgehend mittels der Software Matlab/Simulink. Abhängig von der BSS-Anwendung eignen sich verschiedene Modellierungsansätze zur Analyse und Bewertung. Der Aufbau des betrachteten Systemmodells ist grundsätzlich ähnlich. Sie unterscheiden sich hauptsächlich in der benötigten Datengrundlage und der Dynamik des Verbundnetzes (Abbildung 4). Abhängig von der Fragestellung wird das Verbundnetz als Stromnetz mit eingepprägtem Frequenzverlauf oder als dynamisches Netzmodell abgebildet.

Die Basis des Systemmodells bilden die BSS-Modelle mit den entwickelten Regelverfahren zur Frequenzstützung, LSR und Lademanagement. Es werden Einschwingzeiten im Sekunden- und Minutenbereich, jedoch keine elektromagnetischen Vorgänge betrachtet. Für die Bereitstellung von PRL, VSM, EFR, VWA und LSR und die betrachteten Zeitbereiche kann das untersuchte elektrische Netz als Punktnetz modelliert werden. Es werden auf Basis von Zeitreihen der Lasten und Erzeuger sowie weniger Differentialgleichungen die entwickelten Regelstrategien und gewählten Parametrierungen untersucht und gegebenenfalls angepasst. Bei einer Kombination aus Systemsimulation und Parameteroptimierung, wie sie in dieser Arbeit verwendet wird, ist die Simulationszeit ein wichtiger Faktor. Deshalb beschränkt sich das Modell auf die Frequenz als Potentialgröße und die Wirkleistung als Flussgröße.



**Abbildung 4:** Schematische Darstellung des betrachteten Netzmodells und der enthaltenen Komponenten

### 3.2.1 Datengrundlage

Das Verhalten des betrachteten Verteilnetzes ergibt sich aus Sicht des Verbundnetzes durch das BSS und die im Verteilnetz befindlichen Lasten und Erzeuger. Eine Auflistung der verwendeten Zeitreihen findet sich in Tabelle 3.

**Tabelle 3:** Auflistung der verwendeten historischen Last-, Erzeuger-, und Frequenzzeitreihen

Typ	Beschreibung	Jahr	Quelle
Frequenzverlauf	Europäisches Verbundnetz	2017 / 2018	[50]/[69]
Lastverlauf	Schleswiger Stadtwerke GmbH	2018	[72]

Zur Untersuchung der Dienstleistung LSR werden Leistungsmessdaten des Verteilnetzbetreibers der Schleswiger Stadtwerke GmbH verwendet. Die Zeitreihen der gemittelten Leistungsdaten des Verteilnetzes, zu deren Veröffentlichung die Verteilnetzbetreiber laut § 17 StromNZV verpflichtet sind, werden bei der Ermittlung der Verbraucherlasten und der Einspeisung eingesetzt. Aufgrund der größten Datenverfügbarkeit werden die Messungen des Jahres 2018 als Betrachtungsjahr herangezogen.

Zur techno-ökonomischen Untersuchung der entwickelten Regelstrategien für die Bereitstellung verschiebender Dienstleistungen durch ein BSS, werden neben dem historischen Lastverhalten auch historische Frequenzverläufe vergangener Jahre verwendet. Die historischen Frequenzverläufe werden dem Verbundnetzmodell eingepreßt, so dass für die techno-ökonomische Untersuchung der Einfluss auf die Netzfrequenz nicht betrachtet wird.

#### **Einspeiseverlauf 2030**

Um die Höhe der Erzeugung im Jahre 2030 zu simulieren, werden Daten des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [3] zum Ausbau von EE verwendet. Dabei wird Szenariorahmen B betrachtet, welcher von einer mittleren Entwicklung erneuerbarer Energien ausgeht.

Für den Zubau der Einspeisung im Verteilnetz der Schleswiger Stadtwerke wird der gewichtete Mittelwert des Ausbaus von Photovoltaik, Biomasse und Onshore-Windenergie in Schleswig Holstein, entsprechend Tabelle 4, angenommen.

**Tabelle 4:** *Projizierter Zubau erneuerbarer Energien in Schleswig Holstein [3]*

	2018	2030	Zubau
Photovoltaik / GW	1,7	4,0	135 %
Onshore-Wind / GW	6,3	11,3	79%
Biomasse / GW	0,5	0,5	0%
			Ø 85,55 %

### **3.2.2 Dynamik des Verbundnetzes**

Zur Untersuchung des dynamischen Frequenzverhaltens des Verbundnetzes bei einem großen Anteil an BSS an der ausgeschriebenen Primärregelleistung gibt es zwei Modellansätze: Einmassenmodelle und Mehrmassenmodelle. Während das Einmassenmodell zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens der mittleren elektrischen Drehzahl und damit der mittleren Frequenz im Verbundnetz ausreichend ist, erlauben Mehrmassenmodelle die Betrachtung von Schwingungen einzelner Schwungmassen oder ganzer Bereiche des Verbundnetzes gegeneinander und um die mittlere Frequenz herum. Zur Untersuchung des Zusammenwirkens schneller Regelleistung durch BSS mit der konventionellen Regelleistung wird ein Einmassenmodell verwendet, da keine Leistungspendungen im Verbundnetz untersucht werden sollen. Das Einmassenmodell ist

gültig, solange die Integrität des Verbundnetzes erhalten bleibt und durch eine enge Vermaschung des Netzes nur geringe Pendelungen der rotierenden, einzelnen Massen um die mittlere Netzfrequenz stattfinden [43]. Es wurde ein Einmassen-Kraftwerksmodell nach [91] und [30] weiterentwickelt.

Das Kraftwerksmodell besteht aus einem Turbinen-Generator-Modell, mit einer rotierenden Masse auf der Generatorwelle. Eine beschleunigende Leistung  $P_B$  führt unter Vernachlässigung mechanischer Verluste zu einer Frequenzänderung:

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_B \cdot f_0^2}{T_{AN} \cdot P_{Ges,n} \cdot f} \quad (1)$$

Durch die im Verbundnetz vorhandene Rotationsenergie bei Nennfrequenz  $f_0$  bezogen auf die Netzlast  $P_{Ges,n}$ , ergibt sich die Anlaufzeitkonstante  $T_{AN}$  (2) [24]:

$$T_{AN} = \frac{J \cdot \omega_0^2}{P_{Ges,n}} \quad (2)$$

Das dynamische Frequenzverhalten des Verbundnetzmodells lässt sich demnach vereinfacht durch einen rückgekoppelten Integrator darstellen (Abbildung 5). Der Integrator stellt die Speicherung der Energie des rotierenden Turbinen-Generator-Systems mit der Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN}$  dar. Die Rückkopplung der Frequenzabweichung  $\Delta f$  stellen der Selbstregelleffekt  $K_{SR}$ , die Primärregelleistung  $P_{PRL}$  und die Sekundärregelleistung  $P_{SRL}$  dar. Der Regler für die Sekundärregelleistung ist der Vollständigkeit halber implementiert, um längerfristige Frequenzabweichungen auszugleichen, hat jedoch keinen größeren Einfluss auf transiente Vorgänge im Sekundenbereich. Mit Stern markierte Größen sind auf die Netzlast  $P_{Ges,n}$  und die Nennfrequenz  $f_n$  bezogen.

Die PRL-Aktivierung erfolgt proportional zu  $\Delta f$  mit der Verstärkung  $K_{PRL}$  und ist betragsmäßig auf die Höhe der im betrachteten Verbundnetz vorgehaltenen PRL  $P_{PRL,max}$  begrenzt. Entsprechend den Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber wird bei einer Frequenzabweichung von 0,2 Hz die gesamte in Deutschland ausgedescribete Primärregelleistung aktiviert.

$$K_{PRL} = \frac{P_{PRL,max}}{0,2 \text{ Hz}} \quad (3)$$

Die physikalisch begrenzte Leistungssteigerung der Kraftwerksblöcke, ist vereinfacht durch eine maximale Steigerungsrate  $\dot{P}_{PRL,max}$  nachgebildet. Der Leistungsgradient eines thermischen Kraftwerksblocks unterliegt einerseits aufgrund

begrenzter Ventilstellgeschwindigkeiten zur Steuerung des Dampfmassenstroms, der Dynamik der Turbine und andererseits zur Vermeidung kritischer Materialspannungen durch Wärmeausdehnung in Dampferzeuger und Turbine gewissen Grenzen [73]. Bei Wechselrichtern kann die Leistungsänderung dagegen im Millisekundenbereich erfolgen. Allerdings ist deren aktueller Anteil an der PRL noch relativ gering [66]. Das Anfahrverhalten von Wasserkraftwerken, welche den Großteil der PRL bereitstellen, liegt im Bereich von Sekunden bis wenigen Minuten [73]. Da der genaue Verlauf des mittleren Leistungsgradienten der PRL-Anbieter nicht bekannt ist, wird die Annahme getroffen, dass der Leistungsgradient gerade ausreicht, um unter Berücksichtigung der Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN}$  die Vorgaben des Referenzstörfalls, beschrieben in Kapitel 2.1, zu erfüllen.

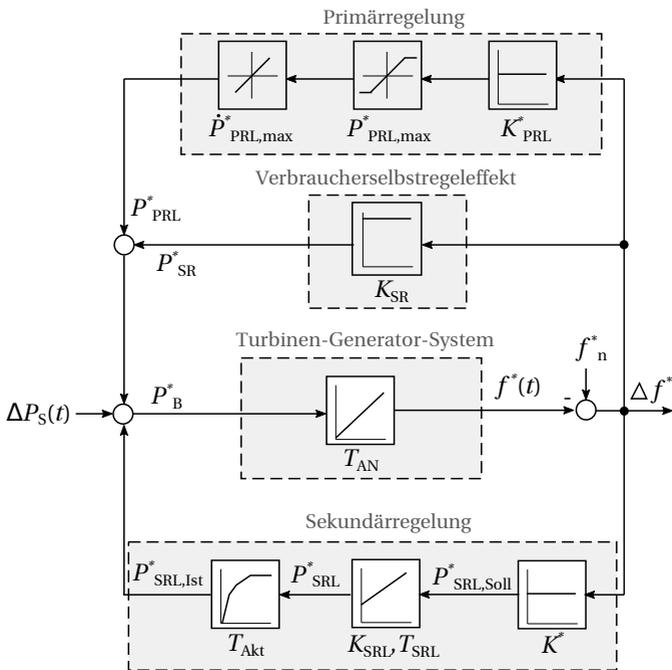


Abbildung 5: Blockschaltbild des dynamischen Verbundnetzmodells

Die Sekundärregelung ist als PI-Regelung mit den Regelparametern  $K_{SRL}$  und

$T_{\text{SRL}}$  abgebildet. Die Leistung wird abhängig von  $\Delta f$  errechnet:

$$P_{\text{SRL,Soll}} = K_{\text{SRL}} \cdot \left( \frac{1}{T_{\text{SRL}}} \cdot \int \Delta f \, dt + \Delta f \right) \quad (4)$$

Die Verzögerung der Aktivierung der Sekundärregelleistung sowie die Verzögerung durch das Erreichen eines neuen Betriebspunkt des Kraftwerks wird vereinfacht durch eine Übertragungsfunktion 1.Ordnung modelliert:

$$G = \frac{1}{T_{\text{Akt}}s + 1}. \quad (5)$$

Das betrachtete System hat die Ordnung 2. Um starkes Überschwingen zu vermeiden, müssen die Regelparameter des PI-Reglers an die Dynamik der Sekundärregelleistung angepasst werden. Typische Werte liegen im Bereich  $0 \leq K_{\text{SRL}} \leq 0,5$  und  $50\text{s} \leq T_{\text{SRL}} \leq 200\text{s}$  [91].

Die anregende Störung wird mit  $\Delta P_{\text{S}}(t)$  bezeichnet und entspricht der Summe aus der Differenz von Erzeugung und Verbrauch und der von den BSS erbrachten Wirkleistung zur Frequenzstützung. Die beschleunigende Leistung  $P_{\text{B}}$  ergibt sich aus dem gesamten Wirkleistungsungleichgewicht und setzt sich aus den folgenden Anteilen zusammen:

$$P_{\text{B}} = \Delta P_{\text{SR}} + \Delta P_{\text{PRL}} + \Delta P_{\text{SRL}} + \Delta P_{\text{S}}. \quad (6)$$

### 3.3 Netzorientierter Betrieb von Batteriespeichersystemen

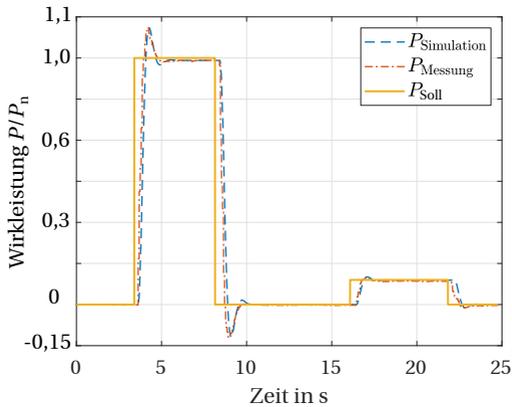
Das Modell des BSS umfasst neben dem physikalischen BSS mehrere Regelmodelle, welche jeweils für die Berechnung der abzugebenden oder aufzunehmenden Leistungen verantwortlich sind. Physikalische BSS bestehen aus folgenden Komponenten:

- Batteriezellenmodule mit einzelnen Batteriezellen,
- Batteriemanagementsystem (BMS) und
- Leistungselektronik (LE).

Durch die Reihen- und Parallelverschaltung von Batteriezellen zu Modulen kann der BS flexibel an die bestehenden Anforderungen in Bezug auf Kapazität, Spannung und Strom angepasst werden. Das BMS dient primär dazu, den Batteriespeicher so zu betreiben, dass seine Funktionen jederzeit gewährleistet werden können und Zustände vermieden werden, die besonders nachteilig bezüglich der Lebensdauer des Batteriespeichers sind. Dazu werden die Zellen einzeln überwacht [60]. Bei dem verwendeten Ansatz zur Modellierung des BSS wird das Verhalten der einzelnen Zellen nicht nachgebildet, dieses wird jedoch durch den SOC und den Batteriezustand (SOH, State of Health) im Modell berücksichtigt. Die Leistungselektronik umfasst Wechselrichter, Leistungsschalter und Schutzschalter. Das Verhalten des BSS wird vereinfacht durch ein Zeitverhalten und einen Wirkungsgrad berücksichtigt.

#### Zeitverhalten

Die Dynamik des BSS inklusive Regelung wird durch ein System 2. Ordnung nachgebildet. Das Dynamikmodell bestehend aus einem PT2-Glied und einer Totzeit aufgrund der Datenübertragung wurde mittels eines BSS bestehend aus Wechselrichtern der Firma SMA [75] und einem Lithium-Eisenphosphat Batteriespeichers validiert (Abbildung 6). Die verwendeten Parameter sind im Anhang A aufgelistet.



**Abbildung 6:** Simulationsergebnisse der Soll und Ist-Leistung des verwendeten BSS-Modells und Vergleich mit der Messung eines handelsüblichen BSS der Firma SMA

#### **Wirkungsgrad**

Für das Laden, Entladen und die Selbstentladung sind drei verschiedene Wirkungsgrade für Batteriezellen definiert [79]. Beim Laden der Batterie kommt es zu Verlusten aufgrund von Nebenreaktionen und Leckströmen. Dieser Teilwirkungsgrad wird als coulombscher Wirkungsgrad  $\eta_{\text{Coul}}$  bezeichnet. Beim Entladevorgang treten aufgrund des Innenwiderstands der Zellkomponenten, aufgrund des Polarisationswiderstands und aufgrund von Stofftransportwiderständen Verluste auf. Diese Verluste spiegeln sich in einer geringeren Zellspannung bei der Entladung wider und werden durch den Spannungswirkungsgrad  $\eta_{\text{Volt}}$  repräsentiert.

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters (WR) ( $\eta_{\text{BSS,Ges}}$ ) ist abhängig vom Betriebspunkt und berücksichtigt die Leitungs- und Schaltverluste. Der Eigenverbrauch wird als Selbstentladung berücksichtigt [70]. Der Gesamtwirkungsgrad des BSS für das Laden ist somit

$$\eta_{\text{BSS,L}} = \eta_{\text{Coul}} \cdot \eta_{\text{WR}} \tag{7}$$

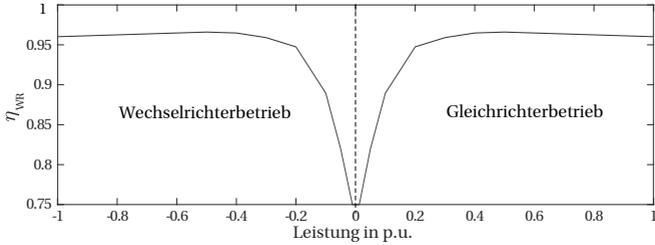
und für das Entladen

$$\eta_{\text{BSS,E}} = \eta_{\text{Volt}} \cdot \eta_{\text{WR}} \tag{8}$$

Für den Batteriewechselrichter ist eine Leistungsabhängigkeit berücksichtigt und mithilfe einer Kennlinie implementiert. Es wird von einem symmetrischen Verlauf des Wirkungsgrades zwischen Gleichrichter- und Wechselrichterbetrieb ausgegangen [21]. Die Kennlinie ist dem Datenblatt eines kommerziellen Photovoltaik-Wechselrichters entnommen [7]. Eine betragsmäßig abnehmende Leistung führt zu einem geringeren Wirkungsgrad. Der maximale Wirkungsgrad wird bei etwa 50 % der Nennleistung erreicht. Für die Kennlinie wurde die Wirkungsgradkurve vom letzten verfügbaren Datenpunkt zur Y-Achse zu Null geführt. Der resultierende Verlauf ist in Abbildung 7 dargestellt.

Die von der Regeleinrichtung vorgegebene Leistung entspricht der Leistung gegenüber dem Netz und nicht der Batteriezellenleistung. Entsprechend dem Wirkungsgrad wird der Batteriespeicher stärker entladen und geringer geladen als die von der Regeleinrichtung vorgegebene Leistung.

Fast alle Speicher verlieren über die Zeit Energie. Deshalb wird die Selbstentladungsrate  $SR$  darüber definiert, wie viel Prozent der gespeicherten Energie



**Abbildung 7:** Kennlinie des Wirkungsgrads des Batteriewechselrichters  $\eta_{BSS}$  in Abhängigkeit von der Leistung nach [7] bei  $\cos(\varphi) = 1$

$E_{BS}$  als Verlustleistung  $P_V$  über einen Zeitraum  $dt$ , in der Regel über 30 Tage, ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird.

$$SR = \frac{\int |P_V| \cdot dt}{E_{BS}} \quad (9)$$

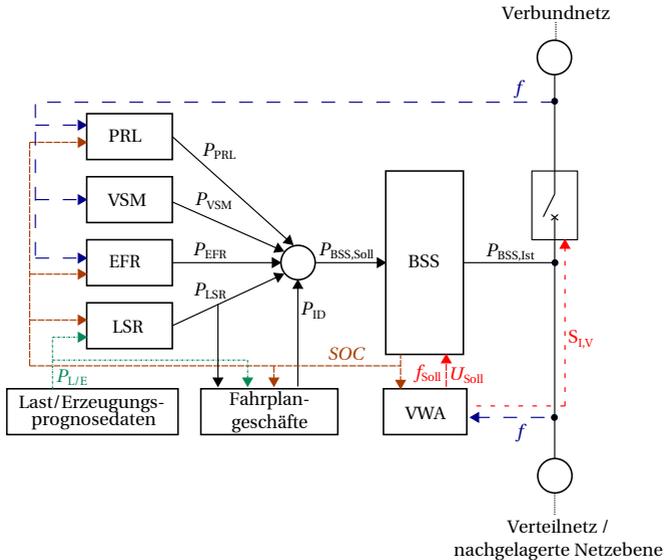
Bei einer Umgebungstemperatur von  $T = 20^\circ\text{C}$  beträgt diese ca.  $SR = 0,3 \text{ \%}/30$  Tage [71].

Das gesamte Modell des BSS beinhaltet alle Funktionen, welche die Regelung und den Betrieb des BSS beschreiben. Das Modell ist in verschiedene Subsysteme unterteilt:

- Batteriespeicher
- PRL-Regelung
- EFR-Regelung
- VSM-Regelung
- LSR-Regelung
- VWA-Regelung
- Fahrplangeschäfte am Intraday (ID)-Markt

Abhängig von dem Zustand Inselnetzbetrieb oder Verbundnetzbetrieb und den Anwendungen ergeben sich verschiedene Kombinationen aus Submodellen die das Gesamtmodell des BSS inklusive der Regelmodelle bilden (Abbildung 8). Die Anwendungsblöcke PRL, VSM, EFR, LSR und Fahrplangeschäfte enthalten die

Funktionen und Regelungen zur Berechnung des Leistungssollwertes  $P_{BSS,Soll}$  in jedem Zeitschritt. Die Prognosedaten der Lasten und Erzeuger  $P_{L/E}$  werden an den Anwendungsblock LSR übertragen. Zur Umschaltung zwischen Insel- und Verbundnetzbetrieb wird mittels des Schaltsignals  $S_{I,V}$  ein Leistungsschütz geschaltet. Im Inselbetrieb wird dem BSS durch den Anwendungsblock VWA ein Sollwert für die Spannung  $U_{Soll}$  und  $f_{Soll}$  vorgegeben. Das BSS-Modell enthält alle Funktionen und Prozesse zur Berechnung des Leistungsistwertes  $P_{BSS,Ist}$  und des Zustands des BSS.



**Abbildung 8:** Signal- und Leistungsflusschema des BSS-Gesamtmodells inklusive der Regeleinrichtungen (durchgezogene Linien: Leistungsfluss; gestrichelte Linien: Signalfluss)

### 3.3.1 Batteriespeichersystem

Das Modell des Batteriespeichersystems summiert die gelieferte Leistung aus den anderen Anwendungsblöcken und berechnet den SOC, den SOH und abhängig von der Dynamik und dem Wirkungsgrad den Leistungsistwert wie in Abbildung 9 dargestellt.

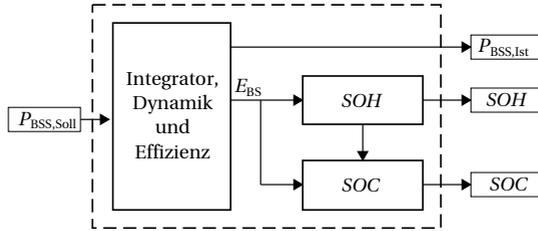


Abbildung 9: Schematische Darstellung des BSS-Submodells

## SOC

Zur Bestimmung des *SOC* häufig verwendete Methoden sind die Messung der Zellspannungen, das Verfahren des Coulomb Counting oder die Impedanzspektroskopie [80]. Im Falle von Lithium-Ionen-BS eignet sich aufgrund der geringen Spannungsänderung im Nennbetriebsbereich die Coulomb Counting-Methode am besten. Dabei wird der *SOC* durch die zu- bzw. abgeführte Energie  $E_{BS}$ , die Nennkapazität  $E_{BS,n}$  und den *SOH* nach (10) berechnet:

$$SOC(t) = SOC_0 + \int_0^t \Delta P(t) \cdot \eta_{BSS} dt \cdot \frac{1}{SOH \cdot E_{BS,n}} \quad (10)$$

Mit dem Anfangsladezustand  $SOC_0$ , dem Wirkungsgrad des Batteriespeichersystems  $\eta_{BSS}$  und dem Sollwert der Batterieleistung am Netz  $\Delta P(t)$ .

Um die Lebensdauer beziehungsweise den Batteriezustand in die Berechnung einfließen zu lassen, wird die Nennkapazität des BS mit dem *SOH* multipliziert.

Die Lebensdauer eines BS hängt u.a. von der Entladetiefe und Ladehöhe ab und daher wird der *SOC* in festgelegten Grenzen gehalten. Die meisten Hersteller von Batterien definieren ihre eigenen Grenzen, jedoch ist bei allen Herstellern der nutzbare Bereich heute (2020) nicht größer als zwischen 10 % und 90 %. Die nutzbare Kapazität eines BS, wird als Entladetiefe (*DOD*, Depth of Discharge) bezeichnet.

Abhängig von den Anwendungen wird ein idealer Sollladezustand  $SOC_{Soll}$  definiert (11). Mittels eines Lademanagements wird im Betrieb die Rückführung auf diesen angestrebt. Im Falle von symmetrischen Anwendungen wie PRL, EFR, VSM und VWA ist ein *SOC* von 50 % ideal. Bei der Lastspitzenreduktion bietet

sich jedoch eine Verschiebung des idealen Sollladezustands um  $\Delta SOC_{LSR}$  (33) an.

$$SOC_{Soll} = 0.5 + \Delta SOC_{LSR}. \quad (11)$$

Die nutzbare Kapazität  $E_{BS}$  berechnet sich über den *DOD* und die gesamte Kapazität  $E_{BS,n}$  des Batteriespeichers:

$$E_{BS} = E_{BS,n} \cdot DOD. \quad (12)$$

Die Kapazität und die für die Anwendungen benötigte Lade- bzw. Entladeleistung wird durch das *C/P*-Verhältnis in Verbindung gesetzt.

$$C/P = \frac{E_{BS}}{P_{BS,n}}. \quad (13)$$

Das *C/P*-Verhältnis hat einen direkten Einfluss auf die Größe des BSS und ist für die Dimensionierung ein bedeutender Parameter.

#### **SOH**

Der *SOH* beschreibt den Kapazitätsverlust des BS in Folge von Alterung. Eine Gruppe von Methoden zur Bestimmung des *SOH* basieren auf der Messung der Zellimpedanz, der Zelleitfähigkeit, der Kapazität, dem Innenwiderstand, der Ladungsakzeptanz, der Selbstentladung, der Entladungsfähigkeit, der Mobilität der Elektrolyten und dem Zählen der Ladezyklen bzw. aus einer Kombination davon [96].

Eine andere Art von Methode ist die sogenannte Logbuch-Funktion. Dieses Verfahren sieht vor, dass der Batteriespeicher mit einem Speicherchip ausgestattet wird, auf dem die Nutzungshistorie protokolliert und später zur Bestimmung des *SOH* verwendet werden kann. Der am häufigsten zu protokollierende Parameter wäre der Lade- und Entladezyklus. Dies berücksichtigt jedoch keine atypischen, extremen Betriebsbedingungen, die den Alterungsprozess der Batterie besonders stark beeinflussen können. Um dies zu kompensieren, werden weitere kritische Parameter wie Spannungen, Ströme und Temperaturen protokolliert.

Da die Simulation nicht das Verhalten der einzelnen Zellen abbildet, lässt sich nur die Methode der Logbuch-Funktion anwenden, bei der die Alterung des BS anhand von zwei Einflussfaktoren bestimmt wird:

- Kalendarisches Altern: Beeinflusst durch die Temperatur und den  $SOC$
- Zyklische Altern: Beeinflusst durch die Lade- und Entladezyklen, die Temperatur, den  $SOC_{\min}$  und  $SOC_{\max}$  [80].

Mit dieser Methode wird der  $SOH$  anhand eines konstanten und eines auf Zyklen basierenden Alterungsfaktors bestimmt:

$$SOH = SOH_0 - SOH_{Zyk} - SOH_{Kal}, \quad (14)$$

mit

$$SOH_{Zyk} = f_{d,Zyk} \cdot (1 - SOH_{Ende}) \quad (15)$$

für die zyklische Alterung und

$$SOH_{Kal} = f_{d,Kal} \cdot (1 - SOH_{Ende}) \quad (16)$$

für die kalendarische Alterung [80].

Der anfängliche  $SOH_0$  kann je nach Zustand des BS variieren. Für neue BS wird ein  $SOH_0$  von 100 % angenommen, dies kann jedoch je nachdem was für Tests vor der Lieferung durchgeführt wurden oder durch kalendarische Alterung variieren. In den meisten Fällen berücksichtigen die Hersteller diese Alterungsfaktoren bereits und die ausgelieferten BS weisen eine dem Typenschild entsprechende Kapazität auf. Die Verwendung von Second-Life-Batterien sind ein mögliches Geschäftsmodell für stationäre BSS, da sie deutlich günstiger sind, jedoch ist die Nutzkapazität  $SOH_0 \leq 80\%$  der ursprünglichen Nennkapazität.

Der Faktor für das kalendarische Altern ( $f_{d,Kal}$ ) hängt von der voraussichtlichen Lebensdauer des BS ( $\tau_{Le,Kal}$ ) ab:

$$f_{d,Kal} = \frac{1}{\tau_{Le,Kal}}. \quad (17)$$

Der zyklische Alterungsfaktor ( $f_{d,Zyk}$ ) wird durch das Verhältnis zwischen dem simulierten Energiedurchsatz während der Simulationszeit ( $E_{Eff}$ ) und dem nominalen Energiedurchsatz über die Lebensdauer des BS ( $E_{Ges,Ende}$ ) berechnet:

$$f_{d,Zyk} = \frac{E_{Eff}}{E_{Ges,Ende}} \quad (18)$$

mit

$$E_{\text{Eff}} = \int |P_{\text{BSS}}| dt. \quad (19)$$

Durch Multiplikation der Nennkapazität des BSS ( $E_{\text{BSS},n}$ ) mit dem maximalen Gesamtwirkungsgrad ( $\eta_{\text{BSS},\text{max}}$ ), der durchschnittlichen zyklischen Lebensdauer des BS ( $n_{\text{Zyk}}$ ) und dem  $DOD$  ist es möglich, eine Schätzung des gesamten nominalen Energiedurchsatzes über die Lebensdauer des BS zu erhalten:

$$E_{\text{Ges,Ende}} = E_{\text{BS},n} \cdot \eta_{\text{BSS},\text{max}} \cdot n_{\text{Zyk}} \cdot DOD. \quad (20)$$

Durch die Implementierung dieses Verfahrens im Modell wird die Abnahme des  $SOH$  während des Betriebs geschätzt und zur Bestimmung des Einflusses verschiedener Betriebsstrategien auf die Lebensdauer sowie zur Bestimmung der jährlichen Degradationskosten verwendet.

### 3.3.2 Primärregelleistung

Das Primärregelleistungs-Modell ist unter Berücksichtigung der von den Netzbetreibern festgelegten Anforderungen umgesetzt [90]. Um jedoch den Eintritt von BSS in den PRL-Markt zu unterstützen, haben die ÜNB eine Reihe spezifischer Regeln für BSS entwickelt [2].

Die Regelungen im PRL-Rahmenvertrag sahen im Betrachtungsjahr 2018 eine hundertprozentige Vorhaltung und Erbringung von PRL für die Produktzeitdauer von einer Woche vor. Seit dem 01.07.2019 verkürzte sich der Produktzeitraum der PRL von einer Woche auf einen Tag [4]. Da für eine oder mehrere BSS mit einer begrenzten Kapazität eine Erbringung ohne Nachladestrategie im theoretischen Extremfall ( $\geq 200$  mHz Frequenzabweichung) über eine Woche nicht möglich ist, werden zusätzliche Kriterien für BSS sowie Freiheitsgrade für die Nachladestrategie eingeführt, um die Verfügbarkeit zur Vorhaltung und Erbringung der PRL aus BSS einheitlich prüfen zu können [2].

Für den eigenständigen Betrieb eines Batteriespeichers oder die Kombination mit weiteren Batteriespeichern als Batteriepool muss das sogenannte 30-Minuten-Kriterium erfüllt werden. Der Anbieter muss sicherstellen, dass für normale Frequenzverläufe stets eine Energiereserve vorhanden ist, welche ausreicht um die vorgehaltene PRL für mindestens 30 Minuten in positiver als auch negativer Richtung erbringen zu können. Der daraus abgeleitete Arbeitsbereich

in Abhängigkeit des Verhältnisses aus angebotener PRL zur Kapazität ist in Abbildung 10 dargestellt.

Das 30-Minuten-Kriterium gilt als verletzt, wenn der *SOC* während normaler Frequenzverläufe, also im Normalbetrieb, außerhalb des Arbeitsbereichs liegt. Der Normalbetrieb liegt dann vor, wenn die Frequenzabweichung kontinuierlich  $< 50$  mHz ist oder keine der nachfolgenden Kriterien erfüllt ist:

1. Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb  $\pm 200$  mHz oder
2. Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb  $\pm 100$  mHz für länger als 5 Minuten oder
3. Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb  $\pm 50$  mHz für länger als 15 Minuten.

Sofern mindestens ein Kriterium erfüllt ist, ist ein Verlassen des Arbeitsbereichs für die Erbringung von PRL zulässig. Der Anbieter ist verpflichtet, nach Rückkehr in den Normalbetrieb (Frequenzabweichung  $< 50$  mHz), den Arbeitsbereich nach spätestens zwei Stunden wieder zu erreichen. Aus dem 30-Minuten-Kriterium ergeben sich Anforderungen an das Speicherverhältnis (siehe Abbildung 10) und die Nachladestrategie [2].

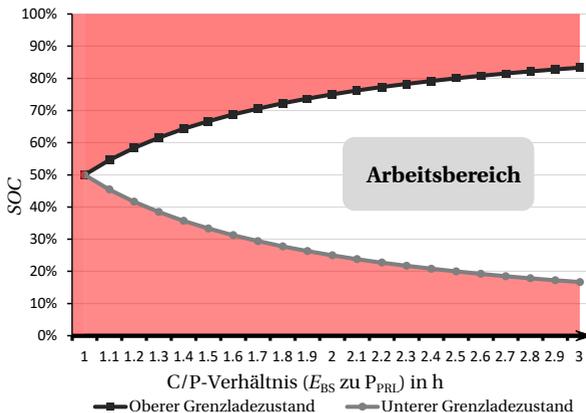


Abbildung 10: Speicherverhältnis bei stationären Batteriespeichern, Vgl. [2]

Die unteren und oberen Grenzen des Ladezustandes für PRL ( $SOC_{PRL,min}$  und  $SOC_{PRL,max}$ ) berechnen sich durch:

$$SOC_{PRL,max} = SOC_{max} - 0,5h \cdot \frac{P_{PRL}}{E_{BS}}, \quad (21)$$

$$SOC_{PRL,min} = SOC_{min} + 0,5h \cdot \frac{P_{PRL}}{E_{BS}}. \quad (22)$$

Um diese Grenzen einzuhalten, kann der Anbieter die folgenden vier Freiheitsgrade zur Optimierung des Lademanagements anwenden:

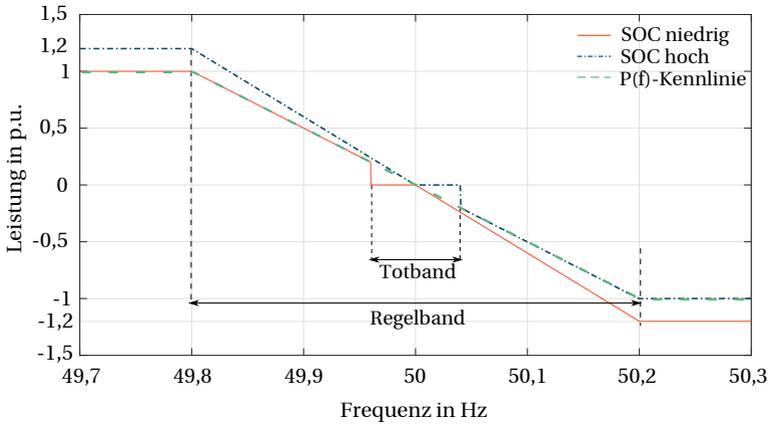
**Optionale Übererfüllung:** Durch diesen Freiheitsgrad ist es zulässig, bis zu 120% des geforderten Betrags an negativer oder positiver Leistung ans Netz zu liefern. Dabei entspricht der minimale Betrag dem Verlauf einer linearen  $P(f)$ -Kennlinie, die ihr Maximum bei einer Frequenzabweichung von 200 mHz erreicht. Die optionale Übererfüllung wird so implementiert, dass das Lademanagement verbessert wird:

- Erhöhen der Leistungsabgabe um 20 %, wenn eine positive PRL ( $f < 49,99$  Hz) erforderlich ist und der  $SOC$  über 50 % liegt, wodurch der BS schneller entlädt.
- Erhöhen der Leistungsaufnahme um 20 %, wenn eine negative PRL ( $f > 50,01$  Hz) erforderlich ist und der  $SOC$  unter 50 % liegt, wodurch der BS schneller lädt.

**Totband:** In Deutschland darf ein Totband von  $\pm 10$  mHz um die Nennfrequenz von 50 Hz für die Erbringung von Regelleistung zur Unterstützung des Batterie-lademanagements genutzt werden. Innerhalb dieses Totbandes ist es möglich, die Batterie im Sinne eines Lademanagements zu laden oder entladen, jedoch nur, wenn der Leistungsfluss im netzstützenden Sinne wirkt. Dies bedeutet, dass bei  $f > 50$  Hz eine Einspeicherung von Energie stattfinden darf und umgekehrt [2, 28, 39].

Aus der  $P(f)$ -Kennlinie und den Freiheitsgraden Übererfüllung und Totband zum Lademanagement entsteht die in Abbildung 11 dargestellte Kennlinie. Die algorithmische Umsetzung ist im Anhang B.1 als Programmablaufplan dargestellt.

**Leistungsgradient:** Laut den Vorgaben der ÜNB muss die Erbringung der PRL mit einer minimalen Steigung entsprechend der Nennleistung innerhalb von



**Abbildung 11:** PRL-Kennlinie mit den vom Ladezustand abhängigen Freiheitsgraden

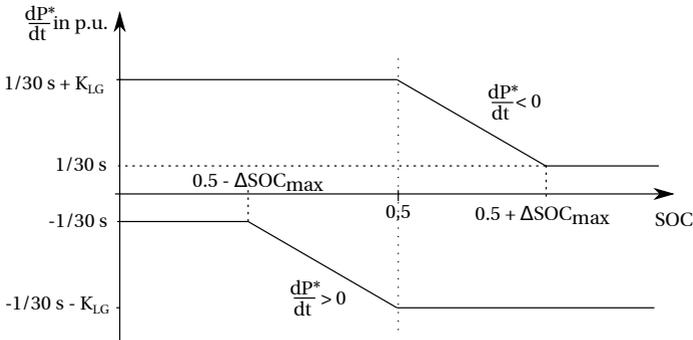
30 Sekunden erfolgen. Diese Vorgabe ist durch die Teilnahme träger, thermischer Kraftwerke am PRL-Markt bedingt. Da BSS über eine weitaus schnellere Dynamik verfügen, darf die Leistung schneller als gefordert abgegeben werden, solange die PRL-Kennlinie dabei befolgt wird. Beispielsweise kann bei einem BSS, als Konsequenz eines niedrigen Speicherstandes, bei einem geforderten Anstieg der Leistung die Steigungsrate künstlich begrenzt werden. Durch diese Maßnahme wird über das gleiche Zeitintervall weniger Energie abgegeben. Je nach Ladezustand und Vorzeichen der eingehenden Änderungsrate wird die ausgehende Änderungsrate limitiert, was im Programmablaufplan im Anhang B.1 verdeutlicht ist.

Der Term

$$A = \left( 1 - \min \left( \frac{|\Delta SOC|}{\Delta SOC_{\max}}, 0 \right) \right) \cdot K_{LG} \quad (23)$$

sorgt für eine zunehmend stark limitierte Steigungsrate, je größer die Abweichung vom *SOC*-Sollwert ist. Befindet sich der *SOC* an seinem Sollwert, nimmt *A* den Wert der Konstante  $K_{LG}$  an, welcher die Steigungsrate entsprechend vergrößert. Erreicht  $\Delta SOC$  den Wert  $\Delta SOC_{\max}$ , beträgt *A* null und die Steigungsrate ist so limitiert, dass gerade deren Mindestanforderungen erfüllt werden. Die

Abhängigkeit der Steigungsrate vom SOC ist in Abbildung 12 dargestellt.



**Abbildung 12:** SOC-Abhängigkeit der Steigungsraten-Limitierung

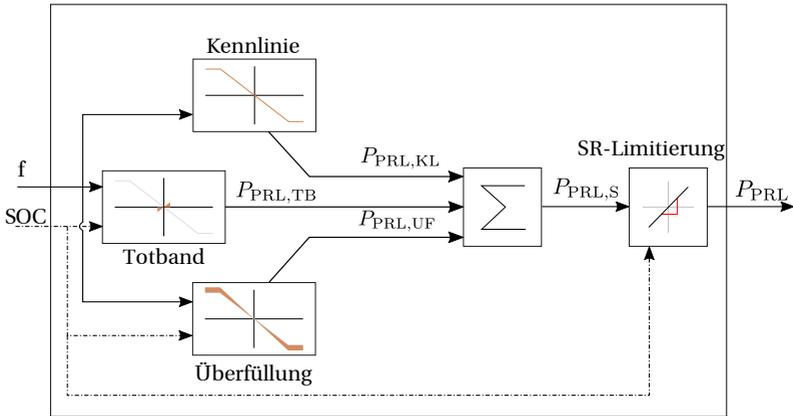
Zur Implementierung der beschriebenen Freiheitsgrade sind der linearen  $P(f)$ -Kennlinie zwei weitere Signale überlagert, deren Werte jeweils von der Frequenz und vom SOC abhängig sind. Die Ausgabewerte des Modells der Kennlinie  $P_{PRL,KL}$ , des Freiheitsgrads im Totband  $P_{PRL,TB}$  und der Übererfüllung  $P_{PRL,ÜF}$  werden zu  $P_{PRL,S}$  addiert und dienen anschließend als Eingangssignal für das Modell der Steigungsraten-Limitierung. In Abbildung 13 ist der schematische Aufbau des PRL-Modells aus den einzelnen Leistungsanteilen dargestellt.

Aufgrund der Grenzen des Regel- und Totbandes weist das PRL-Modell ein nicht-lineares Verhalten auf. Die Berechnungsformeln der einzelnen Leistungsanteile für die jeweiligen Frequenzbereiche finden sich in Anhang A.2 wieder.

Durch die Nutzung der Freiheitsgrade wird das Lademanagement optimiert und die Notwendigkeit des Handels von Energie durch Fahrplangeschäfte am Strommarkt reduziert.

**Fahrplangeschäfte:** Im Falle, dass langfristig die positive Primärregelleistung gleich der negativen Primärregelleistung wäre, wird aufgrund von wirkungsgradbedingtem Verlust der Ladezustand der Batterie dazu neigen, im Laufe der Zeit abzufallen [55].

Um eine kontinuierliche Bereitstellung von PRL gewährleisten zu können, ist von den ÜNB die Option vorgesehen, mit Fahrplangeschäften Ladezustandskorrekturen durchzuführen. Die Umsetzung ist in Abschnitt 3.3.6 beschrieben.



**Abbildung 13:** Schema der Zusammensetzung des Primärregelleistungs-Modells mit der Implementierung der Leistungsanteile und der Signalflüsse

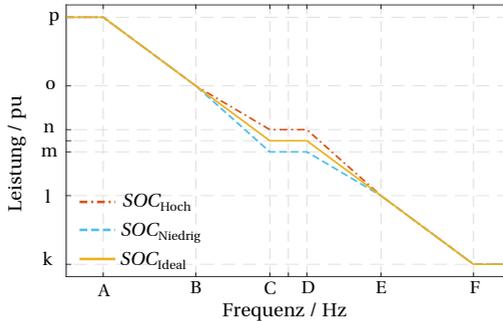
Während die zuerst genannten Freiheitsgrade kontinuierlich und kostenneutral zur Verfügung stehen, entstehen für den Bezug von Energie vom ID-Markt Kosten. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es somit sinnvoll, das Potential der oben genannten Freiheitsgrade auszuschöpfen und Fahrplangeschäfte, soweit es geht, als Sicherheitsinstanz vorzusehen.

### 3.3.3 Enhanced Frequency Response

Eine weitere Art von Regelleistung, die EFR, wurde vom britischen Übertragungsnetzbetreiber National Grid konzipiert. Das dortige Stromnetz unterscheidet sich gegenüber dem kontinentaleuropäischen Verbundnetz durch eine niedrigere Netzanlaufzeitkonstante von unter 4 Sekunden, wobei diese bis 2030 auf unter 2 Sekunden sinken könnte [51]. Aus diesem Grund bemüht sich der Netzbetreiber um die Schaffung von Normen für die Ausschreibungen schnell verfügbarer Regelleistung, die für die Netzbetreiber des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes ein Vorbild darstellen können.

Im Gegensatz zur PRL muss die Leistung der EFR innerhalb von einer Sekunde aktiviert sein. Die EFR-Betriebskennlinie ist in Abbildung 14 in orange dargestellt. Sie gibt die von den Anlagen zur Bereitstellung von EFR zu erfüllende Wirkleistungs-Frequenz-Charakteristik wieder. Je nach Ladezustand der Batterie

darf für das Lademanagement von der Kennlinie abgewichen werden. Die Fläche, die von der roten und blauen Linie aufgespannt wird, stellt diesen Freiheitsgrad der Abweichung von der Betriebskennlinie dar. Im Totband sind dies bis zu 9 % der Nennleistung. Dieser Spielraum nimmt mit zunehmender Höhe der Frequenzabweichung ab, bis sich die Kurvenschar wieder mit der Betriebskennlinie vereinigt [61].

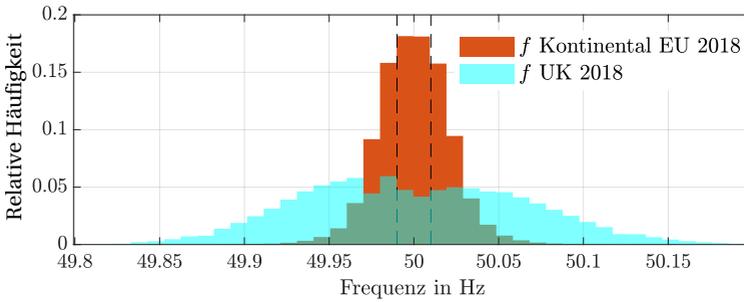


**Abbildung 14:** Kurvenschar der Frequenz-Leistungs-Kennlinien der erweiterten Regelleistung in Abhängigkeit vom Ladezustand nach [61]

Die von National Grid vorgegebenen Parameter der Wirkleistungs-Frequenz-Charakteristik (Anhang A.2) werden für die weiteren Untersuchungen an die ENTSO-E-Anforderungen zur Bereitstellung von Primärregelleistung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz [39] angepasst. Eine direkte Übernahme der von National Grid vorgegebenen Parameter ist aufgrund des unterschiedlichen statistischen Verhaltens der Netzfrequenzen, dargestellt in Abbildung 15, nicht sinnvoll. Die auf die Anforderungen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes angepassten Parameter der Leistungs-Frequenz-Charakteristik sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Im Falle, dass sich die Frequenz außerhalb des Totbandes befindet, muss die Leistung für 15 Minuten erbracht werden. Befindet sich die Frequenz für eine Dauer von mehr als 15 Minuten außerhalb des Totbandes, kann die Erbringung von EFR bis 30 Minuten nachdem die Frequenz das Totband wieder erreicht hat, abgeschaltet werden [61].

Die implementierte EFR-Regelung führt die Berechnung der Leistung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz, der Zeit und dem SOC durch. Je nachdem ob das Abschaltkriterium erfüllt ist oder nicht, wird der Wert der  $P(f)$ -Kennlinie als tatsächliches Leistungssignal ausgegeben oder nur Lademanagement durchgeführt.



**Abbildung 15:** Vergleich der relativen Häufigkeitsverteilung der historischen Netzfrequenzen des englischen und kontinentaleuropäischen Stromnetzes des Jahres 2017 mit der Klassenbreite  $\Delta f_{KB} = 10 \text{ mHz}$  (grüne Flächen = Überlagerung)

Die Implementierung dieser Funktion ist als Programmablaufplan im Anhang B.2 dargestellt.

Die Systemdienstleistung EFR ist speziell auf Energiespeicher zugeschnitten. Durch die, verglichen mit der PRL, liberaleren Freiheitsgrade kann ein Lademanagement effizienter umgesetzt werden. Einerseits ist das Band zum Lademanagement breiter, wodurch häufiger Ladezustandsanpassungen betrieben werden können, andererseits beträgt die Leistung, die im Totband verwendet werden kann, 9% der Nennleistung; bei der PRL sind dies im Vergleich dazu höchstens 5%. Zusätzlich muss im Totband nicht zwangsläufig auf netzstützende Weise mit dem Verbundnetz Energie ausgetauscht werden. Dadurch trägt diese Systemdienstleistung weniger zur Frequenzhaltung im stationären Zustand bei als PRL. Da die geforderte Reaktionszeit von EFR in Bereichen von unterhalb einer Sekunde liegt und damit weitaus schneller als die Mindestgeschwindigkeit von PRL ist, kann sie im Falle einer Netzstörung jedoch schneller reagieren.

**EFR-Lademanagement:** Im Totband ist der Wert der ursprünglichen Kennlinie gleich null, EFR erfüllt hier also gemäß der Kennlinie  $P_{EFR, KL}$  primär keine netzstützende Funktion. Jegliche Leistungsaufnahme oder Abgabe dient dem Ladezustandsmanagement. Tritt die Frequenz aus dem Totband aus, wird ein Zähler gestartet. Befindet sich die Frequenz nach dem Verstreichen von 15 Minuten außerhalb des Totbands, wird so lange gewartet, bis die Frequenz sich wieder innerhalb von diesem befindet. Nun wird ein zweiter Zähler gestartet. Es wird nun im Rahmen des vorgegebenen Bereichs Lademanagement betrieben, bis 30 Minuten erreicht sind. Anschließend wird die beschriebene Sequenz von vorne

**Tabelle 5:** An das kontinentaleuropäische Stromnetz angepasste Parameter zu den Kennlinien in Abbildung 14

Punkt	Frequenz (kont. EU) [Hz]	Punkt	Leistung [p.u.]	Frequenz (UK) [Hz]
A	49,8	k	100 %	49,5
B	49,9	l	44,44 %	49,75
C	49,99	m	9 %	49,95
D	50,01	n	-9 %	50,05
E	50,1	o	-44,4 %	50,25
F	50,2	p	-100 %	50,5

begonnen.

**EFR-Steigungsratenlimitierung:** Um sicherzustellen, dass sich die Regelleistung proportional zur Frequenz ändert, eine Übererfüllung verhindert und die Möglichkeit für unvorhersehbares Verhalten verringert wird, sind maximale Steigungsraten der Leistung vorgeschrieben [61]. Hierfür ist allerdings eine ständige Messung des Frequenzgradienten erforderlich, was die Reaktion verzögert. Die Steigungsratenlimitierung außerhalb des Totbands und innerhalb der Einhüllenden ist abhängig vom Frequenzgradienten und der Konstanten  $k$  [61]. Die Implementierung der Steigungsratenlimitierung wird ebenfalls auf die Vorgaben des kontinentaleuropäischen Netzes wie folgt angepasst.

Die EFR Leistung des BSS wird als  $P_{\text{BSS,EFR}}$  bezeichnet und der Maximalwert als  $P_{\text{BSS,EFR,max}}$ . Der Faktor  $k$  wird zu  $k=0,101$  gesetzt, sodass nach (24) bei Erreichen des maximal zu beherrschenden Frequenzgradienten von  $0,1 \text{ Hz/s}$  (Abschnitt 3.3.4) die maximale Leistung  $P_{\text{BSS,EFR,max}}$  erbracht wird.

$$P_{\text{BSS,EFR,max}} \cdot \left( -\frac{1}{k} \cdot \frac{df}{dt} - 0,01 \right) < \dot{P}_{\text{BSS,EFR}} < P_{\text{BSS,EFR,max}} \cdot \left( -\frac{1}{k} \cdot \frac{df}{dt} + 0,01 \right) \quad (24)$$

Innerhalb des Totbandes gilt:

$$0 < \dot{P}_{\text{BSS,EFR}} < \frac{0,01 \cdot P_{\text{BSS,EFR,max}}}{1 \text{ s}} \quad (25)$$

Obwohl eine Unter- oder Übererfüllung nicht vorgesehen ist, ist es wichtig, eine möglichst schnelle Rückführung in den vorgesehenen Bereich zu ermöglichen. Die Grenzen des Systems müssen allerdings berücksichtigt werden.

Bei Untererfüllung gilt:

$$0 < \dot{P}_{\text{BSS,EFR}} < \frac{2 \cdot P_{\text{BSS,EFR,max}}}{1 \text{ s}} \quad (26)$$

Bei Übererfüllung gilt:

$$0 < \dot{P}_{\text{BSS,EFR}} < \frac{0,1 \cdot P_{\text{BSS,EFR,max}}}{1 \text{ s}} \quad (27)$$

### 3.3.4 Virtuelle Schwungmasse

Die Anwendung der VSM soll starken Frequenzänderungsraten entgegenwirken. Dazu wird der Momentanreserve-Effekt eines Synchrongenerators mit entsprechender Massenträgheit emuliert. Die Leistung, die ein Trägheitsmoment  $J_{\text{SM}}$  bei Beschleunigung oder Verzögerung ihrer Rotation erfährt, ergibt sich durch

$$P = \frac{d}{dt} E_{\text{Kin,SM}} = \frac{d}{dt} \frac{1}{2} \cdot J_{\text{SM}} \cdot \omega^2 = J_{\text{SM}} \cdot \omega \cdot \frac{d\omega}{dt}. \quad (28)$$

Kennzeichnend für die virtuelle Schwungmasse ist demnach die Proportionalität zwischen der Frequenzänderungsrate und der in das Netz eingespeisten Leistung.

$$P_{\text{VSM}} = P_{\text{VSM,max}} \cdot \frac{\dot{f}}{\dot{f}_{\text{max}}} = K_{\text{VSM}} \cdot \frac{df}{dt} \quad (29)$$

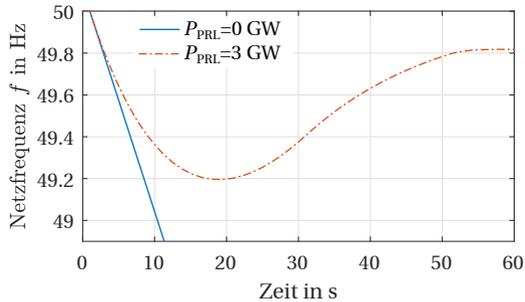
Deshalb sinkt die Leistung beim Einsetzen der Primärregelleistung und des Selbstregelleffekts schnell ab, sodass die Wirkung der VSM nur auf die ersten Sekunden nach einer Störung begrenzt ist. Aufgrund der notwendigen Frequenzmessung über einen Zeitraum (abhängig von der Taktfrequenz) zur Bestimmung der Änderung der Frequenz über die Zeit, kommt es zu Verzögerungen bei der Erbringung der Leistung  $P_{\text{VSM}}$ .

Anders als bei PRL existiert für die Bereitstellung von Leistung durch virtuelle Schwungmasse noch kein offizieller Anforderungskatalog mit Bedingungen hinsichtlich Bereitstellungsdauer und Reaktionsgeschwindigkeit der Leistung. Um das geforderte Verhalten im Referenzstörfall [34] auch in einem Stromnetz mit geringer Netzanlaufzeitkonstante beizubehalten, kann die Annahme, dass die Änderungsrate direkt nach Eintritt der Störung nicht höher ist als im Referenzstörfall (Abbildung 16), als sinnvoll betrachtet werden. Unmittelbar nach einer

Störung gilt:

$$\dot{f}_{\max} = \frac{P_B \cdot f_0}{T_{AN} \cdot P_{Ges,n}} \quad (30)$$

Dies ergibt für den Referenzstörfall mit  $P_{Ges,n}=150$  GW,  $P_B=\Delta P_S=3$  GW,  $T_{AN}=10$  s und  $f = f_0$  unmittelbar nach der Störung einen maximalen Frequenzgradienten von  $\dot{f}_{\max} = 0,1$  Hz/s.



**Abbildung 16:** Frequenzverlauf im Referenzstörfall ohne Selbstregeleffekt ( $P_{Ges,n}=150$  GW,  $\Delta P_S=3$  GW,  $T_{AN}=10$  s und  $f = f_0$ ); mit Momentanreserve und Primärregelleistung (orange); mit Momentanreserve und ohne Primärregelleistung (blau)

Die Dienstleistung VSM wird in den folgenden drei verschiedenen Betriebsmodi implementiert und untersucht:

- Feste VSM gemäß (29)
- Variable VSM
- Variable VSM mit Steigerungsratenlimitierung (SRL)

Im Betriebsmodus *variable VSM* sollen nur die Frequenzgradienten durch Leistung des BSS reduziert werden, die eine Entfernung von der Nennfrequenz verursachen. Die Leistung wird demnach im Falle, dass sich die Frequenz der Nennfrequenz annähert auf  $P_{VSM}=0$  W gesetzt.

Im Betriebsmodus *variable VSM mit SRL* wird die Leistung  $P_{VSM}$  im Falle einer Annäherung der Frequenz an die Nennfrequenz nicht sprunghaft auf null gesetzt, sondern mit einer gegebenen Steigerungsrate reduziert. Für die Untersuchung wird die Steigerungsrate auf 5 %/s gesetzt. Auf diese Weise wird die Leistung über

einen Zeitraum von 20 Sekunden reduziert und unterstützt die Rückführung zur Nennfrequenz auch während der Aktivierungsphase der Primärregelleistung. Die algorithmische Umsetzung der variablen VSM mit und ohne SRL ist im Anhang B.3 dargestellt.

Die im Falle eines Frequenzabfalls zwischen zwei festgelegten Frequenzwerten von der virtuellen Synchronmaschine zur Verfügung gestellte Energie ist zeitunabhängig:

$$\begin{aligned} E_{\text{VSM}} &= \int_{f_1}^{f_2} P_{\text{VSM}} dt \\ &= \int_{f_1}^{f_2} P_{\text{VSM,max}} \frac{1}{\dot{f}_{\text{max}}} df \\ &= P_{\text{VSM,max}} \cdot \frac{\Delta f}{\dot{f}_{\text{max}}} \end{aligned} \quad (31)$$

Bei einer Frequenzänderungsrate von 0,1 Hz/s zwischen 51,5 Hz und 47,5 Hz entspricht die benötigte Energiemenge der Nennleistung über einen Zeitraum von 40 Sekunden. Dieser Frequenzrahmen stellt die Frequenzen dar, bis zu denen Erzeugungsanlagen verpflichtet sind, weiterhin in das Netz einzuspeisen. Vorstellbar wäre ein Übergang aus einer Überfrequenzsituation durch gleichzeitiges Abschalten von Erzeugern hin zu einer Unterfrequenzsituation. Es zeigt sich an dieser Voranalyse, dass die vom Batteriespeicher für die Bereitstellung einer virtuellen Schwungmasse benötigte Energie sehr gering ist im Vergleich zu der Energie die für die Erfüllung des 30-Minuten-Kriteriums der PRL benötigt wird.

### 3.3.5 Leistungsspitzenreduktion

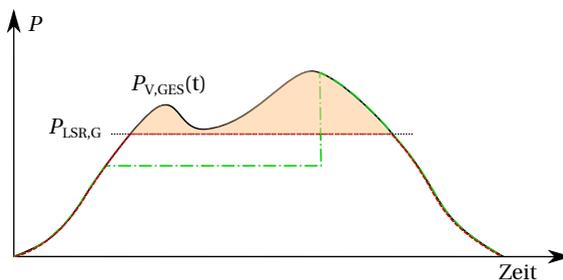
Ebenso wie bei Lastspitzen ist bei Erzeugungsspitzen in Zukunft mit einer Zunahme in den Verteilnetzen zu rechnen. Das liegt einerseits an dem Ausbau der erneuerbaren Energien und andererseits an der Zunahme stromintensiver Lasten durch die Sektorkopplung, wie beispielsweise durch Ladestationen für die Elektromobilität oder Wärmepumpen.

Die Ziele der Leistungsspitzenreduktion (LSR) sind sowohl eine kurzzeitige Entlastung der übergeordneten Spannungsebene im Minuten- bis Stundenbereich

als auch eine Reduzierung der maximalen Residuallast während eines Abrechnungszeitraumes zur Reduzierung des Leistungspreises der Netznutzungsentgelte des Verteilnetzes.

Die Leistungspreise der Netznutzungsentgelte werden von den ÜNB monatlich oder jährlich festgelegt [46]. Den Untersuchungen wird zunächst ein Abrechnungszeitraum von einem Monat zugrunde gelegt. Das Verfahren basiert auf der Berechnung eines Leistungs-Glättungsniveaus mittels Last- und Erzeugungsprognosen. Aufgrund der ungenauen Erzeugungsprognose über einen Monatszeitraum hinweg werden Day-Ahead-Prognosen zur Stützung der Kurzfristplanung genutzt.

Die Reduzierung der Leistungsspitze ist abhängig von der zur Verfügung stehenden Energie im Batteriespeicher. Für jeden Zeitabschnitt des Lastverlaufs in Abhängigkeit vom Ladezustand ergibt sich ein eigenes, mögliches Glättungsniveau. Die Leistung  $P_{LSR}$ , die vom Batteriespeicher übernommen wird, ist die Differenz zwischen dem Lastsaldo des Verteilnetzes  $P_{V,Ges}(t)$  und einem prognostizierten Glättungsniveau  $P_{LSR,G}$  (Abbildung 17). Bei bekannter Lastkurve kann  $P_{LSR,G}$  so bestimmt werden, dass die dafür dedizierte Speicherkapazität  $E_{LSR}$  genau erreicht wird. Der grüne Verlauf in Abbildung 17 entspricht einer zu geringen Wahl von  $P_{LSR,G}$ . Der Speicher leert sich zu früh und kann die spätere Last nicht mehr ausgleichen, wodurch eine hohe, plötzliche Leistungsspitze entsteht. Der rote Verlauf entspricht einer optimalen Höhe von  $P_{LSR,G}$ , mit der das Glättungs-Grundniveau zwar höher liegt, aber durchgehend gehalten werden kann. Das übergeordnete Netz sieht somit lediglich  $P_{LSR,G}$  als Leistungsspitze.



**Abbildung 17:** Schematische Darstellung der resultierenden Leistung bei Glättung der Lastspitze  $P_{V,Ges}(t)$  für ausreichende (rot) und zu geringe Wahl von  $P_{LSR,G}$  (grün gestrichelt)

Das LSR-Modell besteht aus den folgenden drei Submodellen:

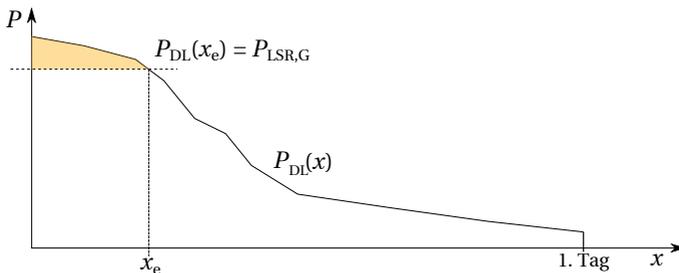
- Berechnung des Glättungsniveaus
- LSR-Methode
- Ladezustandsrückführung (LZR)

### Berechnung der Glättungsniveaus

In dem Submodell wird aus den Prognosedaten und der dedizierten Energiemenge  $E_{LSR}$  das Glättungsniveau  $P_{LSR,G}$  eines Tages bestimmt.

Dazu wird die Ganglinie der Tagesleistungsverlaufs-Prognose zunächst in eine Dauerlinie  $P_{DL}(x)$  umgewandelt (Abbildung 18).  $x$  ist die Zeitvariable in der Dauerliniendarstellung. Für steigende  $x$ -Werte wird das zugehörige Lastspitzenintegral  $E_{LSI}$  nach (32) so lange iterativ ermittelt, bis die vorgegebene Energiesumme bei  $x_e$  erreicht ist.  $P_{DL}(x_e)$  ergibt das gesuchte Ergebnis für  $P_{LSR,G}$ . Die betragsmäßig größere Leistung  $P_{LSR,G}$  der Erzeugung oder der Last wird als Glättungsniveau für den Erzeugungs- und Lastverlauf des betrachteten Tages i genommen.

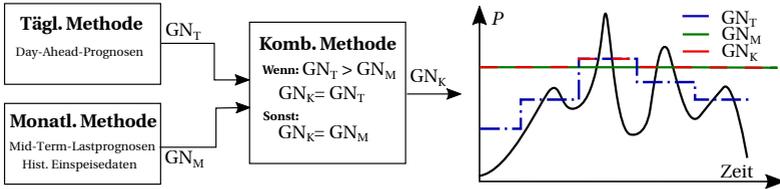
$$E_{LSI,i} = \int_0^{x_e} P_{DL}(x) dx - P_{DL}(x_e) \cdot x_e \quad (32)$$



**Abbildung 18:** Prinzip der Berechnung des Glättungsniveaus  $P_{LSR,G}$  aus der Tages-Leistungsdauerlinie

### LSR-Methoden

Die Auswahl einer der folgenden drei LSR-Methoden bestimmt die zur Berechnung des Glättungsniveaus verwendeten Prognosedaten. Das Verfahren ist schematisch in Abbildung 19 dargestellt.



**Abbildung 19:** Schematische Darstellung der LSR-Methoden: Täglich, Monatlich und Kombiniert

**Monatliche Methode:** Das Glättungsniveau  $GN_M$  richtet sich nach der höchsten, für die einzelnen Tage des Monats berechneten Leistung. Die Berechnung dieser Werte erfordert Monats-Prognosedaten der Last und Erzeugung. Da die Wettervorhersagen für einen Prognosehorizont von einem Monat zu ungenau für die Berechnung eines Glättungsniveaus sind [92], werden unter der Annahme, dass sich die Erzeugungsprofile über das Jahr in saisonaler Abhängigkeit verändern, Daten des Vorjahres für die Erzeugungsprognose verwendet. Der in diesem Zeitraum erfolgte Zubau erneuerbarer Energien wird über die Rate für Schleswig-Holstein von 7,7 % (Tabelle 4) von 2017 auf 2018 kompensiert. Der Prognosefehler für Mid-Term-Lastprognosen hat sich in den letzten Jahren deutlich verbessert. In der Literatur sind Werte zwischen 3 und 6 % genannt [18, 44, 83, 94]. Es wird ein uniform verteilter Prognosefehler von  $\pm 5$  % angenommen.

**Tägliche Methode:** Aufgrund der Abhängigkeit des Glättungsniveaus von dem Prognosefehler kann die ungenaue Prognose der Monatswerte dazu führen, dass die dedizierte Energie nicht ausreicht, die Leistungsspitze zu glätten. Eine Möglichkeit die Prognosegüte zu steigern und damit die Glättungsgüte zu erhöhen, ist der Ansatz der täglichen LSR mit Day-Ahead-Prognosen. Für die Lasten kann in diesem Fall ein uniform verteilter Prognosefehler von  $\pm 2,5$  % [54] und für die Einspeisung, mit der Annahme, dass es sich um eine Kombination aus Windkraft und Photovoltaik handelt, ein normal verteilter Zufallswert mit einer Standardabweichung von 15 % [58] angenommen werden. Die Nutzung der durch Day-Ahead Prognosen erstellten Glättungsniveaus  $GN_T$  in Kombination mit monatlich festgelegten Leistungspreisen, würde jedoch dazu führen, dass das BSS auch Leistungsspitzen reduziert, die keinen Einfluss auf die Netznutzungsentgelte haben, da diese unterhalb der höchsten Leistung des betrachteten Monats liegen. Dies würde aufgrund der steigenden Lade- und Entladezyklen zu einer schnelleren Degradierung der Batteriezellen und zu höheren Investitionskosten führen. In Hinblick auf ein zukünftiges dynamischeres elektrisches

Energieversorgungssystem wäre eine tägliche Festlegung der Leistungspreise vorstellbar und wird im folgenden Kapitel untersucht.

**Kombinierte Methode:** Ein weiterer Ansatz ist die Kombination beider Methoden um die Glättungsgüte der Day-Ahead-Prognosen zu nutzen und gleichzeitig die Zyklenanzahl zu reduzieren. Dafür wird mittels der monatlichen Prognose ein Glättungsniveau berechnet, das als Aktivierungsgrenze für das auf Day-Ahead Prognosen basierende Glättungsniveau dient (Abbildung 19). Das kombinierte Glättungsniveau  $GN_K$  führt bei Nutzung der genaueren Day-Ahead Prognosen zur Reduzierung der Zyklenanzahl.

#### Ladezustandsrückführung

Das Submodell der LZR hat die Aufgabe, die zur Leistungsspitzenreduktion verwendete Energiemenge zur Rückführung des SOC zum  $SOC_{Soll}$  zu verwenden.

Aus den Prognosedaten und dem Glättungsniveau lässt sich darauf schließen, ob die nächste Leistungsspitze eine Last- oder Erzeugerspitze sein wird. Diese Information wird dazu verwendet, den  $SOC_{Soll}$  entsprechend zu verschieben. Im Falle einer zu erwartenden Verbraucherspitze wird der  $SOC_{Soll}$  um den Faktor  $\Delta SOC_{LSR}$  nach oben verschoben, entsprechend für eine zu erwartende Erzeugerspitze nach unten. Das hat den Effekt, dass das Lademanagement anderer Dienstleistungen, wie der PRL und der EFR, den LSR-Modus unterstützen und der LZR nicht entgegenwirken.

Die Verschiebung hängt von den SOC-Grenzen ab, ab welchen der LSR-Modus abgeschaltet werden muss. Die Bedingungen dafür sind:

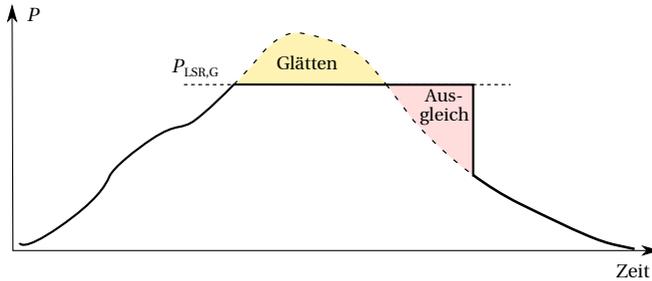
- Gefährdung der Erbringung der frequenzstützenden Dienstleistungen im multimodalen Betrieb durch Erreichen der SOC-Grenzen  $SOC_{ID,max}$  und  $SOC_{ID,min}$  (Abschnitt 3.3.6).
- Erreichen der minimalen und maximalen SOC-Grenzen  $SOC_{max}$  und  $SOC_{min}$  im unimodalen Betrieb.

Die Verschiebung des SOC  $\Delta SOC_{LSR}$  (für Gleichung (11)) wird wie folgt berechnet:

$$\Delta SOC_{LSR} = \begin{cases} -0,5 + SOC_{ID,min} + \delta & \text{für zu erwartende Erzeugerspitzen} \\ 0,5 - SOC_{ID,max} - \delta & \text{für zu erwartende Lastspitzen} \end{cases} \quad (33)$$

Der Abstand  $\delta$  zu den Grenzen  $SOC_{ID,min}$  und  $SOC_{ID,max}$  wird zunächst mit 0,05 angesetzt.

Das Verfahren der LZR ist in Abbildung 20 dargestellt. Nachdem die Leistung das Glättungsniveau unterschritten hat, wird das Netz mit dem umgekehrtem Vorzeichen belastet. Die Leistung ist der Differenzbetrag zwischen Glättungsniveau und Netzlast, womit die resultierende Last maximal dem Glättungsniveau entspricht.



**Abbildung 20:** Schematische Darstellung des resultierenden Lastverlaufs nach Glättung der Lastspitze (gelb) und Ladungsrückführung (rot)

Um die Energiebilanz des Verteilnetzes nicht zu verändern, wird die geleistete Energie (Abbildung 20 (gelb)) auf ein Energiekonto  $E_{LSR,EK}$  gebucht und zur Rückführung zum Sollladezustand verwendet. Aufgrund von Wirkungsgradverlusten reicht die verbuchte Energie zur vollständigen LZR nicht aus und es muss durch Fahrplangeschäfte am Intraday-Markt (Abschnitt 3.3.6) Energie zur Kompensation der Verluste bezogen werden.

#### 3.3.6 Fahrplangeschäfte

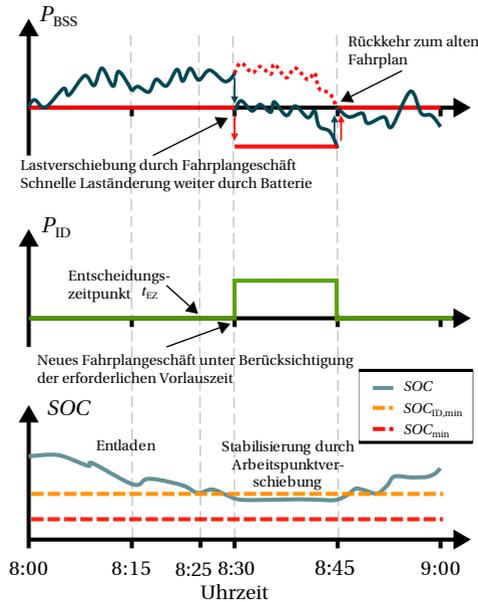
Die Einhaltung bestimmter  $SOC$ -Grenzen des Batteriespeichers und die Kompensation von Wirkungsgradverlusten wird durch Lade-/Entladevorgänge mittels Fahrplangeschäften am Intraday (ID)-Markt sichergestellt.

Es wird davon ausgegangen, dass die Fahrplangeschäfte auf dem deutschen ID-Markt realisiert werden. Dieser ermöglicht seit Juni 2017 Transaktionen innerhalb derselben Regelzone (Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und TransnetBW GmbH) mit einer Mindestvorlaufzeit von

5 Minuten bis zur Lieferung. Die zu handelnde Mindestleistung beträgt 100 kW im 15 Minuten Takt einer Stunde [36, 37, 59].

Die Abwicklung eines Fahrplangeschäfts während des Betriebs wirkt sich als Lastverschiebung aus. Dieses Prinzip ist in Abbildung 21 veranschaulicht.

Wird durch einen zu hohen oder zu niedrigen Speicherzustand ein Fahrplangeschäft aktiviert, so kann nach Verstreichen der Vorlaufzeit für die Dauer von 15 Minuten eine konstante Leistung bezogen bzw. abgegeben werden.



**Abbildung 21:** Lastverschiebung des BSS durch Fahrplangeschäfte am Intraday Markt, vgl. [2]

Vor dem Hintergrund der Intraday-Markt-Intervalle wird einmal alle 15 Minuten überprüft, ob sich der SOC unter dem unteren Grenzwert  $SOC_{ID,min}$  oder über dem oberen Grenzwert  $SOC_{ID,max}$  befindet. Dieser Zeitpunkt wird als Entscheidungszeitpunkt  $t_{EZ}$  bezeichnet. Ist eine der beiden Bedingungen erfüllt, wird ein Fahrplangeschäft aktiviert. Die Berechnung der Grenzwerte  $SOC_{ID,min}$  und  $SOC_{ID,max}$ , sowie die Höhe der bezogenen Leistung wird im Folgenden dargestellt.

Die gehandelte Leistung  $P_{ID}$  berechnet sich durch den Ladezustand zum Entscheidungszeitpunkt  $t_{EZ}$ . Auch bei kontinuierlich aktivierter maximaler Batterieleistung zu Beginn des nächsten 15-Minuten-Intervalls dürfen die  $SOC$ -Grenzen  $SOC_{min}$  (Abbildung 22) beziehungsweise  $SOC_{max}$  gerade nicht verletzt werden. Die  $SOC$ -Grenzen hängen von den Kriterien der angebotenen Dienstleistung ab und gelten äquivalent für einen niedrigen und einen hohen Ladezustand. Hierzu kann eine Energiebilanz aus dem Beitrag des Batteriespeichers, der im Extremfall-Szenario zu erbringenden Leistung  $P_{BSS,max}$  und der zusätzlich benötigten Leistung  $P_{ID}$  gezogen werden.

Für die am Intraday Markt zu beziehende Leistung  $P_{ID}$  ergibt sich damit:

$$P_{ID} = |P_{BSS,max}| - \frac{(SOC(t_{EZ}) - SOC_{min}) \cdot E_{BS}}{15 \text{ min}}. \quad (34)$$

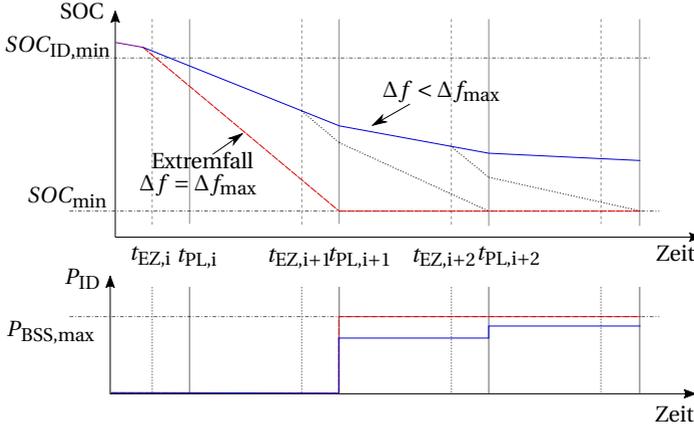
Analog dazu lässt sich die Leistung bestimmen, mit der Energie bei zu hohem  $SOC$  abgegeben wird:

$$P_{ID} = -|P_{BSS,max}| + \frac{(SOC_{max} - SOC(t_{EZ})) \cdot E_{BS}}{15 \text{ min}}. \quad (35)$$

Von der im Extremfall zu erbringenden Leistung  $P_{BSS,max}$  wird die Leistung zur Erbringung der LSR ausgenommen. Der LSR-Modus wird abgeschaltet, sobald der  $SOC$  die Aktivierungsgrenze für ein Fahrplangeschäft  $SOC_{ID,max}$  und  $SOC_{ID,min}$  erreicht. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass die maximale LSR Leistung sonst in die Berechnung der Aktivierungsgrenzen mit einbezogen werden müsste, was zu einer Speicherkapazität führt, die in keinem ökonomischen Verhältnis zum Wert der angebotenen Dienstleistung steht.

Die Aktivierungsgrenzen für ein Fahrplangeschäft  $SOC_{ID,max}$  und  $SOC_{ID,min}$  werden unter Berücksichtigung der maximalen Batterieleistung und -kapazität so dimensioniert, dass auch unter den ungünstigsten Bedingungen rechtzeitig reagiert werden kann. In Abbildung 22 ist ein Extremfallszenario dargestellt. Hier erfüllt der Ladezustand erst kurz nach Ablauf eines Entscheidungspunktes  $t_{EZ,i}$  das Kriterium für das Auslösen eines Fahrplangeschäftes, und die Zeit bis zur nächsten physikalischen Lieferung  $t_{PL,i+1}$  der benötigten Leistung beträgt 20 Minuten ( $t_{PL,i+1} - t_{EZ,i}$ ). Durch eine korrekte Auslegung von  $SOC_{ID,max}$  und  $SOC_{ID,min}$  werden  $SOC_{max}$  beziehungsweise  $SOC_{min}$  gerade nicht unter- beziehungsweise überschritten. Falls die geforderte Batterieleistung aufgrund einer Frequenzabweichung von  $\Delta f = \Delta f_{max}$  kontinuierlich maximal bleibt (Extremfall-Szenario), würde am Ende des ersten 15-Minuten Intervalls die gesamte bereit-

zustellende Leistung durch  $P_{ID}$  gedeckt werden. Der Ladezustand bleibt von diesem Zeitpunkt an konstant, sofern die bereitzustellende Leistung weiterhin auf ihrem Maximalwert bleibt. Der Verlauf der blauen Linie würde sich im Falle einer Leistung ergeben, die geringer als der Maximalwert ( $\Delta f < \Delta f_{max}$ ) ist.



**Abbildung 22:** Verläufe des SOC und der am Intraday-Markt bezogenen Leistung  $P_{ID}$  bei Unterschreitung der Aktivierungsgrenze von ID-Geschäften

Die Energiemenge, die bei der virtuellen Schwungmasse im Zeitraum von 20 Minuten maximal verbraucht werden kann, würde sich bei einer ständig, mit maximaler angenommener Änderungsrate, schwankenden Frequenz ergeben. In diesem Fall würden sich zwar die positiven und negativen Energieflüsse ausgleichen, allerdings kommt es zu wirkungsgradbedingten Verlusten. Mit der mittleren Dauer eines solchen Zyklus  $t_{VSM,MZD}$  und den Wirkungsgraden des BSS bei maximaler VSM-Leistung  $\eta_{BSS,E,max}$  und  $\eta_{BSS,L,max}$  ergibt sich für die Verlustenergie

$$\begin{aligned}
 \Delta E_{VSM} &= \frac{20 \text{ min}}{2 \cdot \Delta t_{VSM,MZD}} \cdot (\Delta t_{VSM,MZD} \cdot \frac{1}{\eta_{BSS,E,max}} \cdot P_{VSM,max} \\
 &\quad - \Delta t_{VSM,MZD} \cdot \eta_{BSS,L,max} \cdot P_{VSM,max}) \\
 &= \frac{20}{2} \text{ min} \cdot P_{VSM,max} \cdot (\frac{1}{\eta_{BSS,E,max}} - \eta_{BSS,L,max}).
 \end{aligned} \tag{36}$$

Im Mittel über den Zyklus muss die Leistungsbilanz gegenüber dem Netz ausgeglichen sein. Die Verluste müssen deshalb durch den Batteriespeicher gedeckt

werden.

Der untere Speicherstand  $SOC_{ID,min}$ , ab dem eine schnellstmögliche Aufladung durch ein Fahrplangeschäft getätigt wird, ergibt als Summe der einzelnen maximalen SOC-Bedarfe jeweils für PRL  $\Delta SOC_{PRL,+}$ , EFR  $\Delta SOC_{EFR,+}$  und VSM  $\Delta SOC_{VSM,+}$ .

$$SOC_{ID,min} = SOC_{min} + \Delta SOC_{PRL,+} + \Delta SOC_{EFR,+} + \Delta SOC_{VSM,+}, \quad (37)$$

mit

$$\Delta SOC_{PRL,+} = \frac{P_{PRL,max} \cdot 50min}{E_{BS} \cdot SOH} \cdot \frac{1}{\eta_{BSS,E,max}}, \quad (38)$$

$$\Delta SOC_{EFR,+} = \frac{P_{EFR,max} \cdot 15min}{E_{BS} \cdot SOH} \cdot \frac{1}{\eta_{BSS,E,max}} \text{ und} \quad (39)$$

$$\Delta SOC_{VSM,+} = \frac{\Delta E_{VSM}}{E_{BS} \cdot SOH} + \frac{P_{VSM,max}}{E_{BS} \cdot SOH} \cdot \frac{\Delta f_{max}}{\dot{f}_{max}}. \quad (40)$$

Da die höchste für VSM zurückzuhaltende Energie im Vergleich zu PRL und EFR sehr gering ist und bei Überfrequenz (Laden) die Wirkungsgradverluste dem Lademanagement zuarbeiten, kann  $\Delta SOC_{VSM}$  für die obere Grenze  $SOC_{ID,max}$  vernachlässigt werden. Es ist entsprechend

$$SOC_{ID,max} = SOC_{max} - \Delta SOC_{PRL,-} - \Delta SOC_{EFR,-}, \quad (41)$$

mit

$$\Delta SOC_{PRL,-} = \frac{P_{PRL,max} \cdot 50min}{E_{BS} \cdot SOH} \cdot \eta_{BSS,L,max} \text{ und} \quad (42)$$

$$\Delta SOC_{EFR,-} = \frac{P_{EFR,max} \cdot 15min}{E_{BS} \cdot SOH} \cdot \eta_{BSS,L,max}. \quad (43)$$

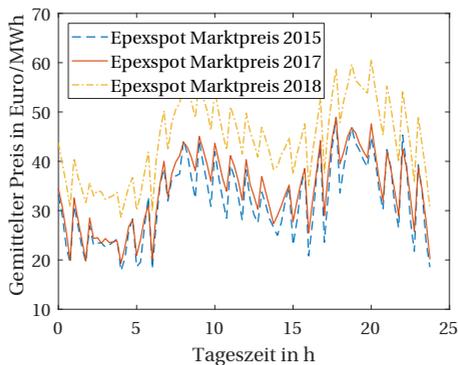
Die berechneten Ladezustandsgrenzen gewährleisten die Bereitstellung der Systemdienstleistungen in Extremfall-Szenarien.

Die wirkungsgradbedingten Verluste, die bei der Erbringung der LSR-Dienstleistung entstehen, müssen ebenfalls durch den Batteriespeicher gedeckt werden. Das führt dazu, dass die auf dem Energiekonto der LSR verbuchte Energie nicht zur Ladezustandsrückführung (Kapitel 3.3.5) ausreicht und die fehlende Energie am

Intraday Markt gekauft werden muss.

$$E_{\text{LSR,ID}} = \int_0^t \frac{|P_{\text{LSR}}(t)| \cdot (1 - \eta_{\text{BSS,Ges}})}{\eta_{\text{BSS,Ges}}} dt \quad (44)$$

Im Gegensatz zu den frequenzstützenden Dienstleistungen muss die Bereitstellung der LSR nicht jederzeit gewährleistet werden und ist daher in einem gewissen Maße zeitlich variabel. Um die Kosten zu minimieren wird die Energie zu der Tageszeit mit dem günstigsten Preis vom Markt bezogen. Abbildung 23 zeigt den Verlauf der Strompreise am deutschen Intraday-Markt über einen Tag.



**Abbildung 23:** Tagesverlauf der am deutschen Intraday-Markt gehandelten Strompreise

Die Preise sind in 15 min Schritten über ein Jahr gemittelt. Es ist ersichtlich, dass für die Jahre 2015, 2017 und 2018 der günstigste Zeitpunkt zum Handeln um 4 Uhr morgens besteht. Dieses Verhalten wird auch für das Jahr 2030 angenommen.

### 3.3.7 Versorgungswiederaufbau

Da sich mit der Verdrängung konventioneller Kraftwerke die Energieerzeugung in die mittleren und niederen Spannungsebenen verlagert, eröffnet sich die Möglichkeit eines dezentralen Netzaufbaukonzepts. Hierbei bilden Verbraucher und Erzeuger auf den niedrigen Spannungsebenen sogenannte Microgrids, die im Falle eines Netzzusammenbruchs in den Inselbetrieb umschalten.

#### Rolle des BSS im Microgrid

Damit ein Microgrid in den Inselbetrieb übergehen kann, benötigt das System eine netzbildende Einheit, also einen oder mehrere Erzeuger, die dem Netz die Spannung und die Frequenz vorgeben. Diese Aufgabe kann vom BSS übernommen werden. Dies erfordert vom Batteriewechselrichter die Umschaltung vom stromeinprägend geregelten in den spannungseinprägend geregelten Modus. Im stromeinprägend geregelten Modus lassen sich definierte Leistungen ins Netz einspeisen oder entnehmen [68]. Im spannungseinprägend geregelten Modus gibt der Wechselrichter die Frequenz und Spannung vor.

Damit das Inselnetz stabil betrieben werden kann, muss zu jeder Zeit für eine ausgeglichene Wirk- und Blindleistungsbilanz gesorgt sein. Eine ausgeglichene Wirkleistungsbilanz lässt sich durch die folgenden Maßnahmen bewerkstelligen:

- Nutzung verfügbarer Batteriekapazität
- Abregelung dezentraler Erzeuger (VDE-Richtlinie [41])
- Nutzung des Verbraucher-Selbstregelleffekts
- Lastabwurf

Geht das Verteilnetz in den Inselbetrieb über, kann zunächst das BSS mit Leistungsbereitstellung oder -aufnahme das Netz stabilisieren. Im längeren Inselbetrieb ist dies bei einer unausgeglichenen Energiebilanz zwischen den lokalen Erzeugern und Verbrauchern aufgrund der begrenzten Speicherkapazität des BSS nicht möglich. Daher muss bei einem Überangebot von Energie die Einspeisung bei einem Energiedefizit der Verbrauch vermindert werden.

Für den Inselbetrieb sind im Wesentlichen zwei Algorithmen implementiert: Ein Algorithmus ermittelt, ob ein Übergang in den Inselbetrieb beziehungsweise die Wiederzuschaltung zum Verbundnetz sinnvoll ist, der andere dient der Netzführung im Inselbetrieb.

#### **Übergang in den Inselbetrieb**

In [40] sind die Frequenzgrenzen wie folgt vorgegeben: Bei 47,5 Hertz wird das Microgrid spätestens vom Verbundnetz getrennt. Falls das Microgrid in Summe als Last wirkt, sollte die Trennung jedoch schon früher erfolgen, um das Verbundnetz zu entlasten. Dazu wird die mit dem Verbund ausgetauschte, über 5 Minuten gemittelte Leistung  $\overline{P_{V,ges}(t)}$  betrachtet. Ist diese positiv, entspricht dies einer Lastwirkung und führt bereits beim Unterschreiten von 48,7 Hz (entsprechend der dritten Stufe des 5-Stufen-Plans zum Lastabwurf [90]) zur Netztrennung.

Die gleichen Bedingungen bestehen für die Überfrequenzwerte für 51,5 Hz und 51,3 Hz bei einem negativen Verbrauchssaldo. Im konkreten Anwendungsfall müssten diese Bedingungen mit den zuständigen ÜNB vereinbart werden.

### Inselnetzbetrieb

Sobald das Microgrid vom Verbundnetz getrennt wurde, wird die Inselnetzbetriebs-Steuerung aktiviert. Die Betriebsführung nutzt die Frequenzabhängigkeit der Lasten (Abschnitt 3.4) und die in die Erzeugungsanlagen implementierte  $P(f)$ -Charakteristik (Abschnitt 3.4) aus, um bei einem niedrigen SOC die Netzlast und bei einem hohen SOC die Einspeisung zu reduzieren. Der Zusammenhang zwischen dem Ladezustand und der vorgegebenen Frequenz ist in Abbildung 24 dargestellt. Bei einem Erzeugungsdefizit wird zusätzlich die Leistungsbilanz des Microgrids durch drei im Intervall zwischen 49 und 48,4 Hz gestaffelte, frequenzabhängige Lastabwürfe wiederhergestellt. Sollte dies immer noch nicht ausreichen, werden als letzte Maßnahme bei Unterschreitung der 47,5 Hz Marke alle restlichen Lasten abgeworfen. Ausgenommen hierfür ist der Bedarf der Betriebsführung des BSS, damit ein Versorgungswiederaufbau des Microgrids weiterhin durchgeführt werden kann. Füllt sich der Batteriespeicher aufgrund eines Leistungsüberschusses, wird die Frequenz ab einem Speicherstand von 65 % angehoben. Dies führt dazu, dass die Erzeuger aufgrund der implementierten Wirkleistungsstatik entsprechend [41] (Abbildung 25) abgeregelt werden.

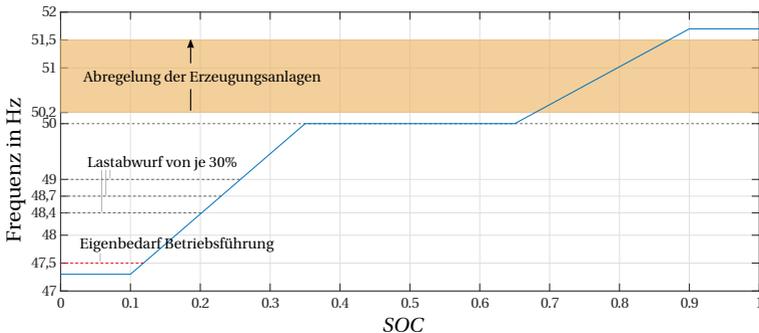


Abbildung 24: Kennlinie der Inselbetriebssteuerung

Es ist möglich, dass der Speicher beim Übergang in den Inselnetzbetrieb durch die vorangegangene, gelieferte Regelleistung bereits einen niedrigen Speicherstand hat. So könnte, obwohl ein Erzeugungsüberschuss im Inselnetz besteht,

ein Lastabwurf ausgelöst werden. Um dies zu verhindern, wird, sofern ein Anstieg der *SOC* registriert wird, auch bei einem niedrigen *SOC*, die Frequenz im Inselnetz auf 50 Hz gestellt. Im Falle einer Unterversorgung würden alle Lasten abgeworfen werden. Dennoch hält das BSS ausreichend Kapazität zurück, um das Microgrid kurzfristig wiederaufzubauen und mit dem Verbundnetz oder anderen Teilnetzen zu synchronisieren.

Das Konzept kann auch in ein neues Lastabwurf-Konzept des Verbundnetzes integriert werden. Teilnetze, die im Falle von Frequenzabweichungen abgeworfen würden, fangen sich im Inselnetzbetrieb und ermöglichen einen schnelleren und stabileren Versorgungswiederaufbau. Das Konzeptes erfordert einen hohen informationstechnischen Aufwand und wurde daher bislang nicht umgesetzt.

#### 3.3.8 Dimensionierung

Die BSS sollen in kleinen bis mittelgroßen Verteilnetzen, oder Verteilnetzsegmenten platziert sein. Die kritische Leistung ist der Höchstwert der Last, beziehungsweise Erzeugung, des untergeordneten Netzsegments, um Inselnetzfähigkeit zu ermöglichen. Der VWA wird niemals gleichzeitig mit den übrigen Dienstleistungen aktiv sein. Die gesamte Leistung kann daher auf die Inselnetzfähigkeit ausgelegt sein. Die Leistung der übrigen Dienstleistungen kann auf eine optimale Nutzung der Wechselrichter und des BS ausgelegt werden.

Im Gegensatz zur Energie, die im Falle einer kurzzeitigen Inselnetzbildung im Minutenbereich benötigt wird, ist die Energie zur Erfüllung der Richtlinie zur Bereitstellung von Primärregelleistung in Kombination mit Leistungsspitzenreduktion ungleich größer.

$$E_{BS} = 2 \cdot (P_{PRL,max} \cdot 50 \text{ min}) + E_{LSR}$$

Mit einer Batteriekapazität von  $E_{BS}$  kann das 30-Minuten-Kriterium in positiver und negativer Richtung bei einer maximalen Zeitverzögerung von 20 Minuten bei Fahrplangeschäften auch im Extremfall (Abschnitt 3.3.6) eingehalten werden.

Die virtuelle Schwungmasse sowie die Wirkungsgradverluste sind aufgrund ihrer geringen Energiemenge vernachlässigt. Es ist also sinnvoll, die Leistung der Batteriespeichersysteme entsprechend der maximalen Last des zugeordneten Netzsegments auszulegen, anschließend die Höhe der Leistungen der

Systemdienstleistungs-Modi festzulegen und in Abhängigkeit davon die Speicherkapazität zu bestimmen.

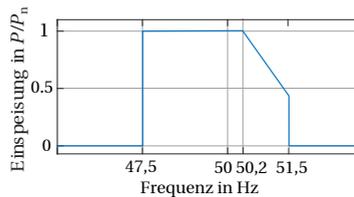
Für die wirtschaftlich orientierte Dimensionierung soll die optimale Kombination aus Leistung und Kapazität bezogen auf die bereitzustellenden Dienstleistungen gefunden werden. Die für die Dienstleistungen benötigte Kapazität des BS ergibt sich mit den Gleichungen (12) und (13) zu:

$$E_{BS,n} = \frac{(P_{PRL,max} + P_{EFR,max} + E_{LSR}/1h) \cdot C/P}{DOD} \quad (45)$$

### 3.4 Nachbildung des Last- und Einspeiseverhaltens

#### Nachbildung der Einspeiseverhalten

Die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [40] für die Niederspannungsebene, beziehungsweise die technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz [11] geben das Verhalten der Wirkleistungsreduktion von Erzeugungsanlagen bei Unter- und Überfrequenz vor. Nach [40] ist ab einer Überfrequenz von 200 mHz ein linearer Abfall vorgegeben, der die maximale Leistung bis zur Frequenz von 51,5 Hz auf 48% der Nennleistung abregelt. Bei höheren Frequenzen und bei einer Frequenz unterhalb von 47,5 Hz wird die Anlage vom Netz getrennt. Abbildung 25 gibt dieses Verhalten wieder.



**Abbildung 25:** Kennlinie des Wirkleistungsverhaltens der Erzeugungsanlagen bei Unter- und Überfrequenz [40]

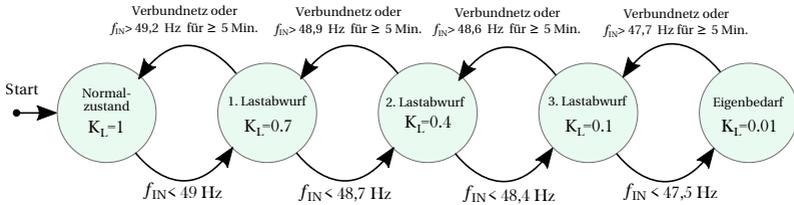
#### Nachbildung der Verbraucherverhalten

Neben der Momentanreserve dämpft auch der Verbraucherselbstregeleffekt (Kapitel 2.1) die Frequenzänderung. Das Frequenz-Leistungsverhalten einzelner Lasten bzw. Verbraucherkollektive ist durch eine sogenannte Verbraucherkennlinie beschreibbar. Bei Linearisierung um den Arbeitspunkt kann die Verbraucherkennlinie bezogen auf die Nennleistung bei Nennfrequenz  $P_n$  über eine

Verbraucherleistungszahl  $k_{\text{Ver}}$  beschrieben werden:

$$k_{\text{Ver}} = \frac{\Delta P / P_n}{\Delta f} \quad (46)$$

Zur Nachbildung der in Abbildung 26 dargestellten Lastab- und zuschaltung, enthält das Lastmodell eine Zustandsmaschine, die einen Lastanteilsfaktor  $K_L$  je nach Inselnetzfrequenz ausgibt.



**Abbildung 26:** Lastabwurf-Zustandsmaschine. Die Frequenzen wurden nach dem 5-Stufen-Plan für den Lastabwurf in Deutschland gewählt [90]

Die resultierenden Verbraucherlast  $P_{\text{VB}}$  ergibt sich demnach durch:

$$P_{\text{VB}} = P_{\text{VB,ZR}} \cdot K_L(f) \cdot k_{\text{Ver}}(\Delta f) \quad (47)$$

## 4 Techno-ökonomische Untersuchung

Die Kapazität und die angebotene Dienstleistung bestimmen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichersystems unter bestimmten Marktbedingungen. Es wird daher im Folgenden eine Methode zur techno-ökonomischen Untersuchung des Einsatzes netzorientierter Batteriespeichersysteme entwickelt.

### 4.1 Ökonomische Berechnungen

Als Vergleichswert für die Rentabilität wird der Return on Investment (*ROI*) verwendet, welcher eine Kennzahl zur Messung der Rendite einer unternehmerischen Tätigkeit darstellt. In der Literatur wird der *ROI* auch zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von BSS eingesetzt [42, 49, 57, 60]. Alle jährlich veränderlichen Variablen werden mit einem *J* gekennzeichnet. Es wird eine für solche Analysen übliche Projektdauer von 20 Jahren angesetzt.

#### Einnahmen

Es werden die folgenden fünf Möglichkeiten durch ein BSS Einnahmen zu erzielen betrachtet:

$$B_{\text{Ges},J} = B_{\text{PRL},J} + B_{\text{EFR},J} + B_{\text{LSR},J} + B_{\text{VWA},J} + B_{\text{ID},J} \quad (48)$$

Die Vergütung für PRL basiert auf dem durch wöchentliche Auktionen erzielten Leistungspreis. Um Schwankungen der Angebote zu berücksichtigen und gleichzeitig einen Auktionsgewinn zu gewährleisten, wurde der mittlere erzielte wöchentliche Leistungspreis  $b_{\text{PRL},i}$  für das Jahr 2018 verwendet [5]:

$$B_{\text{PRL},J} = \sum_{i=1}^{52} b_{\text{PRL},i} \cdot P_{\text{PRL}} \quad (49)$$

Für EFR wird der stündliche Mittelwert der in der Pilotphase von 4 Jahren erzielten Leistungspreise verwendet [53]:

$$B_{\text{EFR},J} = \sum_{i=1}^{8760} b_{\text{EFR},i} \cdot P_{\text{EFR}} \quad (50)$$

Durch Leistungsspitzenreduktion reduzieren Verteilnetzbetreiber den Leistungspreis der Netznutzungsentgelte. Da Netzbetreiber nicht gewinnorientiert wirtschaften dürfen, müssen sie die reduzierten Kosten auf die Verbraucher umlegen. Der hier verwendete Ansatz basiert auf einem Geschäft zwischen einem Verteilnetzbetreiber und einem BSS-Betreiber. 80 % der Einsparung durch die Leistungsspitzenreduktion gehen an den BSS-Betreiber und 20 % verwendet der Verteilnetzbetreiber um die Verbraucher zu entlasten [64]. Die Einsparung errechnet sich durch die Differenz aus ungeglätteter und geglätteter Residuallast des Verteilnetzes:

$$B_{LSR,J} = \sum_{i=1}^n (\max(|P_{R,UG,i}|) - \max(|P_{R,G,i}|)) \cdot b_{LSR} \cdot 0,8, \quad (51)$$

wobei  $i$ , abhängig ob täglich oder monatlich abgerechnet wird, für einen Monat oder einen Tag steht.

Durch die Bereitstellung von Leistung für einen dezentralen Versorgungswiederaufbau bekommt der Anlagenbetreiber eine jährliche Vergütung  $B_{VWA,j}$  durch den verantwortlichen ÜNB. Da es wenn überhaupt nur unsichere Informationen zu den Abkommen zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB gibt [67], werden folgende Annahmen getroffen: Die Einnahmen werden als konstant über den Projektzeitraum angenommen. Die Vergütung berechnet sich anhand des Leistungspreises  $b_{VWA}$  und der Höhe der Leistung  $P_{BSS,n}$ , die das BSS bereitstellen kann, aber nicht daran, wie lange es das Verteilnetz als Inselnetz betreiben kann. Die Voraussetzung für die Vergütung ist lediglich, dass die Leistung und Kapazität des BSS ausreichen, jederzeit eine Versorgungswiederaufbau des gesamten oder eines Teiles des Verteilnetzes durchzuführen:

$$B_{VWA,J} = P_{BSS,n} \cdot b_{VWA} \quad (52)$$

Die Einnahmen am ID-Markt  $B_{ID,J}$  variieren je nach Höhe der Leistung und des Zeitpunkts des Kaufs. Das Verhalten des Marktpreises wird durch Daten des Jahres 2018 nachgebildet [36]:

$$B_{ID,J} = \sum_{N=1}^n P_{ID,N} \cdot b_{ID}(t). \quad (53)$$

### Kosten

Die Gesamtkosten lassen sich in die anfänglichen Investitionskosten  $K_{\text{Inv,Init}}$  und variable Kosten  $K_{\text{Va,J}}$  aufteilen. Die variablen Kosten werden für jedes Jahr berechnet und über den Projektzeitraum aufsummiert.

In den Jahren 2010 - 2019 sind die spezifischen Investitionskosten (CAPEX, Capital Expenditures)  $k_{\text{CAPEX}}$  für Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme von mehr als 1500 EUR/kWh auf unter 400 EUR/kWh gesunken [77]. Abhängig von der Kapazität und ohne Einbeziehung der Installationskosten ergeben sich die absoluten  $K_{\text{CAPEX}}$ :

$$K_{\text{CAPEX}} = k_{\text{CAPEX}} \cdot E_{\text{BS,n}} \quad (54)$$

Die laufenden Kosten werden größtenteils durch die spezifischen Betriebskosten (OPEX, Operational Expenditures)  $k_{\text{OPEX}}$  [86]

$$K_{\text{OPEX,J}} = k_{\text{OPEX}} \cdot E_{\text{BS,n}} \quad (55)$$

und die Kosten der zu beziehenden Energie am ID-Markt verursacht. Diese Kosten variieren wie die ID-Einnahmen nach Höhe der Leistung und des Zeitpunkts des Kaufs:

$$K_{\text{ID,J}} = K_{\text{ID,Gebühr,J}} + \sum_{N=1}^n P_{\text{ID,N}} \cdot c_{\text{ID}}(t). \quad (56)$$

Für die Teilnahme am ID-Markt werden Gebühren erhoben. Die Gebühren setzen sich aus den jährlichen Abonnementgebühren  $K_{\text{ID,Gebühr,J}}$  für die Teilnahme am EPEX-Markt und einem einmaligen Mitgliedsbeitrag (Ende 2019) von 25000 Euro  $K_{\text{ID,MG}}$  (61) zusammen. BSS mit atypischer Nutzung sind nach § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG von der Zahlung der Netznutzungsentgelte ( $K_{\text{ID,NE}}$ ), EEG-Umlage und Stromsteuer befreit, müssen aber die KWK-Umlage und Offshore-Netz-Umlage für die Einspeisung zahlen. Der Strombezug aufgrund von Wirkungsgradverlusten ist vollständig von den Netznutzungsentgelten befreit [81].

Der Einnahmeausfall durch Verringerung der nutzbaren Kapazität (*SOH*) durch Degradation über die Projektzeit von 20 Jahren wird vereinfacht als Kosten ange-

setzt,

$$K_{\text{Deg,DL,J}} = \sum_{\alpha=1}^{20} (1 - SOH_{\alpha}) \cdot (B_{\text{LSR}} + B_{\text{BS}}) \quad (57)$$

wobei  $SOH_{\alpha}$  die nutzbare Kapazität am Anfang des jeweiligen Jahres  $\alpha$  darstellt. Wird in einem Jahr  $\alpha$  der  $SOH_{\text{Ende}}$  erreicht, so werden die Batteriezellen ersetzt und der  $SOH$  auf den  $SOH_0$  zurückgesetzt.

Abhängig von der Betriebsweise müssen die Batteriezellen über die Projektzeit mehr oder weniger häufig ersetzt werden. Beim Erreichen des  $SOH_{\text{Ende}}$  werden die BS-Zellen ausgetauscht und die dabei anfallenden Degradationskosten  $K_{\text{Deg,BS,J}}$  berechnet. Die Zeit bis zum notwendigen Ersatz der Zellen basiert auf den Ergebnissen der berechneten Degradation des BS nach einem Betriebsjahr und wird über 20 Jahre extrapoliert:

$$t_{\text{Deg}} = \frac{(SOH_0 - SOH_{\text{Ende}})}{SOH_{1,\text{Jahr}}} \quad (58)$$

Mittels  $t_{\text{Deg}}$  werden die Häufigkeit  $T_E$  und die Zeitpunkte für den Batteriezellen-Ersatz  $\beta_i$  über die Projektzeit bestimmt. Anschließend lassen sich die über die restliche Nutzungsdauer abgeschriebenen Kosten für den Ersatz des BS berechnen:

$$K_{\text{Deg,BS,J}} = \sum_{i=1}^{T_E} \frac{k_{\text{CAPEX}}(\alpha_{\beta_i}) \cdot E_{\text{BS,n}} \cdot p_{\text{Zelle}}}{\gamma(\beta_i)}, \quad (59)$$

wobei  $p_{\text{Zelle}}$  den Prozentsatz der Kosten der Batteriezellen bezogen auf die Kosten des gesamten BSS und  $\gamma(\beta_i)$  die ab dem Ersatz restliche Nutzungsdauer darstellt.

Der aktuelle Wert von  $k_{\text{CAPEX}}(\alpha_{\beta_i})$  ist bis zum Jahr 2030 linear abhängig von dem angesetzten Anfangswert  $k_{\text{CAPEX}}(\alpha_0)$  und dem im Jahre 2030 prognostizierten Endwert  $k_{\text{CAPEX}}(\alpha_{20})$ :

$$k_{\text{CAPEX}}(\alpha_{\beta_i}) = k_{\text{CAPEX,E}}(\alpha_0) - \frac{k_{\text{CAPEX,E}}(\alpha_0) - k_{\text{CAPEX,E}}(\alpha_{2030})}{\alpha_{2030} - \alpha_0} (\alpha_{\beta_i} - \alpha_0) \quad (60)$$

Es wird ein Kostenstagnationsniveau von 33 % [77] des aktuellen  $k_{\text{CAPEX}}$  ab dem Jahr 2030 festgelegt, mit der Annahme, dass  $k_{\text{CAPEX}}$  nach diesem Jahr den niedrigsten Wert erreicht hat.

Die initialen Investitionskosten, inklusive der einmaligen, spezifischen Installationskosten  $k_{\text{Install}}$  und  $K_{\text{ID,MG}}$ , lassen sich wie folgt zusammenfassen:

$$K_{\text{Inv,Init}} = K_{\text{CAPEX}} + k_{\text{Install}} \cdot E_{\text{BS,n}} + K_{\text{ID,MG}} \quad (61)$$

und werden über die gesamte Projektzeit von 20 Jahren abgeschrieben. Das ergibt die jährliche Abschreibung der Investitionskosten  $K_{\text{Inv,J}}$ :

$$K_{\text{Inv,J}} = K_{\text{Deg,BS,J}} + \frac{K_{\text{Inv,Init}}}{20} \quad (62)$$

Die jährlichen variablen Kosten ergeben sich durch:

$$K_{\text{Va,J}} = K_{\text{OPEX,J}} + K_{\text{ID,J}} + K_{\text{Deg,DL,J}} \quad (63)$$

### **Gewinn**

Mittels der Einnahmen und variablen Kosten werden die jährlichen Einnahmen vor Steuern, Zinsen, und Abschreibungen (EBITDA, Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) berechnet:

$$EBITDA_J = B_{\text{Ges,J}} - K_{\text{Va,J}} \quad (64)$$

Um den Gewinn (nach Steuern) zu bestimmen, werden die EBITDA um die Abschreibung der Investitionskosten und um die Steuern  $p_{\text{Steuern}}$  von ca. 30% (Ende 2019) für Kapitalgesellschaften in Deutschland bereinigt [82]:

$$B_{\text{Netto,J}} = (EBITDA_J - K_{\text{Inv,J}}) \cdot (1 - p_{\text{Steuern}}) \quad (65)$$

Auf Basis der zuvor berechneten Investitionskosten und des Gewinns nach Steuern lässt sich der *ROI* über die gesamte Projektzeit bestimmen:

$$ROI = \sum_{j=1}^{20} \frac{B_{\text{Netto,J}}}{K_{\text{Inv,J}}} \quad (66)$$

### **Technische und ökonomische Parameter**

Die verwendeten Parameter zur techno-ökonomischen Untersuchung und Auslegung des BSS können in technische und wirtschaftliche Parameter unterteilt werden. Die verwendeten technischen Parameter sind in Tabelle 6 aufgelistet.

Die Werte wurden exemplarisch, auf Basis von Erfahrungswerten aus anderen Forschungsarbeiten oder spezifischen Parametern einzelner Elemente des BSS ausgewählt.

**Tabelle 6:** *Verwendete technische Parameter*

Beschreibung	Parameter	Wert	Einheit	Quellen
Entladetiefe	$DOD$	80	%	[12, 57]
Zyklusfestigkeit	$n_{Zyk}$	5500	Zyklen	[57]
Initialer Batteriezustand	$SOH_0$	1	%	
Batteriezustandsgrenze	$SOH_{Ende}$	80	%	[57]
Projektzeit	$t_{LZ,BSS}$	20	Jahre	[16]
BSS-Wirkungsgrad	$\eta_{BSS}$	Kennlinie	%	[7]
Primärregelleistung	$P_{PRL}$	1-10	MW	Untersuchter
EFR-Regelleistung	$P_{EFR}$	1-10	MW	Auslegungs-
Dedizierte LSR-Energie	$E_{LSR}$	1-5	MWh	bereich
Batteriekapazität	$E_{BS}$	1-30	MWh	

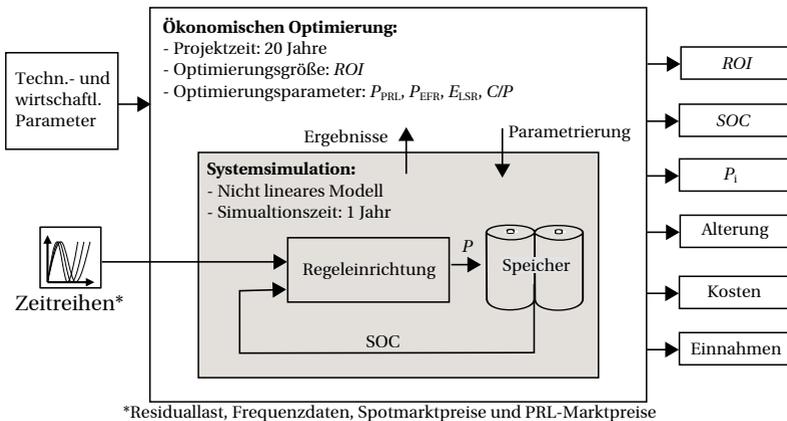
Die zur exemplarischen Berechnung des  $ROI$  verwendeten wirtschaftlichen Parameter sind in Tabelle 7 aufgelistet.

**Tabelle 7:** *Verwendete ökonomische Parameter*

Beschreibung	Parameter	Wert	Einheit	Quellen
Spez. Investitionskosten	$k_{CAPEX}$	350	EUR/kWh	[42, 57]
Kostenanteil BS-Zellen	$p_{Zelle}$	33	%	[42, 57]
Betriebskosten	$k_{OPEX}$	26	EUR/kWh	[42, 57]
Installationskosten	$k_{Install}$	62	EUR/kWh	[42, 57]
Vergütung für VWA	$b_{VWA}$	5	EUR/kW/a	[32, 67]
Netznutzungsentgelte	$b_{LSR}$	19,05	EUR/kW/m	[85]
Leistungspreis EFR	$b_{EFR}$	10,56	EUR/MW/h	[53]
Leistungspreise PRL	$b_{PRL}$	Verlauf	EUR/kW/w	[5]
ID Strommarktpreise	$b_{ID}$	Verlauf	EUR/kWh	[36]
ID Abonnementgebühren	$K_{ID,J}$	5000	EUR/a	[36]

## 4.2 Simulationsverfahren

Um die entwickelten Regeleinrichtungen des BSS unter realen Frequenz- und Lastverhältnissen sowohl technisch als auch wirtschaftlich bewerten zu können, wird das Systemmodell mit historischen Frequenz- und Lastverläufen beaufschlagt. Die historischen Frequenzverläufe werden dem Verbundnetzmodell eingepreßt, so dass für die techno-ökonomische Untersuchung der Einfluss auf die Netzfrequenz nicht betrachtet wird. Die Regeleinrichtung des BSS erzeugt aus dem Ladezustand des Speichers, der Frequenz und der zu glättenden Last einen Leistungswert für das BSS. Das angewendete Simulationsverfahren ist in Abbildung 27 schematisch dargestellt.

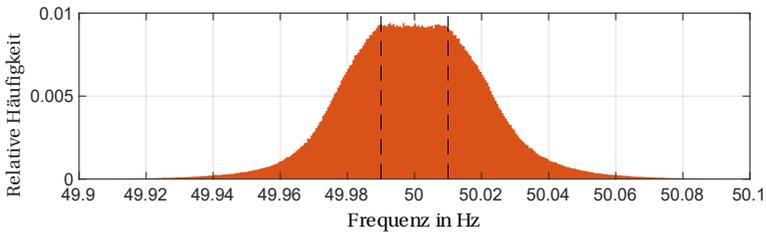


**Abbildung 27:** Überblick über das Verfahren zur technisch-ökonomischen Untersuchung des BSS-Einsatzes

Die ausgewählten technischen Parameter werden durch das Modell zur ökonomischen Optimierung an das Systemmodell übermittelt. Daraufhin wird das dynamische Systemmodell über ein Jahr mit dem gegebenen Parametersatz simuliert. Die Simulationsergebnisse werden wiederum an das Modell der ökonomischen Optimierung zurückgegeben und dort auf die Projektzeit von 20 Jahren extrapoliert. Anschließend wird der Parametersatz verändert und der Vorgang wiederholt sich. Das geschieht solange, bis der gesamte diskrete Parameterraum ausgewertet wurde.

### 4.3 Frequenzen und Leistungen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz

Um die Umsetzbarkeit einer netzstützenden Wirkleistungsfrequenzregelung durch BSS einschätzen zu können, werden Rückschlüsse auf die Anzahl, die Dauer und Größenordnungen der zu erwartenden Frequenzabweichungen aus historischen Netzfrequenzen gezogen. Dafür wird aus  $\Delta f$ , unter der Annahme stationärer Frequenzabweichungen, die zu erbringende PRL ermittelt. Abbildung 28 zeigt die relative Häufigkeit der Netzfrequenz im Jahr 2017 aus einem Datensatz [50] mit einer Auflösung von einer Sekunde.

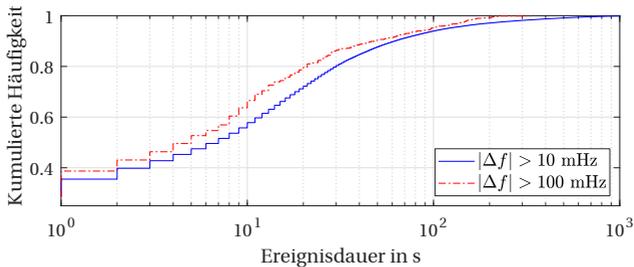


**Abbildung 28:** Relative Häufigkeitsverteilung der historischen Netzfrequenz des Jahres 2017 mit der Klassenbreite  $\Delta f_{KB} = 0,5 \text{ mHz}$

Die Verteilung der Netzfrequenzen folgt im Bereich zwischen 49.99 und 50.01 Hz keinem ersichtlichen Trend. Ab einer betragsmäßigen Abweichung über 10 mHz, führt jede zusätzliche Abweichung von der Nennfrequenz zu einem deutlichen Abfall der Eintrittswahrscheinlichkeit. Diese klar erkennbare Grenze in der Verteilung deutet auf ein Totband von  $\pm 10 \text{ mHz}$  in den Kraftwerksregler bezüglich Primärregelleistung hin. Da in Deutschland ein Totband von  $\pm 10 \text{ mHz}$  als Freiheitsgrad zum Lademanagement verwendet werden darf [28], wird auf Abweichungen der Frequenz außerhalb des Totbandes im Folgenden mit Frequenzereignis referenziert. Neben der Häufigkeit und Größenordnung dieser Frequenzereignisse ist die Dauer der Abweichungen entscheidend für die Energiebilanz eines BS. Abbildung 29 zeigt die kumulierte Häufigkeit der Dauer der Frequenzereignisse des Jahres 2017.

Da der Frequenzdatensatz eine Auflösung von einer Sekunde besitzt, werden nur Frequenzabweichungen größer gleich dieser Dauer registriert. Da die Häufigkeit der Ereignisse mit zunehmender Ereignisdauer abnimmt, liegt die Annahme

nahe, dass die Anzahl der Ereignisse mit einer Dauer von weniger als einer Sekunde, welche nicht registriert werden, einen bedeutenden Anteil an der Anzahl an Frequenzereignissen ausmacht. Gleichzeitig ist es jedoch unwahrscheinlich, dass diese mit großen Frequenzabweichungen verbunden sind, da die Frequenzänderungsrate durch die rotierenden Massen am Netz beschränkt ist. Dennoch führt die Nichtbeachtung von kurzzeitigen Frequenzabweichungen zu einer Überschätzung der Wahrscheinlichkeiten der anderen Frequenzereignisse. Die registrierten Ereignisse mit weniger als 1 Sekunde machen bereits mehr als 35% der gesamten Ereignisse aus.

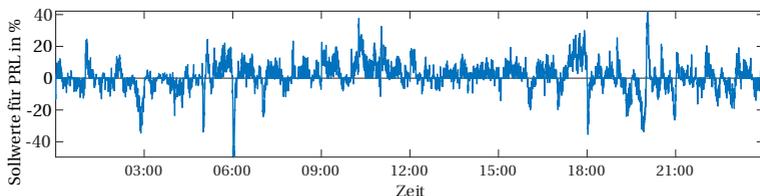


**Abbildung 29:** Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Dauer der Frequenzereignisse im Jahr 2017

Ein Ereignis, bei dem Primärregelleistung aufgrund der Frequenzabweichung 30 Minuten erbracht werden müsste, trat im Betrachtungszeitraum nicht auf. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Frequenz nach Austritt aus dem Totband erst nach 15 Minuten dorthin zurückkehrt, beträgt nur 0,04%. Im Jahresmittel 2017 lag die Netzfrequenz bei 50 Hz mit einer Genauigkeit im Mikrohertzbereich.

Die Vorgaben der Netzbetreiber ermöglichen es, jeder Netzfrequenz einen Wert der aktivierten Primärregelleistung zuzuordnen. Abbildung 30 stellt für einen Tag beispielhaft den Verlauf der PRL dar.

In Tabelle 8 sind exemplarisch für PRL die Anteile der Messwerte innerhalb von drei Frequenzabweichungen aufgelistet. 37,2 % der Messwerte befinden sich innerhalb des Totbandes, es muss also ca. ein Drittel des Jahres keine Leistung zur Frequenzhaltung erbracht werden. 97,5 % der Messwerte befinden sich innerhalb  $\pm 50$  mHz, es kann in dieser Zeit von einer maximalen Leistungsanforderung von 26 % der Angebotsleistung ausgegangen werden.



**Abbildung 30:** Tagesverlauf der Primärregelleistung am Beispiel des 01.10.2017

**Tabelle 8:** Anteile der Messwerte innerhalb eines bestimmten Frequenzbandes und die zugeordnete maximal bereitzustellende PRL für das Jahr 2017

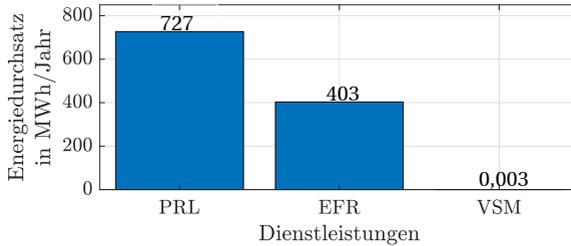
Frequenzband in mHz	Anteile der Messwerte in %	$P_{PRL}$ in %
$\pm 10$	37,2	0
$\pm 15$	54,2	$\pm 3$
$\pm 50$	97,5	$\pm 26$

Die Analyse der Netzfrequenz bekräftigt die Annahme, dass im Normalbetrieb die Ausnutzung der Kapazität und Leistung des BSS durch die parallele Bereitstellung weiterer Dienstleistungen wie Leistungsspitzenreduktion erhöht werden kann. Jedoch muss die Bereitstellung der angeforderten Regelleistung jederzeit den Anforderungen der ÜNB entsprechen.

Für die Auslegung der VSM sind die auftretenden Frequenzgradienten maßgebend. Das Ziel der VSM ist nicht, den Frequenzverlauf weiter zu glätten, sondern hohe Änderungsraten zu verhindern. Um unnötige Verluste aufgrund geringer Auslastung des Wechselrichters zu verhindern, wird ähnlich wie bei der PRL und EFR ein Totband für die VSM implementiert und beträgt angelehnt an die PRL 5% der maximalen Abweichung ( $\pm 0,005$  Hz/s).

Mittels der in Kapitel 3.3 beschriebenen Regelmodelle und der historischen Netzfrequenz kann der Energiedurchsatz pro frequenzabhängiger Dienstleistung für das Jahr 2017 für die Bereitstellung von 1 MW Regelleistung ermittelt werden. Die Ergebnisse (Abbildung 31) zeigen, dass die VSM aufgrund des geringen Energiedurchsatzes von 0,003 MWh im Normalbetrieb kaum Einfluss auf das Lademanagement hat und wird diesbezüglich nicht weiter untersucht. Der Energiedurchsatz der PRL ist erkennbar höher als bei der EFR, was auf höhere Kosten

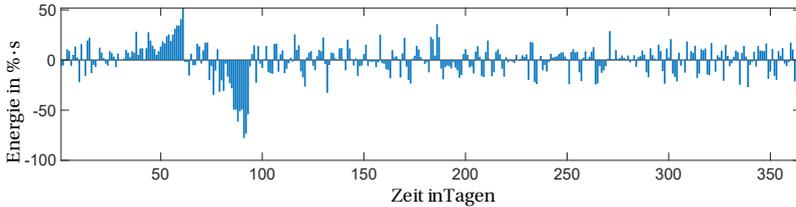
bezüglich der Investitionskosten, der Degradation und der Fahrplangeschäfte hinweist.



**Abbildung 31:** Energiedurchsatz pro frequenzabhängiger Dienstleistung pro Jahr für 2017

Für das Jahr 2018 liegen im Gegensatz zum Jahr 2017 nur Frequenzdaten mit einer Auflösung von 10 Sekunden vor. Die vorhergegangene Analyse wurde daher für das Jahr 2017 durchgeführt. Da es jedoch 2018 im kontinentaleuropäischen Verbundnetz eine ungewöhnlich lang anhaltende Störung gab, ist dieses Jahr besonders gut für eine exemplarische Untersuchung des Lademanagements geeignet [33].

In Abbildung 32 sind die Tagessummen der eingesetzten positiven und negativen Regelenergie für das Jahr 2018 getrennt bilanziert. Es ist ersichtlich, dass sich die Differenz zwischen aufzunehmender und einzuspeisender Regelenergie in einer Größenordnung von 0 bis 70 % · s befindet. Im Frühjahr sind zwei längere Phasen ohne Vorzeichenwechsel zu erkennen. Dies ist die Folge einer Großstörung im europäischen Verbundnetz. Das Ereignis konnte vom ENTSO-E auf ein längerfristiges Leistungsdefizit in der Regelzone Serbien, Mazedonien und Montenegro zurückgeführt werden [33], wodurch ein Energiedefizit von 113 GWh entstand und Synchronuhren schließlich um etwa 6 Minuten nachgingen. In der Folge musste die Sollfrequenz angehoben werden, um das langfristige Mittel wieder auf 50 Hz zu stellen.



**Abbildung 32:** Tagesbilanzen der aufgebrauchten positiven und negativen Regelleistung für PRL im Jahr 2018

## 4.4 Vergleich der Primärregelleistung mit der Enhanced Frequency Response

Der Frequenzverlauf des Jahres 2018 wird der Systemsimulation (Abbildung 27) vorgegeben, um eine exemplarische techno-ökonomische Bewertung von PRL und EFR bereitgestellt durch BSS im unimodalen Betrieb durchzuführen.

Die Untersuchung des Einflusses des Verhältnisses von Batteriekapazität zu angebotener Leistung ( $C/P$ ) auf das Lademanagement wird im Folgenden exemplarisch für 1 MW angebotene Regelleistung durchgeführt.

### Primärregelleistung im unimodalen Betrieb

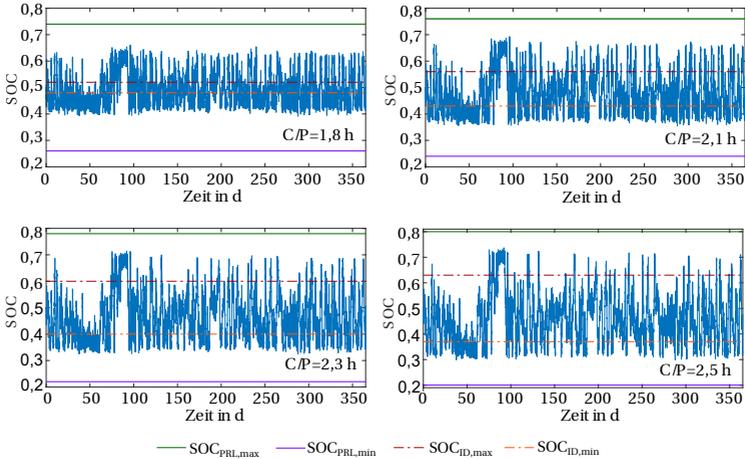
Das BSS soll ausschließlich PRL bereitstellen. Dafür wird der Bereich der nutzbaren Batteriekapazität (Tabelle 9) so gewählt, dass die Vorgaben der Netzbetreiber (Kapitel 3.3) eingehalten werden und ein aussagekräftiger Bereich abgebildet wird.

**Tabelle 9:** Auflistung der zur Untersuchung des Lademanagements gewählten BSS-Parameter

Parameter	Wert
$E_{BS}$	1800-2500 kWh
$P_{PRL}$	1000 kW

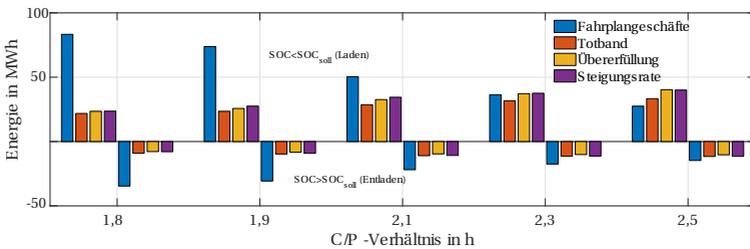
In Abbildung 33 ist der Jahresverlauf des SOC für die Bereitstellung von PRL für verschiedene  $C/P$ -Verhältnisse dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich bei  $C/P = 1,8$  h der SOC zu einem großen Anteil der Gesamtzeit außerhalb der Grenzen  $SOC_{ID,max}$  und  $SOC_{ID,min}$  befindet, sodass Fahrplangeschäfte eingeleitet würden. Wird der Speicher vergrößert, so spreizt sich nach (37) und (41) der

Abstand zwischen diesen Grenzen. Es zeigt sich, wie der SOC die Ladegrenzen desto seltener übersteigt, je größer das  $C/P$ -Verhältnis wird. Grund hierfür ist die stärkere Nutzung der kostenneutralen Freiheitsgrade (Abschnitt 3.3.2) gegenüber den Fahrplangeschäften.



**Abbildung 33:** Verläufe des SOC zusammen mit den charakteristischen SOC-Grenzen in Abhängigkeit vom  $C/P$ -Verhältnis

In Abbildung 34 sind die den einzelnen Freiheitsgraden und Fahrplangeschäften zugeordneten Energiemengen zum PRL-Lademanagement dargestellt.



**Abbildung 34:** Einfluss der Speichergröße auf den Energieumsatz der PRL-Freiheitsgrade für das Lademanagement

Es zeigt sich, dass größere  $C/P$ -Verhältnisse geringere Energie und somit lau-

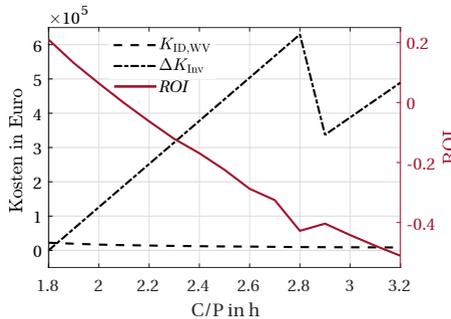
fende Kosten durch Fahrplangeschäfte verursachen, da die Energie zum Lademanagement durch die kostenneutralen Freiheitsgrade Totband, Übererfüllung und Steigungsrate zunimmt. Durch die gleichmäßige Verteilung der Frequenzen könnte die PRL-Erbringung bei sehr großen Speichern energieautark erfolgen. Allerdings müssen die Wirkungsgradverluste von den Freiheitsgraden ausgeglichen werden. Bei alleiniger Bereitstellung von 1 MW Primärregelleistung ergibt eine Bilanzierung der Energie, dass über das Jahr hinweg 93 MWh als Ausgleich für wirkungsgradbedingte Verluste bezogen werden müssen.

Abbildung 35 stellt die Kosten durch Fahrplangeschäfte  $K_{ID}$ , die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber den Investitionskosten bei  $C/P=1,8$  h

$$\Delta K_{Inv} = K_{Inv}(C/P) - K_{Inv}(C/P = 1,8) \quad (67)$$

und den ROI über das  $C/P$ -Verhältnis dar.

Es zeigt sich, dass die steigenden Investitionskosten um einem Faktor von ca. 10 größer als die Kosten durch Fahrplangeschäfte sind. Eine erhöhte Ausnutzung der kostenfreien Freiheitsgrade durch eine größere Kapazität ist bei den aktuellen Investitionskosten und Strommarktpreisen daher nicht sinnvoll und ein Betrieb, bei dem die Ladezustandsgrenzen zur Auslösung eines Fahrplangeschäfts häufig überschritten werden, der wirtschaftlichste Betrieb. Es zeigt sich außerdem, dass bei einem  $C/P$ -Verhältnis von 2,9 die Kosten durch die Verlängerung der Lebensdauer der Batteriezellen sprunghaft verringert werden, dieser Effekt ist jedoch nicht ausreichend ist um ein neues Maximum des ROI zu erreichen.

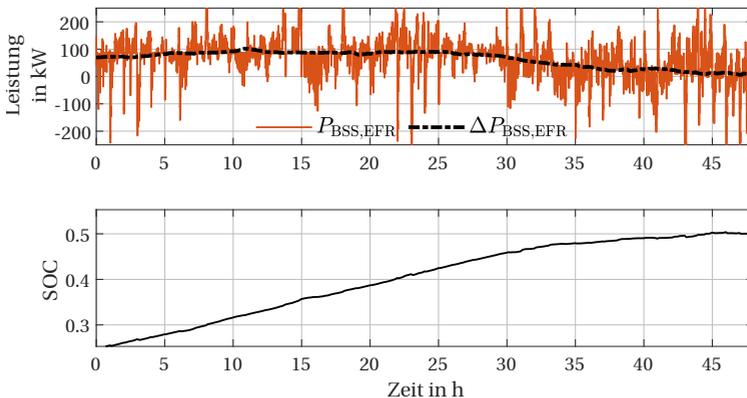


**Abbildung 35:** Darstellung des Verlaufs der Kosten durch Fahrplangeschäfte, die  $K_{Inv}(C/P = 1,8)$  übersteigenden Investitionskosten und des ROI über  $C/P$  für die Bereitstellung von 1 MW PRL

### Enhanced Frequency Response im unimodalen Betrieb

Zur Untersuchung des Lademanagements und der Wirtschaftlichkeit der ausschließlichen Bereitstellung von EFR kann aufgrund der Tatsache, dass keine Reserveenergiemenge (30-Minuten Kriterium) für bestimmte Frequenzereignisse zurückgehalten werden muss (Kapitel 3.3.3), die Batteriekapazität geringer als bei der PRL gewählt werden.

Die Untersuchung des Lademanagements wird exemplarisch mit  $P_{\text{EFR}} = 1 \text{ MW}$  Regelleistung und einer Batteriekapazität von  $E_{\text{BS}} = 1 \text{ MWh}$  durchgeführt. Abbildung 36 zeigt, wie durch das Lademanagement der EFR (Kapitel 3.3.3) ein niedriger SOC während des Betriebes innerhalb von Stunden zum Sollwert zurückgeführt wird. Bei hoher SOC Abweichung wird das Grundniveau der Leistung so angepasst, dass der BS während der Bereitstellung von EFR geladen wird. Dies wird durch den gleitenden Mittelwert der Leistung  $\Delta P_{\text{BSS,EFR}}$  erkennbar. Bis zu einem SOC von 0,45 ist  $\Delta P_{\text{BSS,EFR}}$  nahezu konstant und beschreibt dann einen Rückgang zur Nulllinie, was dazu führt, dass der SOC sich dem Sollwert asymptotisch nähert.

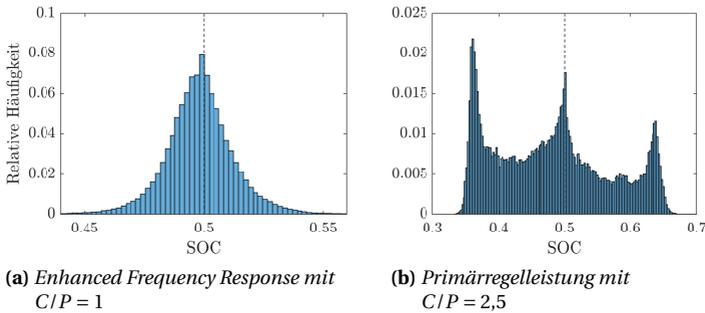


**Abbildung 36:** Zeitverlauf von Leistung und SOC mit einem niedrigem Startwert  $SOC_0 = 0,25$

### Vergleich von EFR und PRL im unimodalen Betrieb

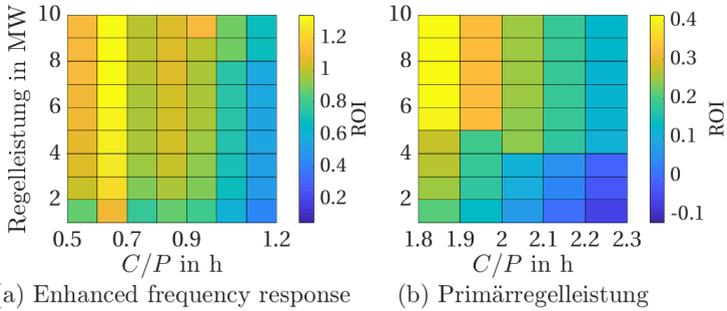
Der Vergleich der Verteilungen des SOC von PRL und EFR über das Jahr 2018 verdeutlicht das unterschiedliche Verhalten des Lademanagements der beiden

Regelleistungstypen (Abbildung 37). Die Verteilung bei EFR ähnelt einer Normalverteilung. Der Höchstwert tritt knapp unterhalb des Sollwertes auf. Die Effektivität des Lademanagements der EFR führt im Jahresverlauf trotz eines im Vergleich zu PRL kleinem  $C/P$ -Verhältnisses von 1 zu einer maximalen Abweichung vom Sollwert von 10 %. Dagegen beschreibt die Verteilung des SOC der PRL einen komplexeren Verlauf mit drei lokalen Verteilungsmaxima. Trotz eines im Vergleich zur EFR größeren  $C/P$ -Verhältnisses von 2,5 entstehen die äußeren Maxima aufgrund der SOC-Grenzen zur Auslösung von Fahrplangeschäften (Kapitel 3.3.6). Daraus folgt, dass aufgrund der Vorgaben der ÜNB der Anteil der notwendigen Batteriekapazität nach (45) zur Bereitstellung von PRL deutlich größer sein muss als der Anteil zur Bereitstellung von EFR.



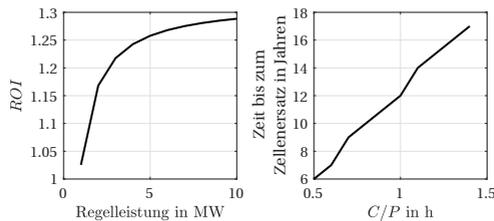
**Abbildung 37:** Verteilung der relativen Häufigkeit des SOC für die Bereitstellung von 1 MW PRL beziehungsweise 1 MW EFR durch BSS mit der Klassenbreite  $\Delta SOC_{KB} = 0,002$

Die Ergebnisse des  $ROI$  für PRL und EFR für verschiedene  $C/P$ -Verhältnisse und verschiedene bereitgestellte Leistungen (Abbildung 38) zeigen, dass mit den heutigen Randbedingungen (Kosten, Einnahmen, Frequenzverhalten), dem verwendeten Batteriespeichermodell und den getroffenen Annahmen, ein positiver  $ROI$  für beide Regelleistungstypen erreicht werden kann. Für die Bereitstellung von EFR kann eine geringere Batteriekapazität verwendet werden, wodurch die EFR wirtschaftlicher ist. Durch eine mögliche Änderung des 30-Minuten Kriteriums auf ein 15-Minuten Kriterium durch die ÜNB, könnte das kleinstmögliche  $C/P$ -Verhältnis für die Bereitstellung von PRL, berechnet nach (37), von  $C/P = 1.8$  h auf  $C/P = 1.6$  h reduziert werden. Dies würde den  $ROI$  der PRL zwar verbessern, dieser wäre jedoch weiterhin kleiner als bei der EFR. Die EFR kommt bis zu einem Verhältnis von  $C/P = 0,5$  h ohne Fahrplangeschäfte aus.



**Abbildung 38:** Darstellung des ROI für unterschiedliche Regelleistungen und  $C/P$ -Verhältnisse

Es zeigt sich außerdem keine monotone Entwicklung des ROI bei Erhöhung der angebotenen Regelleistung oder des  $C/P$ -Verhältnisses (Abbildung 38). Die Mitgliedskosten und die jährlichen Abbonnementskosten (Tabelle 7) für der EPEX-SPOT-Markt hängen nicht von der Batteriekapazität ab und haben somit einen größeren Einfluss auf Geschäfte mit geringerem Umsatz. Das daraus entstehende asymptotische Verhalten, exemplarisch für EFR in Abbildung 39 (links) dargestellt, sorgt für einen Anstieg des ROI um ca. 20 % im Bereich 1-5 MW der bereitgestellten Regelleistung. Der Verlauf lässt auf die Annahmen schließen, dass bei einer Bereitstellung einer Regelleistung > 10 MW dieser Effekt keinen nennenswerten Einfluss auf den ROI hat. Aufgrund der steigenden Zeit bis zum Zellenersatz bei steigendem  $C/P$ -Verhältnis (Abbildung 39 (rechts)) führt die technisch kleinstmögliche Batteriekapazität nicht zum größten ROI (Abbildung 38).



**Abbildung 39:** Exemplarische Darstellung der Abhängigkeit des ROI von der für EFR angebotenen Regelleistung mit  $C/P=0.6$  (links) und der Zeit bis zum Zellenersatz von dem  $C/P$ -Verhältnis (rechts) für  $P_{EFR}=1$  MW

## 4.5 Leistungsspitzenreduktion im unimodalen Betrieb

Für die techno-ökonomische Untersuchung der Methoden zur Leistungsspitzenreduktion im unimodalen Betrieb wird dem Simulationsmodell der Residuallastverlauf des Schleswiger Verteilnetzes, bereitgestellt durch die Schleswiger Stadtwerke GmbH, für das Jahr 2018 vorgegeben. Die Reduktion der Leistungsspitzen in Abhängigkeit des Glättungsniveaus wird im Folgenden als das Glätten von Leistungsspitzen bezeichnet.

Zur Analyse der technischen Eignung der drei Methoden (Tägl., Monatl. und Komb.) werden die in dem betrachteten Abrechnungszeitraum  $i$  (täglich oder monatlich) betragsmäßig maximalen Werte der ungeglätteten Residuallast  $P_{R,i}$  abzüglich der betragsmäßig maximalen Werte der geglätteten Residuallast  $P_{R,G,i}$  über ein Jahr aufsummiert und durch die auf gleiche Weise berechnete Jahressumme der Differenzen aus ungeglätteter Residuallast und prognostizierter Glättung der Residuallast  $P_{R,GN,i}$  geteilt:

$$\Delta \bar{P}_{LSR} / \Delta \bar{P}_{LSR,Prog} = \frac{\sum_{i=1}^n (\max(|P_{R,i}|) - \max(|P_{R,G,i}|))}{\sum_{i=1}^n |\max(|P_{R,i}|) - \max(|P_{R,GN,i}|)|} \quad (68)$$

Das Verhältnis  $\Delta \bar{P}_{LSR} / \Delta \bar{P}_{LSR,Prog}$  wird im Folgenden als Glättungsgüte bezeichnet. Ein Verhältnis von 1 bedeutet, dass die Leistungsspitzen wie prognostiziert geglättet werden und wird bei der Auslegung des BSS angestrebt. Im Falle einer idealen Prognose wird immer eine Glättungsgüte von 1 erreicht. Die Glättungsgüte ist hauptsächlich von der Prognosegüte abhängig. Gleichung (68) entspricht somit dem Mittelwert der Prognosegüte über 365 Tage beziehungsweise über 12 Monate.

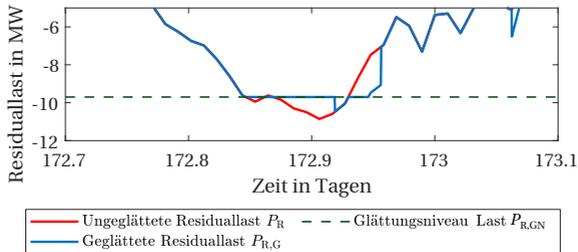
Eine Auflistung der Parameter für eine exemplarische Untersuchung ist in Tabelle 10 gegeben.

**Tabelle 10:** BSS-Parameter zur exemplarischen Untersuchung der Leistungsspitzenreduktion gemäß Tabelle 6

Parameter	
$E_{BS}$	1-10 MWh
Verbraucher- und Erzeugerdaten	Schleswiger Stadtwerke, 2018
DEDizierte Energie	1-5 MWh

In Abbildung 40 sind exemplarisch die ungeglättete und geglättete Residuallast sowie das prognostizierte Last-Glättungsniveau der monatlichen Methode (Ka-

pitel 3.3.5) für eine Lastspitze dargestellt. Es ist erkennbar, dass die dedizierte Energie (Kapitel 3.3.5) nicht ausreicht um die Leistungsspitzen wie prognostiziert zu glätten. Dies führt dazu, dass die höhere Netzebene nicht wie erwartet entlastet wird und in dem betroffenen Monat die prognostizierte Reduktion der Netznutzungsentgelte nicht erreicht wird.

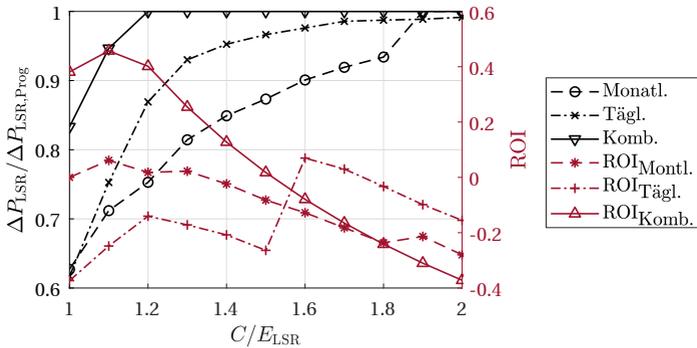


**Abbildung 40:** Geglättete, ungeglättete Residuallast und prognostiziertes Glättungsniveau des Verteilnetzes der Schleswiger Stadtwerke GmbH (Ausschnitt aus 2018) (Die Residuallast ist negativ bei einem Leistungsfluss vom Verbundnetz zum Verteilnetz)

Abbildung 41 stellt die Glättungsgüte und den  $ROI$  über dem Verhältnis der Kapazität zur dedizierten Energie ( $C/E_{LSR}$ ) für die drei Methoden Tägl., Monatl., und Komb. (Kapitel 3.3.5) dar. Es zeigt sich, dass durch die Anwendung der täglichen Methode mit Day-Ahead-Prognosen gegenüber der monatlichen Methode bei einem geringeren  $C/E_{LSR}$ -Verhältnis eine höhere Glättungsgüte erreicht wird. Die aufgrund des täglichen Glättens von Leistungsspitzen höheren Lade- und Entladezyklen führen jedoch zu einer schnelleren Degradierung der Batteriezellen und zu höheren Investitionskosten (Tabelle 11).

Es zeigt sich anhand des  $ROI$  und der Glättungsgüte (Abbildung 41), dass aus wirtschaftlicher und technischer Sicht die Kombination beider Methoden (Komb.) die besten Ergebnisse liefert und mit den monatlich festgelegten Leistungspreisen heute (2020) anwendbar ist. Der höhere  $ROI$  ergibt sich dadurch, dass trotz Nutzung der genaueren Day-Ahead Prognosen nur Leistungsspitzen geglättet werden, welche das monatliche Glättungsniveau über- bzw. unterschreiten (Kapitel 3.3.5) und dadurch die Zyklenanzahl der Batteriezellen reduziert wird.

Es wird ebenfalls ersichtlich, dass bei  $C/E_{LSR} = 1,6$  der  $ROI$  bei der täglichen Methode einen Sprung in die positive Richtung erfährt. Dies liegt daran, dass bei einem höherem  $C/E_{LSR}$ -Verhältnis die Batteriezellen seltener ersetzt wer-



**Abbildung 41:** Darstellung der Glättungsgüte  $\Delta \bar{P}_{LSR} / \Delta \bar{P}_{LSR, Prog}$  (68) und des ROI über  $C/E_{LSR}$  für die Methoden (Tägl., Monatl., Komb.) mit  $E_{LSR}=2$  MWh

den müssen. Bei der täglichen Methode wäre daher  $C/E_{LSR} = 1,6$  und bei der kombinierten Methode  $C/E_{LSR} = 1,2$  optimal.

**Tabelle 11:** Vergleich der LSR Methoden Täglich, Monatlich und Kombiniert hinsichtlich der Degradation und der Investitionskosten über 20 Jahre

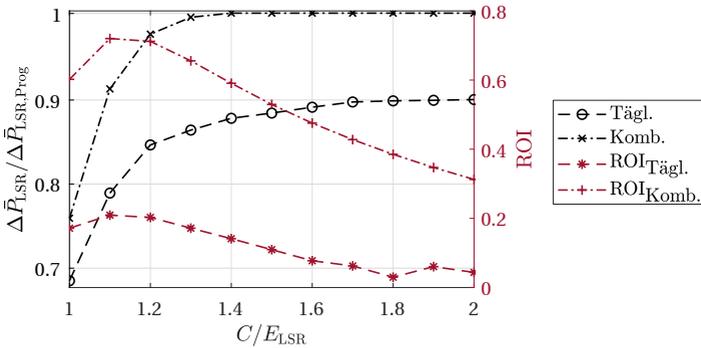
	Monatlich	Täglich	Kombiniert
Zeit bis zum Zellenersatz in Jahren	58	7	63
Kostenanstieg durch Zellenersatz	0%	47%	0%

Zur Untersuchung eines möglichen Zukunftsszenarios im Jahr 2030 wird für die tägliche Methode ein von den ÜNB täglich festgelegter Leistungspreis angenommen. Für den täglichen Leistungspreis wird der monatliche Leistungspreis (Tabelle 7) durch 30,5 Tage geteilt. Es wird außerdem ein höherer Anteil an erneuerbaren Energien nach Kapitel 3.2.1 und eine Reduzierung der Investitionskosten für BSS um 30 % nach [57] angenommen.

Es zeigt sich aufgrund der geringeren Investitionskosten zwar eine Verbesserung des ROI für beide Methoden (Abbildung 42), dem entgegen wirkt jedoch eine höhere Degradierung der Batteriezellen durch die zu den Lastspitzen zusätzlich zu glättenden Erzeugerspitzen. Die Ergebnisse lassen darauf schließen, dass trotz Einführung eines zukünftig möglichen täglichen Leistungspreises der ROI der tägliche Methode geringer sein wird als der ROI der kombinierten Methode. Außerdem zeigt die über ein Jahr gemittelte tatsächliche Reduktion der Leis-

tungsspitzen (Tabelle 12), dass die kombinierte Methode zu einer im Jahresmittel höheren Entlastung des Netzes als die tägliche Methode führt. Daher wird für die folgenden Untersuchungen nur noch die kombinierte Methode verwendet.

Bei Betrachtung des  $ROI$  für verschiedene dedizierte Energiemengen  $E_{LSR}$  (Abbildung 43) zeigt sich ein Abfall des  $ROI$  bei steigender dedizierter Energie  $E_{LSR}$ . Aufgrund der in der Regel dreieckigen Form von Leistungsspitzen steigen  $\Delta \bar{P}_{LSR}$  und damit die Einnahmen durch die Reduktion der Leistungskosten unterproportional mit der dedizierten Energiemenge. Es zeigt sich außerdem, dass die Glättungsgüte mit steigendem  $E_{LSR}$  abnimmt, was daran liegt, dass der Energiegehalt der Leistungsspitze mit längerer Zeitdauer stärker vom Prognosefehler abhängt.

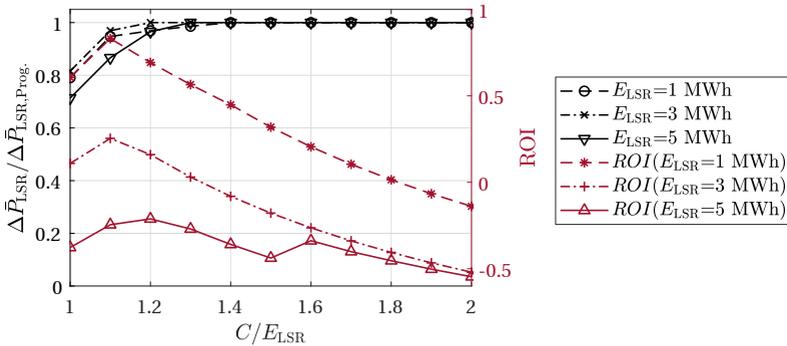


**Abbildung 42:** Darstellung der Glättungsgüte  $\Delta \bar{P}_{LSR} / \Delta \bar{P}_{LSR,Prog}$  (68) und des  $ROI$  über  $C/E_{LSR}$  für die tägliche und die kombinierte Methode für das Zukunftsszenario 2030

**Tabelle 12:** Vergleich der LSR-Methoden Täglich mit  $C/E_{LSR} = 1,9$  und Kombiniert mit  $C/E_{LSR} = 1,2$  hinsichtlich der über ein Jahr gemittelten Leistungsspitzenreduktion für  $E_{LSR} = 2 \text{ MWh}$

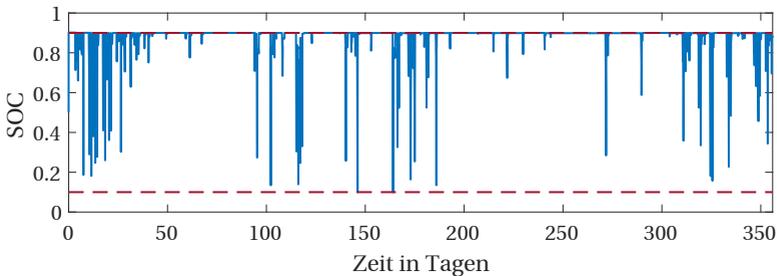
		Täglich	Kombiniert	Täglich2030	Kombiniert2030
$\Delta \bar{P}_{LSR}$	in	1,120	1,247	0,972	1,074
MW					

Der in Abbildung 44 dargestellte zeitliche Verlauf des  $SOC$  veranschaulicht, wie gering die Auslastung des BSS über ein Jahr ist. Eine Erhöhung der Auslastung kann durch die kombinierte Bereitstellung mehrerer Dienstleistungen erreicht



**Abbildung 43:** Darstellung der Glättungsgüte  $\Delta \bar{P}_{LSR} / \Delta \bar{P}_{LSR, \text{Prog}}$  (68) und des ROI über  $C/E_{LSR}$  für die kombinierte Methode bei Variation der dedizierten Energiemenge  $E_{LSR}$

werden. Hierbei muss untersucht werden, ob die zusätzlichen Einnahmen die höheren Degradationskosten übersteigen. Im Folgenden wird der multimodale Betrieb aus LSR + PRL und aus LSR + EFR untersucht.

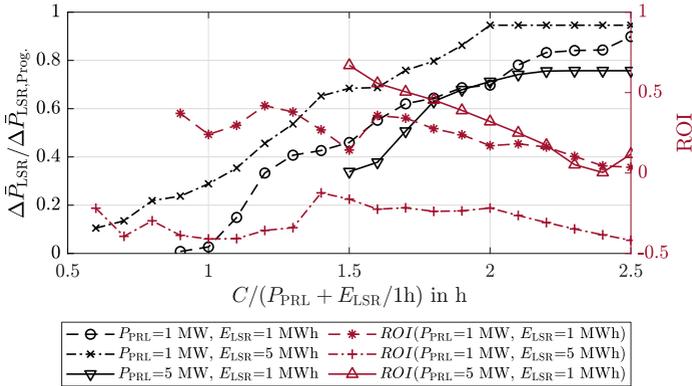


**Abbildung 44:** Simulierter zeitlicher Verlauf des SOC bei Anwendung der kombinierten Methode zur LSR, Schleswiger Stadtwerke 2018 mit  $E_{LSR} = 2 \text{ MWh}$  und  $C/E_{LSR} = 1,2$

## 4.6 Multimodaler Betrieb

Im multimodalen Betrieb haben die zur Stützung der Frequenz notwendigen Dienstleistungen PRL und EFR vor der LSR Priorität. Wird ein Ladezustand erreicht, bei dem die Erfüllung der Frequenzstützung gefährdet ist, wird die LSR

abgeschaltet. Dies führt dazu, dass im Falle der gemeinsamen Bereitstellung von PRL + LSR (Abbildung 45) die aufgrund des 30-Minuten Kriteriums notwendigen engen Ladezustandsgrenzen zum Auslösen der Fahrplangeschäfte (Kapitel 3.3.6) den zur LSR nutzbaren Arbeitsbereich verkleinern.

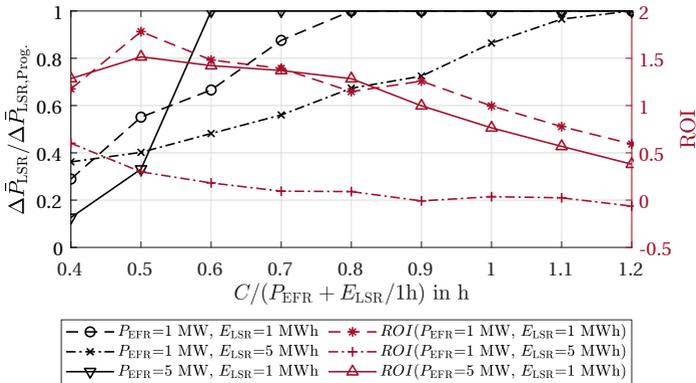


**Abbildung 45:** Darstellung der Glättungsgüte und des ROI über  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h)$  für die kombinierte Bereitstellung von LSR und PRL bei Variation der dedizierten Energiemenge  $E_{LSR}$  und der Regelleistung  $P_{PRL}$ . Der Verlauf startet mit dem jeweils kleinstmöglichen  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h)$  zur Einhaltung des 30-Min Kriteriums

Ein hohes  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h)$ -Verhältnis führt zwar zu einer verbesserten Glättungsgüte, aber auch zu einem geringeren ROI (Abbildung 45). Der beste Kompromiss zwischen Glättungsgüte (schwarze Linien) und ROI (rote Linien) ergibt sich daher für das untersuchte Szenario durch die Bereitstellung einer Regelleistung von  $P_{PRL}=5$  MW und einer verhältnismäßig kleinen dedizierten Energiemenge von  $E_{LSR}=1$  MWh (Abbildung 45, Linien mit nach oben und unten zeigenden Dreiecken). Es zeigt sich jedoch ebenfalls, dass durch die verlängerte Lebensdauer der Batteriezellen bei einem höheren  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h)$ -Verhältnis das BSS mit  $P_{PRL}=1$  MW und  $E_{LSR}=1$  MWh ein guter Kompromiss zwischen Glättungsgüte und ROI gefunden werden kann (Abbildung 45, Linien mit + und o).

Die Dienstleistung EFR lässt sich im Gegensatz zur PRL gut mit der LSR kombinieren. Abbildung 46 zeigt, dass sich ein hoher ROI und eine hohe Glättungsgüte bei einem kleinen Verhältnis  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h)=0,6$  h erreichen lassen. Dies liegt an dem effizienten Lademanagement der EFR und dem Fehlen des 30-Minuten

Kriteriums. Dadurch kann die Kapazität des BS besser für die Erbringung von LSR verwendet werden.

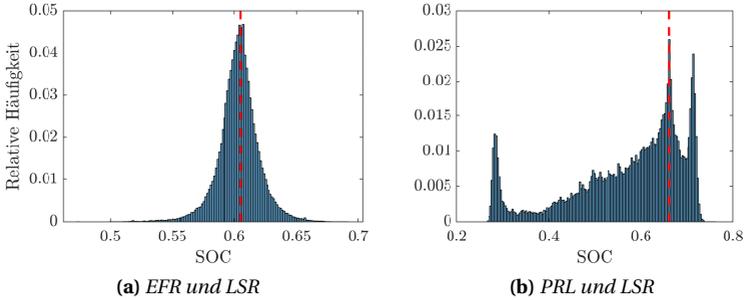


**Abbildung 46:** Darstellung der Glättungsgüte und des ROI über  $C/(P_{EFR} + E_{LSR}/1h)$  für die kombinierte Bereitstellung von LSR und EFR bei Variation der dedizierten Energiemenge  $E_{LSR}$  und der Regelleistung  $P_{EFR}$

Die Verteilung des SOC über ein Jahr (Abbildung 47) bestätigt die vorhergegangenen Ergebnisse insofern, als der Soll-Ladezustand  $SOC_{Soll}$  (dargestellt als rote gestrichelte Linie) auch im multimodalen Betrieb besser mit dem Lademanagement der EFR als mit dem Lademanagement der PRL gehalten werden kann und daher die Erbringung der Dienstleistungen häufiger von dem idealen Ladezustand startet.

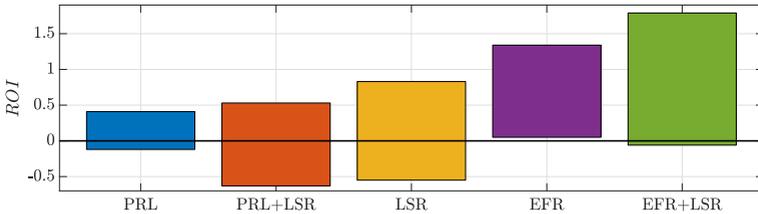
Die Balken in Abbildung 48 stellen den Bereich des ROI für die Bereitstellung der untersuchten Dienstleistungen im unimodalen und multimodalen Betrieb bei Variation des Auslegungsbereichs (Tabelle 6) gegenüber. Die für den jeweils besten und schlechtesten Fall identifizierten Parameter sind in Tabelle 13 aufgelistet.

Die Kombination aus PRL + LSR führt zwar zu einer geringen Steigerung des ROI gegenüber der PRL im unimodalen Betrieb, birgt aber auch das Risiko mit sich, durch eine schlechte Auslegung einen negativen ROI zu erreichen. Da der optimale Betrieb der PRL mit einer sich häufig wiederholenden Auslösung von Fahrplangeschäften einhergeht, ist der multimodale Betrieb mit der LSR nur mit einem relativ großen  $C/(P+E/1h)$ -Verhältnis technisch sinnvoll. Dies führt aber im Vergleich zur EFR zu einer ca. dreimal so großen Kapazität des



**Abbildung 47:** Relativen Häufigkeit des SOC für die kombinierte Bereitstellung von  $P_{EFR}=1$  MW +  $E_{LSR}=1$  MWh bei  $C/(P_{EFR} + E_{LSR}/1h)=0,6$  h verglichen mit  $P_{PRL}=5$  MW +  $E_{LSR}=1$  MWh bei  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h=2$  h). Die Klassenbreite beträgt  $\Delta SOC_{KB} = 0,002$ .

Batteriespeichers und damit zu einem entsprechend kleineren ROI (Tabelle 13).



**Abbildung 48:** Vergleich des aus den untersuchten Szenarien berechneten ROI der betrachteten Dienstleistungen alleine und in Kombination. Die Balken stellen die Streuung des ROI bei Variation der technischen Parameter nach Tabelle 6 dar.

Die LSR zeigt eine große Streuung des ROI ins Negative sowie ins Positive. Das liegt daran, dass aufgrund der Abhängigkeit der Glättungsgüte von der Prognosegüte eine Abweichung von der optimalen Auslegung zu starken Unterschieden bei den Einnahmen führt. Ein ROI von 0,83 ergibt sich durch die Wahl einer dedizierten Energiemenge von  $E_{LSR}=1$  MWh. Das führt im Szenario Schleswiger Stadtwerke 2018 mit einer Spitzenlast von  $P_{max} = 20$  MW (Tabelle 3.2.1) zu einer mittleren Reduktion der Leistungsspitzen von  $\Delta \bar{P}_{LSR}=870$  kW. Aus Sicht der Netzbetreiber ist eine hohe Reduktion der Leistungsspitzen sinnvoll, aus Sicht des Batteriespeicherbetreibers eine kleine.

**Tabelle 13:** Gegenüberstellung der auslegungsrelevanten BSS-Parameter der besten (+) und schlechtesten Fälle (-), die durch die Bereitstellung der betrachtenden Dienstleistungen in den untersuchten Szenarien erreicht wurden

Dienstleistung	ROI	$E_{BS}$	$C/(P+E/1h)$	$P_{PRL\text{ o. }EFR}$	$E_{LSR}$
PRL (+)	0,41	22,5 MWh	1,8 h	10 MW	0 MWh
PRL (-)	-0,12	2,85 MWh	2,3 h	1 MW	0 MWh
PRL+LSR (+)	0,53	11,25 MWh	1,5 h	5 MW	1 MWh
PRL+LSR (-)	-0,63	18,75 MWh	1,1 h	1 MW	5 MWh
LSR (+)	0,83	1,37 MWh	1,1 h	0 MW	1 MWh
LSR (-)	-0,55	12,5 MWh	2 h	0 MW	5 MWh
EFR (+)	1,34	7,5 MWh	0,6 h	10 MW	0 MWh
EFR (-)	0,05	1,75 MWh	1,4 h	1 MW	0 MWh
EFR+LSR (+)	1,79	6,25 MWh	0,5 h	9 MW	1 MWh
EFR+LSR (-)	-0,06	9 MWh	1,2 h	1 MW	5 MWh

EFR zeigt im Vergleich zu PRL eine größere Streuung, was daran liegt, dass für die EFR ein größerer  $C/P$  Bereich untersucht wurde. Es ist erkennbar, dass aufgrund der zuvor aufgeführten Gründe die Kombination von EFR mit LSR hinsichtlich der Rentabilität die besten Ergebnisse erzielt. Der höchste ROI wurde für die Kombination aus  $P_{EFR} = 9$  MW und einer dedizierten Energie von  $E_{LSR} = 1$  MWh erzielt. Dieses Szenario wird verwendet um eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Auswirkung möglicher Änderungen der technischen und wirtschaftlichen Parameter durchzuführen. Der Leistungspreis (Tabelle 7) für die Bereitstellung von EFR (1774 Euro/MW/Woche) ist geringer als der mittlere Leistungspreis der PRL (2494 Euro/MW/Woche), was bedeutet, dass auch die ÜNB und damit die Volkswirtschaft durch den Einsatz von EFR im Vergleich zur PRL kosten sparen würde.

Abbildung 49 stellt die jährlichen Einnahmen und Ausgaben über die Projektzeit von 20 Jahren gegenüber. Die initialen Investitionskosten  $K_{Inv,Init}$  werden über die erwartete Lebensdauer des BSS von 20 Jahren abgeschrieben. Nach 9 Jahren müssen die Batteriezellen für das untersuchte Szenario ersetzt werden. Die dadurch entstehenden Degradationskosten  $K_{Deg,BS}$  werden über die restliche Nutzungsdauer abgeschrieben. Dadurch fällt der Gewinn nach Steuern nach 9 Jahren etwas ab.

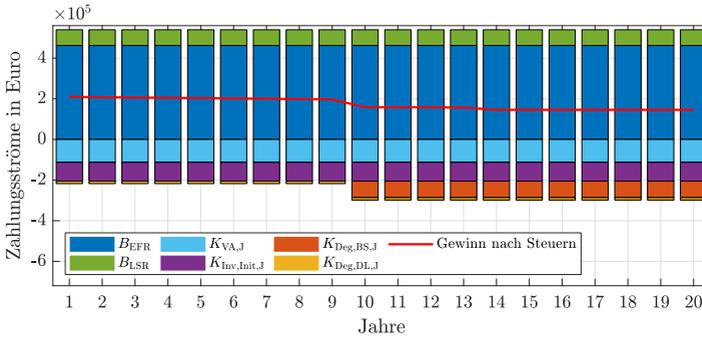


Abbildung 49: Übersicht der Zahlungsströme über eine Projektzeit von 20 Jahren bei der Bereitstellung von EFR mit  $P_{EFR} = 9 \text{ MW}$  und LSR mit  $E_{LSR} = 1 \text{ MWh}$

## 4.7 Sensitivitätsanalyse

Um die Auswirkungen einer möglichen Verbesserung der technischen Eigenschaften des BSS in der Zukunft auf den ROI zu untersuchen, wird eine Sensitivitätsanalyse für die in Tabelle 14 aufgeführten Parameter durchgeführt.

Tabelle 14: Variation der technischen Parameter. Angelehnt an [57]

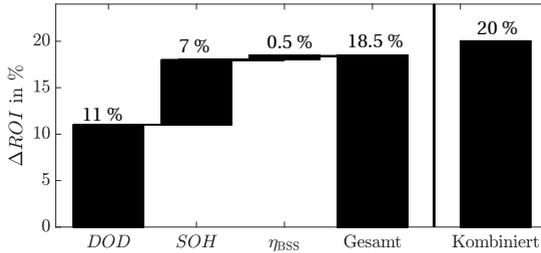
Beschreibung	Parameter	Alter Wert	Neuer Wert
Entladetiefe	$DOD$	80 %	85 %
Batteriezustandsgrenze	$SOH_{\text{Ende}}$	80 %	60 %
BSS-Wirkungsgrad	$\eta_{\text{BSS}}$	Kennlinie	Kennlinie + 2,5 %

Für die Analyse (Abbildung 50) wurden die Entladetiefe (DoD), die Batteriezustandsgrenze bis zum Zellenersatz ( $\eta_{\text{BSS}}$ ) und der gesamte Wirkungsgrad des BSS ( $\eta_{\text{BSS}}$ ) verbessert. Die Änderung der Parameter wurde an [57] angelehnt. Eine Verbesserung der Entladetiefe führt zu der größten Änderung des ROI durch den Gewinn an nutzbarer Kapazität.

Eine geringe Batteriezustandsgrenze  $SOH_{\text{Ende}}$  sorgt zwar für eine Reduktion der Kosten zum Zellenersatz, führt aber aufgrund der nach (57) bestehenden Abhängigkeit der Degradationskosten vom  $SOH$  zu höheren Degradationskosten ( $K_{\text{Deg,DL,J}}$ ).

Eine Verbesserung des Wirkungsgrads um + 2,5 % hat kaum Auswirkungen auf den *ROI*. Das liegt daran, dass die Wirkungsgradbedingten Verluste am Strommarkt ausgeglichen werden und die Kosten dafür im Vergleich zu den Investitionskosten gering ausfallen (Abbildung 35).

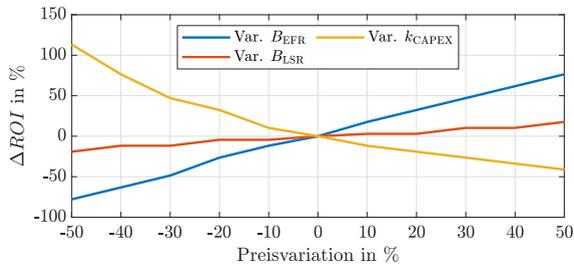
Die kombinierte Verbesserung der genannten Batterieeigenschaften führt zu einer größeren Verbesserung des *ROI* als die Summe der Einzelnen. Dies lässt sich durch das nicht-lineare Zusammenwirken der Parameter innerhalb des BSS-Modell erklären.



**Abbildung 50:** Darstellung der Auswirkungen der Änderungen der Batterieeigenschaften auf den *ROI*. Ausgewähltes Szenario: Schleswiger Stadwerke, 2018,  $P_{EFR} = 9$  MW,  $E_{LSR} = 1$  MWh,  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h) = 0,6$

Aufgrund der Volatilität der wirtschaftlichen Parameter wird neben der technischen eine wirtschaftliche Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Während der vorhergegangenen Untersuchungen zeigt sich, dass der Leistungspreis für EFR ( $B_{EFR,j}$ ) und LSR ( $B_{LSR,j}$ ) sowie die Investitionskosten für das BSS ( $k_{CAPEX}$ ) den größten Einfluss auf den *ROI* haben. In Abbildung 51 sind die Auswirkungen einer Variation der genannten Parameter um  $\pm 50\%$  auf den *ROI* dargestellt. Da EFR im Vergleich zu LSR in dem betrachteten Szenario einen größeren Teil des Umsatzes ausmacht, reagiert der *ROI* entsprechend empfindlicher auf EFR-Preisschwankungen. Der *ROI* reagiert mit einer linearen Änderung des *ROI* auf Änderungen der Leistungspreise, während der *ROI* bei Änderung der Investitionskosten ein nichtlineares Verhalten aufweist. Das nichtlineare Verhalten ergibt sich durch die Berechnung des *ROI* nach (66). Die Investitionskosten ( $k_{CAPEX}$ ), da diese durch die Abschreibung an die OPEX gebunden sind, beeinflussen sowohl die Gesamtinvestition als auch den Gewinn nach Steuern.

Die Untersuchungen zeigen, dass im betrachteten Parameterbereich (Tabellen 7 und 14) und für die betrachteten Betriebsmodi durch eine geeignete Auslegung des Batteriespeichersystems ein positiver *ROI* erreicht werden kann. Die



**Abbildung 51:** Darstellung der Auswirkungen der Änderungen der wirtschaftlichen Parameter auf den ROI. Ausgewähltes Szenario: Schleswiger Stadtwerke 2018,  $P_{EFR} = 9 \text{ MW}$ ,  $E_{LSR} = 1 \text{ MWh}$ ,  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h) = 0,6$

Ergebnisse bestätigen die Aussage, dass eine kombinierte Bereitstellung die Rentabilität des BSS erhöht.

Die derzeit im kontinentaleuropäischen Verbundnetz zur Frequenzhaltung verwendete Primärregelleistung ist aufgrund der regulatorischen Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber (30-Min. Kriterium) und der eingeschränkten, kostenfreien Freiheitsgrade zum Lademanagement (Abschnitt 4.4) schlechter für die Kombination mit LSR geeignet als EFR. Eine Anpassung des Lademanagements an die Enhanced Frequency Response wäre aus wirtschaftlicher Sicht für den BSS-Betreiber und, aufgrund der geringeren Leistungspreise (Tabelle 7) gegenüber der PRL, auch für die ÜNB von Vorteil.

Die unterschiedlichen Auswirkungen eines relevanten Anteils von durch BSS bereitgestellter PRL oder EFR an der ausgeschriebenen Primärregelleistung auf die Netzfrequenz wird im folgenden Kapitel untersucht.

---

## 5 Auswirkung auf das Frequenzverhalten und Demonstration der Machbarkeit

Aufbauend auf der techno-ökonomischen Untersuchung soll im Folgenden simulativ und experimentell untersucht werden, inwieweit sich das Verhalten der Netzfrequenz durch den Einsatz eines großen Anteils an reaktionsschnellen Batteriespeichersystemen zur Frequenzstützung ändert. Die experimentellen Untersuchungen werden in dem dafür konzipierten Power Hardware-in-the-Loop Simulation Laboratory (PHiLsLab) durchgeführt. Weiterführend wird experimentell die Machbarkeit des entwickelten Konzeptes (Kapitel 3) anhand des PHiLsLab demonstriert.

### 5.1 Konzept und Aufbau des Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labor

Aufgrund fehlender Informationen kommt es häufig vor, dass Modelle mit einer übermäßigen Vereinfachung des Systems verwendet werden und somit keine gültigen oder besonders nützlichen Ergebnisse erzeugt werden oder dass physikbasierte Modelle zu detailliert werden und für zu lange Simulationszeiten sorgen. Eine Methode die im Bereich der elektrischen Energiesysteme zunehmend Bedeutung erlangt, ist die sogenannte Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Methode. Die PHIL-Methode ist die Verbindung eines in Echtzeit simulierten Teiles des Systems, das im Folgenden als Software bezeichnet wird, mit der zu testenden Hardware (HUT, Hardware Under Test). Mit PHIL lassen sich risikoarme und kosteneffektive Experimente durchführen, während die Vorteile der Skalierbarkeit der numerischen Simulation mit dem hohen Detailgrad eines Experiments genutzt werden. Die Grundstruktur der PHIL-Methode ist in Abbildung 52 dargestellt. Die PHIL-Methode bietet eine Möglichkeit, die HUT auch unter extremen Bedingungen zu testen, die mit einem vollständig hardwarebasierten Prüfstand des umgebenden Systems nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand umsetzbar wäre. Eine weitere Motivation für die Methode liegt in der Flexibilität das umgebende System und die Bedingungen schnell und einfach zu ändern. Trotzdem bedingt die Simulation des umgebenden Systems ebenfalls Limitierungen, was die Genauigkeit des Modells und damit die Gültigkeit der Ergebnisse angeht.

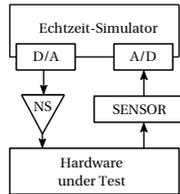


Abbildung 52: Grundstruktur der Power Hardware-in-the-Loop Methode. NS: Netzsimulator

### 5.1.1 Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labor

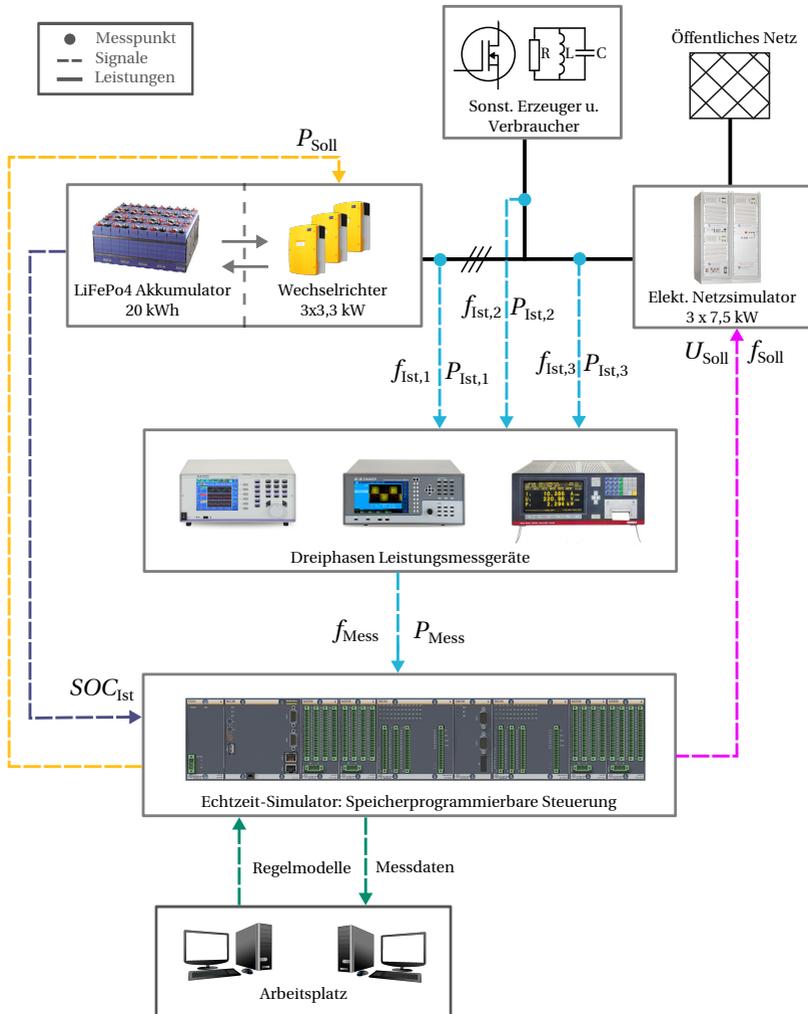
Der Aufbau des Labors inklusive der Signal- und Leistungsflüsse ist in Abbildung 53 dargestellt und besteht aus den folgenden Komponenten:

**Echtzeit-Simulator in speicherprogrammierbarer Steuerung:** Als Echtzeit-Simulator und Steuerung wird eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) verwendet [9], die sowohl das dynamische Verbundnetzmodell (Kapitel 3.2.2) als auch die Regelmodelle (Kapitel 3) in Echtzeit simuliert. Die in der Größenordnung von einer Sekunde kleinste vorkommende Zeitkonstante wird mit einer Schrittweite der SPS von 5 ms erreicht. Rundungsfehler können aufgrund der Rechnung mit 64 Bit ausgeschlossen werden.

**Elektronischer Netzsimulator:** Der im PHiLsLab installierte Netzsimulator [76] bildet das Verbundnetz nach und setzt die in der Simulation berechneten Sollwerte für Spannung und Frequenz in ein Drehstromsystem mit einer Nennspannung von 400 V um.

**Batteriespeichersystem:** Die zu untersuchende Hardware ist die Steuerung des Batteriespeichersystems sowie das Batteriespeichersystem selbst. Das Batteriespeichersystem besteht aus drei bidirektionalen Wechselrichtern [75] und einem Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator mit einer Kapazität von 20 kWh. Das BSS sowie weitere Erzeuger und Verbraucher (Anhang A.3) sind dreiphasig an das Drehstromnetz angeschlossen. Über drei Leistungsmessgeräte kann an verschiedenen Stellen die Wirkleistung und die Netzfrequenz gemessen und an die SPS übergeben werden. Die SPS wird sowohl zur Steuerung des BSS verwendet als auch zur Echtzeit-Simulation des dynamischen Verbundnetzes (Kapitel 3.2.2). Abhängig von den implementierten Regelmodellen sendet die SPS Leistungssollwerte an das BSS und abhängig von den gemessenen Wirkleistungsflüssen Frequenzsollwerte an den ENS. Eine Auflistung aller verwendeten Komponenten und ein Foto des Labors sind im Anhang A.3 gegeben.

## 5.1 Konzept und Aufbau des Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labor



**Abbildung 53:** Signal- und Leistungsflussdiagramm des Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labors (PHiLSLab)

## 5.2 Experimentelle Untersuchung des dynamischen Verhaltens der Netzfrequenz

Um eine Bewertung des dynamischen Verhaltens des BSS während der Bereitstellung der frequenzstützenden Dienstleistungen EFR, PRL und VSM durchzuführen und um eine Aussage über die Vorteile des Einsatzes von BSS zur Frequenzstützung in einem Verbundnetz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien zu treffen, wird der Referenzstörfall als Szenario verwendet. Zum Vergleich des BSS-Modells mit dem realen BSS werden Ergebnisse der reinen Simulation mit dargestellt.

Der Referenzstörfall, definiert durch ENTSOE-E [39] für das kontinentaleuropäische Verbundnetz, stellt eine Grundlage für die Auslegung der Regelleistung dar. Es wird von einem plötzlichen Ausfall zwei großer Kraftwerke mit einer gemeinsamen Leistung von 3 GW zu einem Schwachlast-Zeitpunkt mit  $P_{\text{Ges},n}=150$  GW ausgegangen. Der Ausfall entspricht einem Lastsprung von 2% der gesamten Last. Laut den Richtlinien des ENTSOE-E ist zu gewährleisten, dass eine Abweichung der Netzfrequenz von  $\pm 800$  mHz und quasistationär  $\pm 200$  mHz von der Nennfrequenz nicht überschritten wird [39].

Abbildung 54 zeigt schematisch den Regelkreis aus Regeleinrichtung, Speicher und dynamischem Verbundnetz für eine rein simulative (oben) und eine PHIL-Untersuchung (unten). Das dynamische Verbundnetzmodell (Kapitel 3.2.2) wird durch den Lastsprung  $P_{\text{RS}} = 3$  GW angeregt und reagiert mit einer Änderung der Netzfrequenz um  $\Delta f_{\text{Netz}}$ . Die Regeleinrichtung berechnet darauf hin eine Soll-Leistung für das BSS, das durch die Bereitstellung von Regelleistung der Frequenzänderung entgegen wirkt. Abhängig von der Dynamik des BSS (Kapitel 3.3) stellt sich  $P_{\text{Ist}}$  ein.

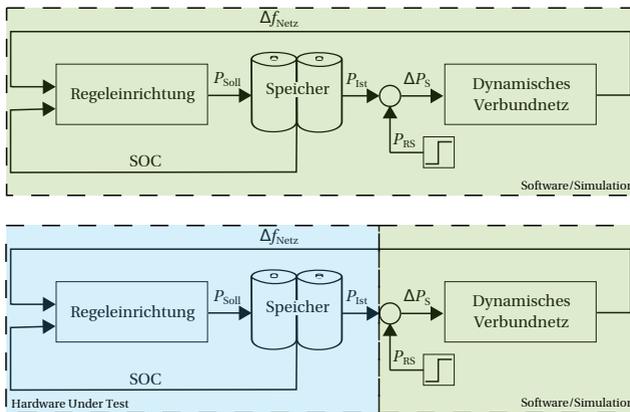
Um den bei einer reduzierten Netzanlaufkonstante benötigten Anteil an BSS an der ausgeschriebenen Primärregelleistung zu identifizieren, muss dieser Anteil modifizierbar sein. Um dabei die maximale Leistung von  $P_{\text{BSS,RL,max}}=9,9$  kW der Batteriewechselrichter immer auszunutzen und um bei allen Versuchen das gleiche dynamische Verhalten zu haben, werden in der Simulation die Leistungen des BSS und des Verbundnetzes wie folgt skaliert.

Innerhalb des dynamischen Verbundnetzmodells werden alle Leistungen auf die Netzlast  $P_{\text{Ges},n}$  bezogen (Kapitel 3.2.2). Die gesamte bereitgestellte Primärregelleistung  $P_{\text{PRL,max}}$  beträgt jederzeit 2 % der Netzlast und teilt sich durch den Faktor  $x$  in konventionelle PRL ( $P_{\text{PRL,konv.}}^*$ ) und durch BSS bereitgestellte

Regelleistung ( $P_{BSS,RL}^*$ ) auf. Die erbrachte Leistung des BSS  $P_{BSS,RL}$  muss dafür zusätzlich auf  $P_{BSS,RL,max}$  bezogen werden, so dass sie bei  $x = 1$  und  $P_{BSS,RL} = 9,9 \text{ kW} = P_{BSS,RL,max}$  genau  $P_{BSS,RL}^* = 0,02$  und damit 2% von  $P_{Ges,n}$  beträgt. Die konventionelle Primärregelleistung wird auf die Netzlast  $P_{PRL,conv,max}$  bezogen, so dass sie im Fall von  $x=0$   $P_{PRL,conv}^* = 0,02$  beträgt.

$$P_{BSS,RL}^* = \frac{P_{BSS,RL}}{P_{BSS,RL,max}} \cdot 0,02 \cdot x \quad (69)$$

$$P_{PRL,conv}^* = \frac{P_{PRL,conv}}{P_{PRL,conv,max}} \cdot 0,02 \cdot (1 - x) \quad (70)$$



**Abbildung 54:** Darstellung des Regelkreises zur Untersuchung des Frequenzverhaltens des Verbundnetzes im Referenzstörfall. Oben: Rein simulative Untersuchung (grün hinterlegt); Unten: PHIL-Untersuchung mit dem Batteriespeichersystem und der Regeleinrichtung als Hardware Under Test (blau hinterlegt) und dem simulierten Verbundnetzmodell (grün hinterlegt)

Die Dynamik des Verbundnetzmodells ergibt sich durch die Netzanlaufzeitkonstante  $T_{AN}$ . In [30] wurden die zeitlichen Verläufe der Netzanlaufzeitkonstanten  $T_{AN}$ , die sich aus dem reduzierten Einsatz konventioneller Kraftwerke ergeben, für Deutschland für die Jahre 2012 und 2035 bestimmt. In Hinblick auf einen Ausbau der erneuerbaren Energien im gesamten Verbundnetz werden diese Werte für eine exemplarische Untersuchung verwendet. Bei gegebenem Lastsprung ist die Frequenzänderungsrate umso größer, je kleiner die Netzanlaufzeitkonstante ist. Deshalb werden die kleinst vorkommenden Werte  $T_{AN}(2012)=7,3 \text{ s}$  und

$T_{AN}(2035)=3,1$  s zur Parametrierung des dynamischen Verbundnetzes verwendet.

Der Parameter der durchschnittlichen maximalen Leistungsänderungsrate  $\dot{P}_{Konv.PRL}$  der konventionellen Primärregelleistung wird so festgelegt, dass für den Fall  $T_{AN} = 7,3$  s die maximale, kurzzeitig erlaubte Frequenzabweichung von  $\pm 800$  mHz gerade erreicht wird. Die volle PRL muss in diesem Fall innerhalb von 23 Sekunden erbracht werden. Das entspricht einer höheren als zur Präqualifikation vorgeschriebenen Leistungsänderungsrate. Der Fall mit der Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{AN}=3,1$  s mit einer Steigungsrate der PRL von  $\dot{P}_{Konv.PRL}^*=4,35\%/s$  wird bei den folgenden Betrachtungen als Referenz verwendet. Die verwendeten Parameter sind in Tabelle 15 aufgelistet.

**Tabelle 15:** *Verwendete Modellparameter zur Untersuchung des Referenzstörfalls*

Bezeichnung	Parameter
Netzanlaufzeitkonstante	$T_{AN} = 7,3 \text{ s} / 3,1 \text{ s}$
Netzlast	$P_{Ges,n}^* = 1$
Regelleistung durch BSS	$P_{BSS,RL}^* = 0 - 0,02$
Konv. erbrachte Regelleistung	$P_{Konv.PRL}^* = 0,02 - P_{BSS,RL,max}^*$
Steigungsrate der konv. PRL	$\dot{P}_{Konv.PRL}^* = 4,35\%/s$
Sollladezustand	$SOC_{Soll} = 0,5$

Die Ergebnisse der reinen Simulation und des PHIL-Experiments zeigen das Verhalten der Netzfrequenz und der Primärregelleistung bei Eintreten des Referenzstörfalls (Abbildung 55).

Abbildung 55 (links oben: Nur konv. PRL) zeigt die resultierenden Frequenz- und Regelleistung bei den Netzanlaufzeitkonstanten  $T_{AN}=7,3$  s und  $T_{AN}=3,1$  s für rein konventionell erbrachter Primärregelleistung. Bei  $T_{AN}=3,1$  s resultiert eine Frequenzabweichungen größer als 800 mHz und entspricht nicht mehr den Vorgaben der ÜNB. Die Frequenz sinkt kurzzeitig sogar unter 49 Hz, was zu einem Lastabwurf von 10-15 % der Netzlast führen würde (Kapitel 2.1). Die konventionell erbrachte Regelleistung wird für beide Netzanlaufzeitkonstanten 24 Sekunden nach Eintritt der Störung vollständig erbracht.  $f(T_{AN}=3,1 \text{ s})$  fällt und steigt im Vergleich zu  $f(T_{AN}=7,3 \text{ s})$  schneller und erreicht trotz der größeren Abweichung von der Nennfrequenz früher eine Frequenz kleiner 200 mHz, so dass die erbrachte Regelleistung bei  $T_{AN}=3,1$  s entsprechend früher als bei  $T_{AN}=7,3$  s reduziert wird. Daraus folgt, dass die Vorgaben von ENTSO-E in einem zukünftigen Stromnetz mit einer Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{AN}=3,1$  s

mit rein konventionell erbrachter Regelleistung nicht mehr eingehalten werden können.

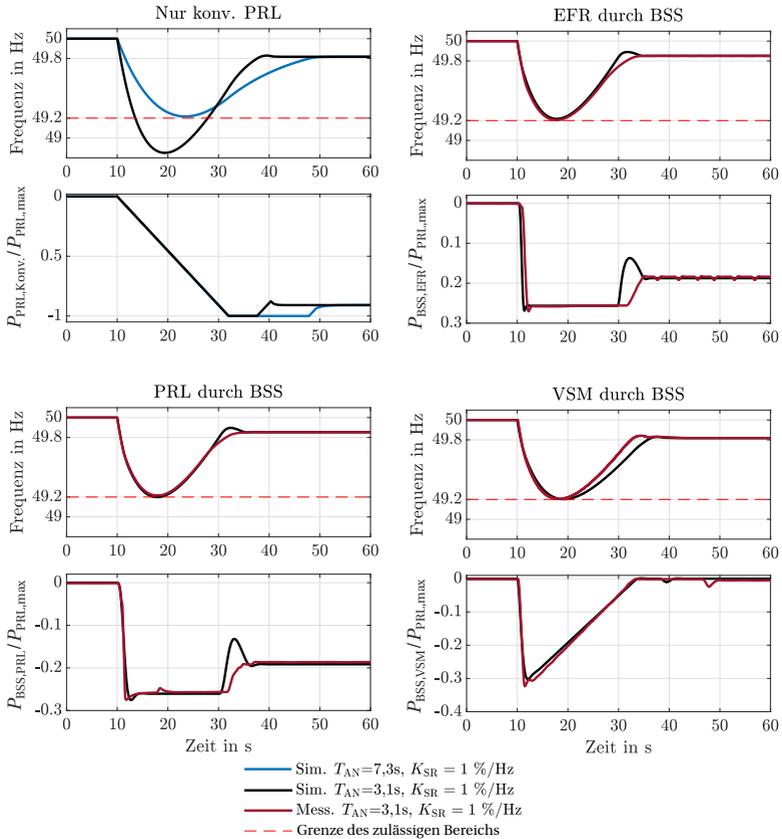
Durch Simulation lässt sich der benötigte Anteil an durch BSS erbrachter PRL, EFR und VSM an der ausgeschriebenen Primärregelleistung ermitteln, mit dem die Frequenzabweichung bei  $T_{AN}=3,1$  s auf maximal 800 mHz begrenzt wird. Die für die verschiedenen Dienstleistungen ermittelten Anteile sind in Tabelle 16 aufgelistet. Abbildung 55 zeigt die resultierenden Frequenz- und Leistungsverläufe für EFR durch BSS (rechts oben), für PRL durch BSS (links unten) und für die variable VSM mit SRL durch BSS (rechts unten). Es ist erkennbar, dass sich alle drei Regelleistungstypen eignen die Frequenz bei  $T_{AN}=3,1$  s in den vorgegeben Grenzen zu halten. Die simulativen Ergebnisse werden durch die experimentellen Ergebnisse unterstützt. Es zeigt sich außerdem, dass die Batteriewechselrichter des realen BSS im Gegensatz zum simulierten BSS die Leistung langsamer reduzieren als zu erhöhen, dadurch entsteht der Unterschied zwischen dem simulierten und gemessenen Leistungsverläufen (Abbildung 55 links unten und rechts oben).

**Tabelle 16:** *Ermittelter Anteil an BSS an der ausgeschriebenen Primärregelleistung um die Vorgaben zum Frequenzverhalten bei Eintritt der Referenzstörfalls bei einer Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{AN}=3,1$  s einzuhalten*

Dienstleistung	Anteil an der ausgeschriebenen PRL
PRL durch BSS	$P_{BSS,EFR,max} / P_{PRL,max} = 0,268$
EFR durch BSS	$P_{BSS,PRL,max} / P_{PRL,max} = 0,276$
VSM durch BSS	$P_{BSS,VSM,max} / P_{PRL,max} = 0,301$

Somit entfällt die Notwendigkeit einer durch BSS bereitgestellten virtuellen Schwungmasse, wenn ca. ein Drittel der ausgeschriebenen Primärregelleistung in Zukunft durch BSS bereitgestellt wird. Es lohnt sich daher nicht, BSS für den Einsatz einer VSM zu installieren, jedoch ist die für den Referenzstörfall notwendige Energie und daher Kapazität bei der VSM um ca. drei Viertel kleiner als bei der EFR und PRL (Tabelle 17). Im Zusammenhang mit der Passivität der VSM im Normalbetrieb (Kapitel 4.3) wäre es vorstellbar, eine implementierte VSM bei allen stationären BSS als Anschlussbedingung festzusetzen. Dadurch würde jedes BSS im Falle des Referenzstörfalls einen Beitrag zur Frequenzhaltung leisten und es hätte keinen Einfluss auf den Anwendungszweck des BSS im Normalbetrieb.

Die Vorgaben der Netzbetreiber zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt erlauben eine Anpassung der Leistungsänderungsrate zum Lademanagement

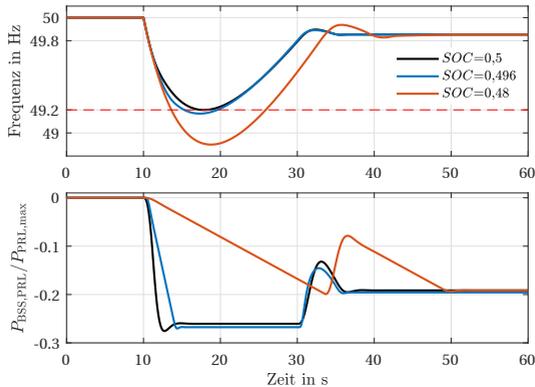


**Abbildung 55:** Darstellung der aus der reinen Simulation (schwarze und blaue Linien) und aus dem PHIL-Experiment (rote Linien) resultierenden Frequenz- und Regelleistungsverläufe bei Eintritt des Referenzstörfalls für die untersuchten Regelleistungstypen: Links oben: Nur konv. PRL, rechts oben: EFR durch BSS, links unten: PRL durch BSS und rechts unten: VSM durch BSS

**Tabelle 17:** Energiedurchsatz von BSS für die Bereitstellung von EFR, PRL oder VSM über 60 Sekunden zur Frequenzstützung bei Eintritt des Referenzstörfalls

Dienstleistung	
PRL durch BSS	$E_{PRL,60s}=11,0$ MWh
EFR durch BSS	$E_{EFR,60s}=11,3$ MWh
VSM durch BSS	$E_{VSM,60s}=2,88$ MWh

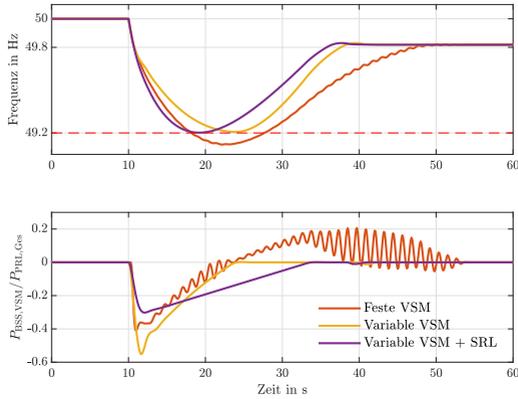
(Kapitel 3.3.2). Die vom  $SOC$  abhängige implementierte Anpassung der Leistungsänderungsrate (Abbildung 12) sorgt dafür, dass bei einer geringen Abweichung des  $SOC$  vom  $SOC_{Soll}$  (Abbildung 56) die reduzierte Leistungsänderungsrate zu einer Nichteinhaltung der Frequenzgrenze von  $\pm 800$  mHz sorgt. Aufgrund der geringen Wirksamkeit des Freiheitsgrades zum Lademanagement (Kapitel 4.4), wäre es sinnvoll diesen als Freiheitsgrad aus den Vorgaben der ÜNB [28] zu entfernen und sich an dem wirksameren Lademanagement und Vorgaben zur Bereitstellung von EFR zu orientieren (Kapitel 4.4).



**Abbildung 56:** Frequenz- und Regelleistungsverläufe bei ein Eintritt des Referenzstörfalls und einer Bereitstellung von 27,6 % der Primärregelleistung durch BSS für verschiedene Ladezustände ( $SOC$ )

Die virtuelle Schwungmasse wird für die drei implementierten Betriebsmodi Feste VSM, Variable VSM und Variable VSM mit Steigungsratenlimitierung (SRL) (Kapitel 3.3.4) untersucht (Abbildung 57). Die feste VSM wirkt der Frequenzänderung auch während der Rückführung zur Nennfrequenz entgegen und neigt in Kombination mit der konventionellen Primärregelleistung und der Dynamik des BSS zum Schwingen (Abbildung 57). Die Einhaltung der Frequenzgrenzen kann nicht erreicht werden, eine höhere Leistung  $P_{BSS,VSM}$  würde zu größeren Schwingungen führen. Die variable VSM löst dieses Problem (Kapitel 3.3.4), benötigt jedoch kurzfristig fast 20 % mehr Leistung, um die Frequenzgrenzen einzuhalten. Die variable VSM mit SRL sorgt auf der einen Seite für eine schnelle Rückführung zur Nennfrequenz und benötigt auf der anderen Seite die geringste Leistung, um die Frequenzgrenzen einzuhalten. Das liegt daran, dass die Regelung die Rückführung zur Nennfrequenz über einen längeren Zeit-

raum unterstützt. Die Steigungsratenlimitierung muss dabei an den mittleren Leistungsgradienten der Primärregelleistung angepasst werden.



**Abbildung 57:** Vergleich des Frequenzverhaltens der drei Regelungen feste VSM, variable VSM und variable VSM mit SRL im Referenzstörfall

Abschließend wird das Frequenz- und Leistungsverhalten bei einer Bereitstellung der Primärregelleistung ausschließlich durch BSS ( $x=1$ ) für die Netzanlaufzeitkonstanten  $T_{AN}=3,1$  Sekunden und  $T_{AN}=1$  Sekunde betrachtet (Abbildung 58).  $T_{AN}=1$  soll ein Stromnetz mit einer sehr schnellen Dynamik, wie es in einem Stromrichter dominierten Stromnetz vorkommen kann, darstellen. Es zeigt sich, dass in diesem Fall das betrachtete System zum Schwingen neigt. Das liegt vor allem daran, dass die Netzanlaufzeitkonstante (Zeitkonstante der Regelstrecke) sich dem Zeitverhalten des BSS (Zeitkonstante des Reglers) annähert (Kapitel 3.3). Die EFR neigt aufgrund einer Leistungsänderungslimitierung abhängig vom Frequenzgradienten (Kapitel 3.3.3) weniger zum Schwingen als die PRL.

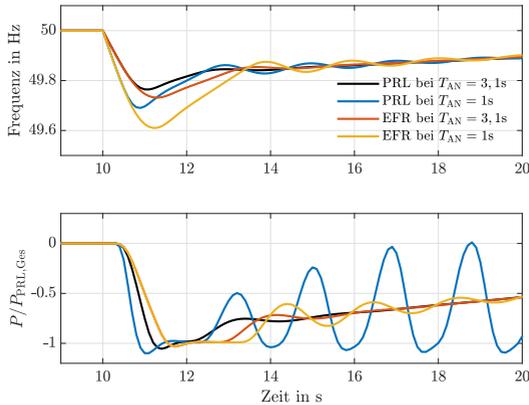
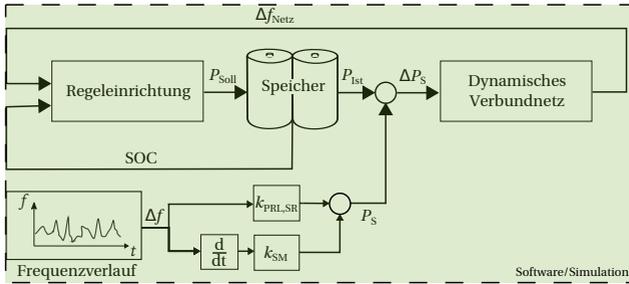


Abbildung 58: Vergleich des Frequenzverhaltens bei einer vollständig durch BSS bereitgestellten Primärregelleistung mit  $T_{AN}=3,1\text{ s}$  und  $T_{AN}=1\text{ s}$

### 5.3 Simulative Untersuchung der langfristigen Auswirkungen auf das Frequenzverhalten

Die langfristigen Auswirkungen des Einsatzes von BSS zur Frequenzstützung auf die Netzfrequenz über ein Jahr werden rein simulativ untersucht. Der Frequenzverlauf eines Jahres könnte aus der Wirkleistungsbilanz des Verbundnetzes bestimmt werden. Da die entsprechenden Leistungsdaten nicht zur Verfügung stehen, wird als Störsignal das jeweilige Leistungsdefizit für das dynamische Verbundnetz über die historische Netzfrequenz generiert. Dieses Störsignal dient dazu, den gleichen historischen Frequenzverlauf mittels des dynamischen Verbundnetzes zu erzeugen. Dazu wird der Frequenzverlauf modifiziert und als Störsignal  $P_S$  an das Verbundnetzmodell weitergegeben (Abbildung 59).

Bei der Nachbildung des Frequenzverlaufs werden zwei Effekte berücksichtigt, die die Wirkleistungsfrequenzabhängigkeit beeinflussen. Auf der einen Seite führt die Schwungmasse (SM) im Netz dazu, dass sich die Frequenzänderung in Folge von Lastsprüngen (Störungen) verzögert auswirkt (1). Daher wird ein Anteil des Störsignals aus der Ableitung des Frequenzverlaufs und einem Parameter ( $k_{SM}$ ) berechnet. Auf der anderen Seite wird der Einfluss der Primärregelleistung und des Selbstregleeffektes durch einen weiteren Parameter ( $k_{PRL,SR}$ ), dessen Höhe proportional zur Frequenzabweichung ist, berücksichtigt. Die Sekundärregelleistung kann in diesem Fall vernachlässigt werden, da der vorgegebene



**Abbildung 59:** Simulationsschema zur Untersuchung der langfristigen Auswirkungen eines hohen Anteils an BSS an der ausgeschriebenen Primärregelleistung auf die Netzfrequenz

Frequenzverlauf für eine ausgeglichene Energiebilanz über ein Jahr sorgt. Ein dynamisches Modell wäre genauer, lässt sich aber aufgrund fehlender Information für die Rückrechnung nicht erstellen. Das Störsignal  $P_S$  wird demnach durch den Zusammenhang

$$P_S = k_{PRL,SR} \cdot \Delta f + k_{SM} \cdot \frac{d\Delta f}{dt} \quad (71)$$

generiert.

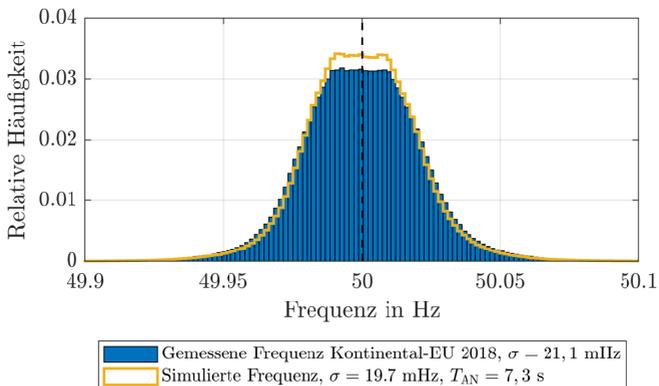
Die Parameter  $k_{PRL,SR}$  und  $k_{SM}$  werden mit der Methode der kleinsten Quadrate so bestimmt, dass der simulierte Jahresfrequenzverlauf möglichst dem historischen Frequenzverlauf entspricht. Es ergeben sich bei einer Netzanlaufzeit von  $T_{AN} = 7,3$  s die Parameter

$$k_{PRL,SR} = 3 \cdot 10^9 \frac{W}{Hz} \text{ und } k_{SM} = 3,4 \cdot 10^9 \frac{Ws}{Hz}.$$

In Abbildung 60 ist die relative Häufigkeit des gemessenen und des simulierten Netzfrequenzverlaufs dargestellt. Die Standardabweichung  $\sigma$  des simulierten Verlaufs ist etwas kleiner als  $\sigma$  des gemessenen Verlaufs. Der Unterschied ist aber so gering, dass das Modell (71) als geeignet angesehen werden kann.

Um die Auswirkungen von BSS auf das Frequenzverhalten zu untersuchen, werden die im Abschnitt 5.2 berechneten Anteile an BSS an der ausgeschriebenen Primärregelleistung zur Einhaltung des Referenzstörfalls verwendet.

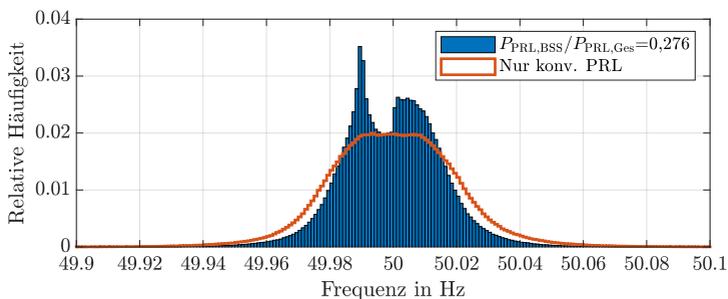
Abbildung 61 stellt die Auswirkung der durch BSS bereitgestellten PRL im Vergleich zum Referenzfall auf das Frequenzverhalten dar.



**Abbildung 60:** Vergleich der relativen Häufigkeitsverteilung des simulierten Frequenzverlaufs mit  $T_{AN} = 7,3$  s mit dem gemessenen Frequenzverlauf des Jahres 2018. Die Klassenbreite beträgt  $\Delta f_{KB} = 0,0017$  Hz

**Tabelle 18:** Verwendete Modellparameter zur Untersuchung der langfristigen Auswirkungen auf die Netzfrequenz

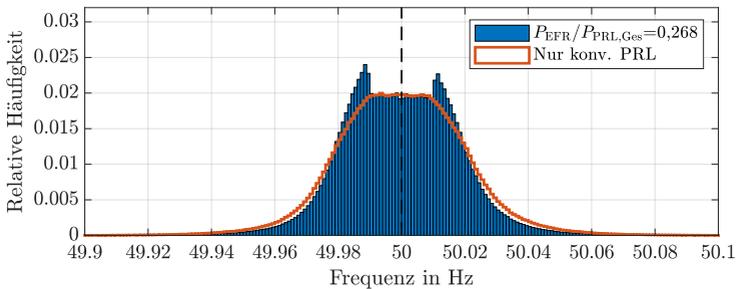
Netzparameter	
Netzanlaufzeitkonstante $T_{AN}$	7,3 s
$P_{BSS,PRL} / P_{PRL,Ges}$	0,276 (Abschnitt 5.2)
$P_{BSS,EFR} / P_{PRL,Ges}$	0,268 (Abschnitt 5.2)
Gemessener Frequenzverlauf	Kontinental EU 2018



**Abbildung 61:** Relative Häufigkeit der Netzfrequenz über 1 Jahr bei der Bereitstellung von 27,6% der PRL durch BSS mit  $T_{AN} = 3,1$  s und einer Klassenbreite  $\Delta f_{KB} = 0,001$  Hz

Aufgrund der schnelleren Reaktion auf Frequenzabweichungen von BSS im Vergleich zu konventionellen Erbringern von Primärregelleistung, werden Frequenzen kleiner 49,99 Hz und größer 50,01 Hz durch den Einsatz von BSS häufiger vermieden. Außerdem ist eine Häufung in Richtung der niedrigen Totbandgrenze von 49,99 Hz zu erkennen. Das liegt zum einen daran, dass im Totband unterhalb von 50 Hz nur entladen werden darf (Kapitel 3.3.2) und der SOC aufgrund von Verlusten mit der Zeit sinkt. Im Bereich von 50 bis 50,01 Hz darf zum Lademanagement geladen und die Wirkungsgradverluste ausgeglichen werden. Daher ist die Verteilung oberhalb von 50 Hz stetig abfallend.

Ebenso wie bei der Primärregelleistung entstehen bei der Enhanced Frequency Response lokale Maxima durch die Totbandgrenzen (Abbildung 62).



**Abbildung 62:** Relative Häufigkeit der Netzfrequenz über 1 Jahr bei der Bereitstellung von 26,8% der PRL als EFR durch BSS mit  $T_{AN} = 3,1s$  und einer Klassenbreite  $\Delta f_{KB} = 0,001 Hz$

Im Unterschied zur PRL fallen diese jedoch symmetrisch aus. Der Grund hierfür ist, dass bei der EFR das Totband vollständig zum Lademanagement (Kapitel 3.3.3) ausgenutzt werden darf und die Frequenz daher zu beiden Totbandgrenzen strebt.

In Tabelle 19 sind die charakteristischen Werte der Häufigkeitsverteilung der Frequenz für die untersuchten Fälle aufgelistet. Es zeigt sich, dass durch den Einsatz von BSS zur Frequenzstützung, die Frequenzabweichungen gegenüber dem Referenzfall reduziert werden.  $P_{PRL,BSS}$  wirkt stärker als  $P_{EFR,BSS}$ , jedoch müsste das Ungleichgewicht, erkennbar durch die Verschiebung des Mittelwertes, ausgeglichen werden. PRL hat zwar einen stärkeren Effekt auf die Netzfrequenz,

aber EFR ist besser für BSS geeignet und stellt daher im kontinentaleuropäischen Verbundnetz eine gute Alternative zur PRL dar.

**Tabelle 19:** Charakteristische Werte der Häufigkeitsverteilung der Frequenzen über ein Jahr mit und ohne Bereitstellung von Primärregelleistung durch BSS

Datenquellen	Mittelwert in Hz	$\sigma$ in mHz	Min in Hz	Max in Hz
Gemessen: Kontinental EU 2018	50	21,1	49,84	50,15
Simuliert: Nur konv. PRL	50	19,7	49,85	50,14
Simuliert PRL: Anteil BSS = 27,6 %	49,998	12,2	49,92	50,08
Simuliert EFR: Anteil BSS = 26,8 %	50	15,9	49,85	50,12

Um möglichst realitätsnahe Bedingungen zu schaffen, werden die folgenden experimentellen Untersuchungen in der dafür konzipierten Laborumgebung des PHiLsLab durchgeführt.

## 5.4 Experimentelle Demonstration der Machbarkeit

Zur experimentellen Demonstration der Machbarkeit des entwickelten Konzepts hinsichtlich der Betriebsstrategie (Kapitel 3.1) und des Lademanagements (Kapitel 3.3) zum netzorientierten Betrieb von Batteriespeichersystemen werden die folgenden Versuche im PHiLsLab durchgeführt:

- Fünftägiger Versuch: Leistungsspitzenreduktion
- Fünftägiger Versuch: Leistungsspitzenreduktion + Primärregelleistung
- Fünftägiger Versuch: Leistungsspitzenreduktion + Enhanced Frequency Response
- Demonstration der Betriebsstrategie

Die Dauer eines Versuchs von fünf Tagen wurde gewählt, da dies der kürzeste Zeitraum ist, um die Funktion aller Mechanismen zur Bereitstellung der Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Lademanagement zu demonstrieren.

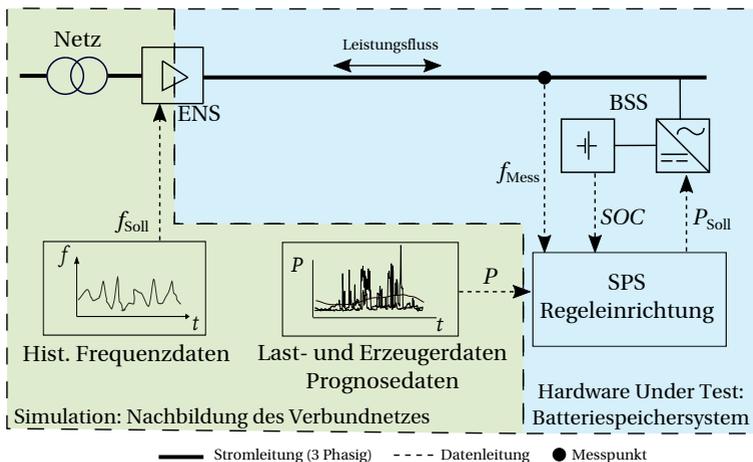
Um die für ein Mittelspannungsnetz benötigte Kapazität und Leistung abzubilden, wird die Einspeisung des untersuchten Batteriespeichersystems innerhalb der Simulation um den Faktor 1000 skaliert. Dadurch kann für LSR, wie bei der techno-ökonomischen Untersuchung, der Residuallastverlauf der Schleswiger

Stadtwerke verwendet werden. Die zur exemplarischen Demonstration verwendeten Parameter sind entweder durch die Hardware festgelegt oder wurden aus der techno-ökonomischen Untersuchung (Kapitel 4) abgeleitet und sind in Tabelle 20 aufgelistet.

**Tabelle 20:** Auflistung der Parameter und dessen Skalierung für zwei Werte von  $E_{LSR}$

Parameter	Hardwareseite	Softwareseite
Kapazität des BS $E_{BS}$	15 kWh	15 MWh
Dedizierte Energie $E_{LSR}$	1,5 bzw. 10 kWh	1,5 bzw. 10 MWh
Angeborene PRL	7 kW	7 MW
Angeborene EFR	9 kW	9 MW
Verteilnetzlastdaten 2018	(-)	Schleswiger Stadtwerke
Frequenzverlauf 2018	Kontinental EU 2018	Kontinental EU

Ein schematischer Überblick über den Aufbau des Versuchs zur Demonstration des Lademanagements mittels des PHiLSLab ist in Abbildung 63 gegeben.

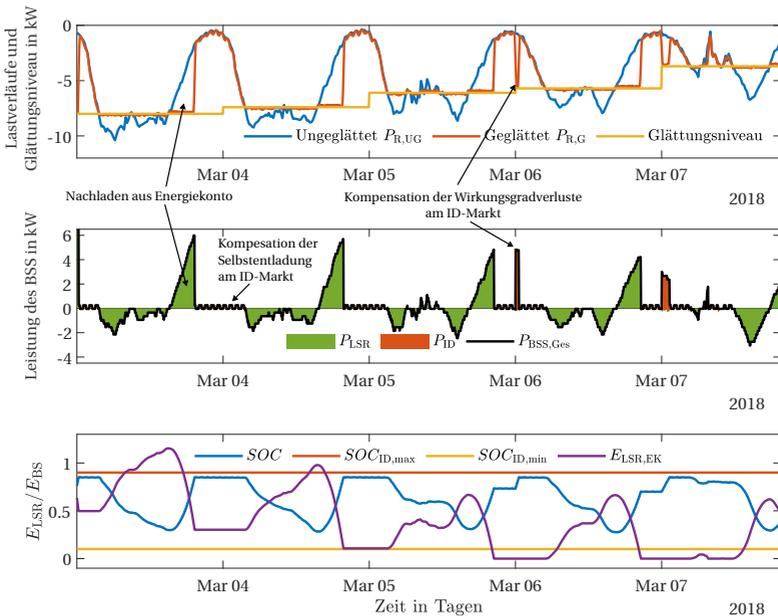


**Abbildung 63:** Leistungs- und Datenflussdiagramm des Versuchsaufbaus zur Demonstration des Lademanagements mittels des PHiLSLab

Der ENS setzt die Frequenzdaten des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes von 2018 in ein Drehstromsystem um. Die erzeugte Netzfrequenz wird gemessen, an die Regeleinrichtung gesendet, und diese berechnet abhängig vom SOC einen entsprechenden Wirkleistungswert für das BSS.

### 5.4.1 Demonstration der Leistungsspitzenreduktion

Die experimentellen Ergebnisse der Untersuchung der LSR im unimodalen Betrieb zeigen das Wirken der einzelnen Regelmechanismen zur Reduktion der Leistungsspitzen und zum Lademanagement des Batteriespeichersystems (Abbildung 64). Es wird aufgrund der Echtzeit und besseren Anschaulichkeit über fünf Tage die tägliche Methode der LSR angewendet (Kapitel 3.3.5). Der dargestellte Wirkleistungsverlauf (Abbildung 64 (oben)) zeigt das vom Glättungsniveau abhängige tägliche Glätten der Leistungsspitzen des Residuallastverlaufs des Verteilnetzes der Schleswiger Stadtwerke.



**Abbildung 64:** Zeitlicher Verlauf der Messdaten des fünftägigen Experiments im PHILsLab zur Untersuchung des Lademanagements bei Anwendung der LSR mit  $E_{BS}=15$  kWh und  $E_{LSR}=10$  kWh. Oben: Geglätteter und ungeglätteter Residuallastverlauf (Die Residuallast ist negativ bei einem Leistungsfluss vom Verbundnetz zum Verteilnetz). Mitte: Leistungsverlauf des BSS farblich unterteilt in die Leistungsbereitstellung für LSR (grün) und ID-Markt (orange) (Positive Leistung: Batteriespeicher wird geladen). Unten: Verlauf des SOC und des Energiekontos zur Ladezustandsrückführung  $E_{LSR,EK}$

Die Leistungsspitzen können wie prognostiziert geglättet werden. Ein Nachla-

den des Batteriespeichers aus dem Energiekonto zur Ladezustandsrückführung  $E_{LSR,EK}$  (Kapitel 3.3.5) wird durchgeführt, sobald die Residuallast über das Glättungsniveau steigt (Abbildung 64 (oben und mitte)). Die wirkungsgrad- und selbstentladungsbedingten Verluste werden durch Fahrplangeschäfte am ID-Markt kompensiert. Die Leistung zum Nachladen übersteigt zu keinem Zeitpunkt das Glättungsniveau. Das Lademanagement führt zu einer Einhaltung der SOC-Grenzen (Abbildung 64 (unten)). Um unabhängig vom initialen Ladezustand des Batteriespeichers den idealen Ladezustand anfahren zu können, startet das Energiekonto (Kapitel 3.3.5) nicht bei null, so dass in diesem Szenario für die ersten Tage Energie zur Kompensation der Wirkleistungsverluste bereitsteht. Ab dem dritten Tag ist diese Energie aufgebraucht und die Verluste müssen über Fahrplangeschäfte am Strommarkt kompensiert werden. Die Ergebnisse bestätigen die Funktionalität der Regelmechanismen zur Leistungsspitzenreduktion und zum Lademanagement.

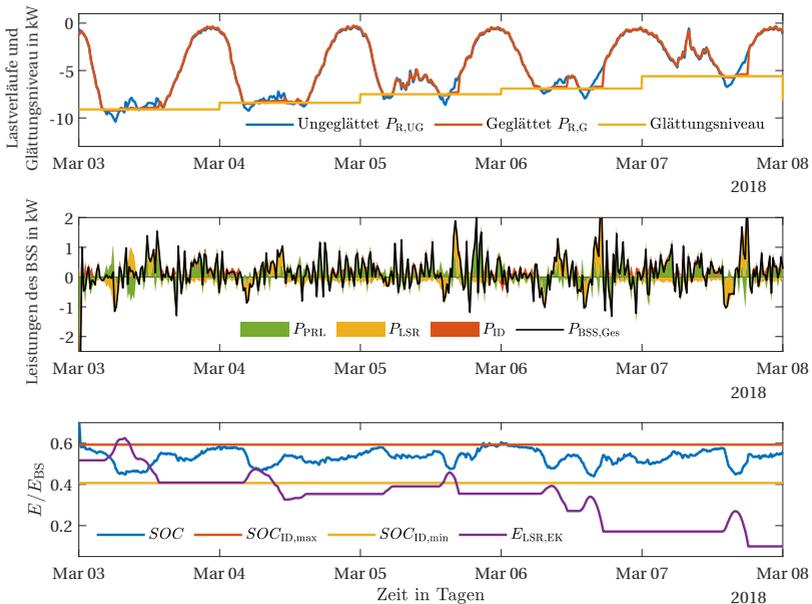
### 5.4.2 Demonstration der Leistungsspitzenreduktion + Primärregelleistung

Für den multimodalen Betrieb von Primärregelleistung und Leistungsspitzenreduktion wurde das Verhältnis aus Batteriekapazität mit  $E_{BS}=15$  kWh, einer Primärregelleistung von  $P_{PRL,max}=7$  kW und einer dedizierten Energie zur LSR von  $E_{LSR}=1,5$  kWh so gewählt, dass der Betrieb aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nach Kapitel 4.6 praktikabel ist. Es ergibt sich  $C/(P_{PRL} + E_{LSR}/1h)=1,76$ . Es zeigt sich, dass auch in Kombination mit PRL das prognostizierte Glättungsniveau eingehalten werden kann (Abbildung 65 (oben)). Jedoch werden aufgrund der geringeren dedizierten Energiemenge die Leistungsspitzen weniger geglättet.

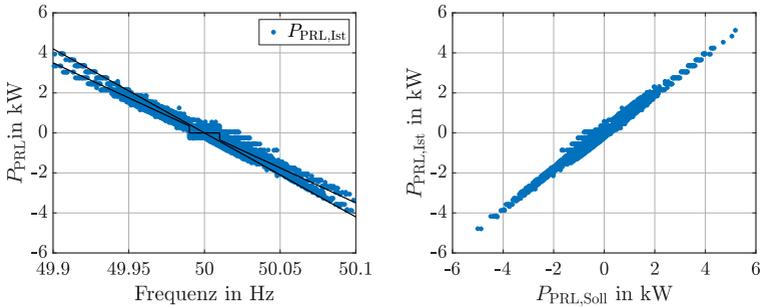
Das 30-Minuten Kriterium zur Bereitstellung von PRL sorgt für enge SOC-Grenzen, die durch das Lademanagement der LSR und PRL eingehalten (Abbildung 65 (unten)) werden. Das Energiekonto  $E_{LSR,EK}$  fällt langsamer als bei der LSR im unimodalen Betrieb, was daran liegt, dass die Freiheitsgrade zum Lademanagement der PRL eine Rückführung des SOC zum  $SOC_{ideal}$  unterstützen und einen Teil der Wirkungsgradverluste kompensieren. Abbildung 65 (mitte) zeigt die Zusammensetzung der Leistung des BSS (schwarze Linie) aus den Anteilen der verschiedenen Betriebsmodi (farbig hinterlegt).

Abbildung 66 (links) zeigt, dass die durch das Batteriespeichersystem eingespeiste Wirkleistung der  $P(f)$ -Kennlinie (schwarze Linien)(Kapitel 3.3.2) weitestge-

hend folgt. Die Abweichung der  $P_{PRL,Ist}$ -Werte von der  $P(f)$ -Kennlinie entsteht durch die kleinstmögliche Umsetzung von 300 W Schritten der verwendeten Batteriewechselrichter. Die Abweichung wird ebenfalls durch die Darstellung der  $P_{PRL,Ist}$ -Werte über den  $P_{PRL,Soil}$ -Werten in Abbildung 66 (rechts) erkenntlich. Die Ergebnisse bestätigen, dass eine kombinierte Erbringung aus PRL und LSR umsetzbar ist, jedoch nur mit einer im Vergleich zur alleinigen Erbring von LSR geringeren Glättung der Leistungsspitzen.



**Abbildung 65:** Zeitlicher Verlauf der Messdaten des fünftägigen Experiments im PHiLsLab zur Untersuchung des Lademanagements bei Anwendung der LSR in Kombination mit PRL mit  $E_{BS}=15$  kWh,  $P_{PRL,max}=7$  kW und  $E_{LSR}=1,5$  kWh. Oben: Geglätteter und ungeglätteter Residuallastverlauf (Die Residuallast ist negativ bei einem Leistungsfluss vom Verbundnetz zum Verteilnetz). Mitte: Leistungsverlauf des BSS farblich unterteilt in die Leistungserbringung für PRL (grün), LSR (gelb) und ID-Markt (orange) (Positive Leistung: Batteriespeicher wird geladen). Unten: Verlauf des SOC und des Energiekontos zur Ladestandsrückführung  $E_{LSR,EK}$



**Abbildung 66:** Links: Vom Batteriespeichersystem zur Frequenzstützung mit  $P_{PRL, max}=9$  kW eingespeiste Wirkleistung über der Netzfrequenz. Die  $P(f)$ -Kennlinie ist in schwarz dargestellt. Rechts: Der gemessene Istwert der Leistung  $P_{PRL, Ist}$  über dem berechneten Sollwert der Leistung  $P_{PRL, Soll}$

### 5.4.3 Demonstration der Leistungsspitzenreduktion + Enhanced Frequency Response

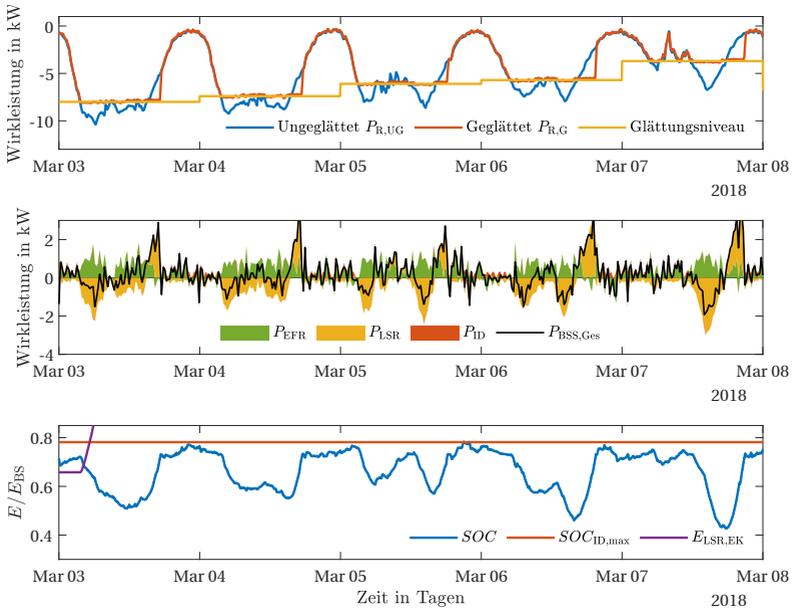
Der multimodale Betrieb von EFR und LSR wird im Folgenden in den Vergleich der zuvor analysierten Kombination aus PRL und LSR gesetzt.

Die Wahl einer größeren dedizierten Energiemenge von  $E_{LSR}=10$  kWh und einer höheren Leistung zur Frequenzstützung von  $P_{EFR, max}=9$  kW bestätigen die simulativen Ergebnisse aus Kapitel 4 insofern, dass mit einem im Vergleich zur PRL kleineren Verhältnis aus Batteriekapazität zur angebotenen Dienstleistung  $C/(P_{EFR} + E_{LSR}/1h)=0,79$  das Glättungsniveau eingehalten wird (Abbildung 67 (oben)). Dabei steigt die Leistung des BSS nur geringfügig im Vergleich zum Anstieg der bereitgestellten Dienstleistungen, was an dem häufig gegenläufigen Vorzeichen der beiden Dienstleistungen liegt (Abbildung 67 (mitte, grüne und gelbe Flächen)). Das häufig gegenläufige Vorzeichen der Leistungsanteile der EFR und LSR entsteht durch die Verschiebung der EFR  $P(f)$ -Kennlinie abhängig vom SOC (Kapitel 3.3.3) zum Lademanagement.

Sobald sich der SOC vom  $SOC_{Soll}$  entfernt, unabhängig davon welcher Modus das bewirkt, wird das Lademanagement der EFR aktiv, was dazu führt, dass der SOC nach Glättung einer Leistungsspitze zum  $SOC_{Soll}$  zurückgeführt wird, ohne dass das Energiekonto  $E_{LSR, EK}$  (Kapitel 3.3.5) vollständig beansprucht wird (Abbildung 67 (unten)). Daraus folgt ein stetiges Ansteigen des Energiekontos über

der Zeit und dass keine Fahrplangeschäfte am ID-Markt durchgeführt werden müssen.

Es zeigt sich an den Ergebnissen der experimentellen Untersuchung, dass die kombinierte Bereitstellung aus EFR und LSR insofern einen Mehrwert generiert, als dass trotz der zusätzlichen Bereitstellung von Regelleistung, bei gleicher Kapazität des BSS die gleiche dedizierte Energie wie bei der LSR im unimodalen Betrieb verwendet werden kann.

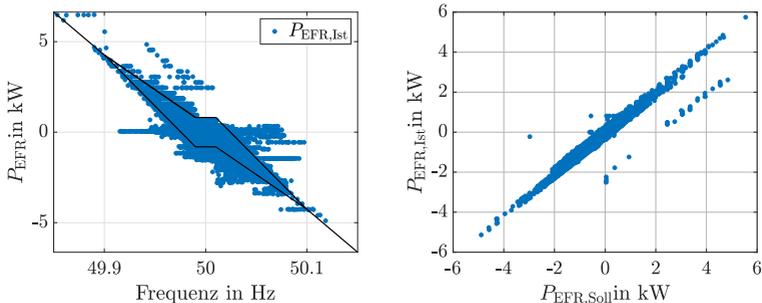


**Abbildung 67:** Zeitlicher Verlauf der Messdaten des fünftägigen Experiments im PHiLsLab zur Untersuchung des Lademanagements bei Anwendung der LSR in Kombination mit EFR mit  $E_{BS}=15$  kWh,  $P_{EFR,max}=9$  kW und  $E_{LSR}=10$  kWh. Oben: Geglätteter und ungeglätteter Residuallastverlauf und der am Strommarkt gehandelte Leistungsverlauf (Die Residuallast ist negativ bei einem Leistungsfluss vom Verbundnetz zum Verteilnetz). Mitte: Leistungsverlauf des BSS farblich unterteilt in die Leistungsbereitstellung für EFR (grün), LSR (gelb) und ID-Markt (orange) (Positive Leistung: Batteriespeicher wird geladen). Unten: Verlauf des SOC und des Energiekontos zur Ladezustandsrückführung  $E_{LSR,EK}$

Abbildung 67 zeigt die Istwerte  $P_{EFR,Ist}$  der EFR-Regelleistung über der Frequenz (links) und über den Sollwerten  $P_{EFR,Soll}$  (rechts). Anders als bei der PRL liegen

hier die Leistungswerte zum Teil deutlich entfernt von der Kennlinie. Das liegt an den vorgegebenen Leistungsgradienten für EFR (Kapitel 3.3.3), wodurch der Leistungswert einer Änderung der Frequenz verzögert folgt. Die Abweichung der Istwerte von den Sollwerten ist ebenfalls auf die kleinstmögliche Umsetzung von 300-W-Schritten der verwendeten Batteriewechselrichter zurückzuführen. Einzelne Ausreißer sind auf die Herausrechnung der EFR-Leistung aus der Gesamtleistung des BSS zurückzuführen. Obwohl die Ungenauigkeit der verwendeten Batteriewechselrichter die Anforderungen der ÜNB zur Bereitstellung von Regelleistung nicht vollständig erfüllt, wurde durch die Versuche im PHILsLab die Funktionalität der Regelmechanismen und des Lademanagements demonstriert.

Inwiefern das Lademanagement der PRL oder der EFR zur Ladezustandsrückführung verwendet werden darf, wenn noch weitere Dienstleistungen, wie die LSR, mit dem BSS angeboten werden, muss mit den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern abgesprochen werden.

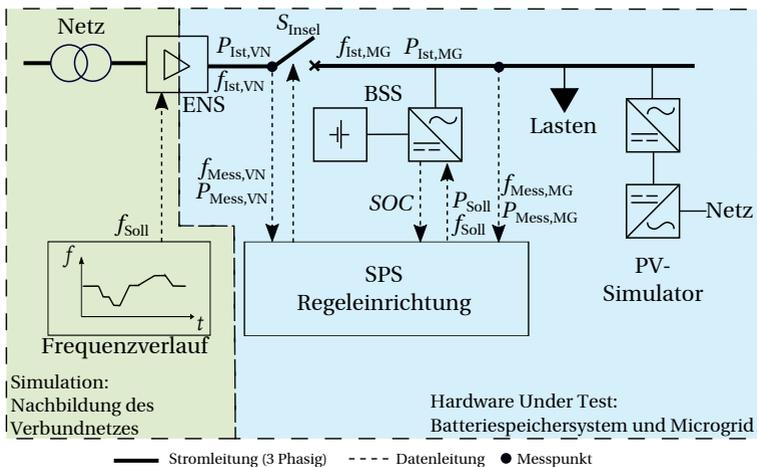


**Abbildung 68:** Links: Vom Batteriespeichersystem zur Frequenzstützung mit  $P_{EFR,max}=9$  kW eingespeiste Wirkleistung über der Netzfrequenz. Die  $P(f)$ -Kennlinie ist in schwarz dargestellt. Rechts: Der gemessene Istwert der Leistung  $P_{EFR,ist}$  über dem berechneten Sollwert der Leistung  $P_{EFR,Soll}$

#### 5.4.4 Demonstration der Betriebsstrategie

Das folgende Experiment dient der Demonstration der gesamten Betriebsstrategie des BSS und beinhaltet die Durchführung eines dezentralen Versorgungswiederaufbaus des im PHILsLab bestehenden Microgrids. Das Konzept des dezentralen Versorgungswiederaufbaus beinhaltet wiederum die Trennung vom

Verbundnetz, die Durchführung eines Schwarzstarts des Microgrids, den zeitweiligen Betrieb des Microgrids als Inselnetz und die Synchronisierung und Kopplung mit dem durch den ENS simulierten Verbundnetz (im Folgenden als Verbundnetz referenziert). Die Synchronisierung wird durch eine in den Wechselrichtern implementierten Synchronisationseinrichtung automatisch durchgeführt sobald das Verbundnetz zur Verfügung steht. Im Verbundnetzbetrieb wird Primärregelleistung zur Frequenzstützung bereitgestellt. Die Netztrennung sowie der Versorgungswiederaufbau werden nach Kapitel 3.3.7 durchgeführt. Im Inselnetzbetrieb werden Verbraucher und Erzeuger ab- und zugeschaltet. Der Versuchsaufbau mit Leistungs- und Datenflüssen ist in Abbildung 69 dargestellt.



**Abbildung 69:** Schema des Versuchsaufbaus zur Demonstration der Betriebsstrategie mittels des PHIL-Lab. MG: Microgrid, VN: Verbundnetz

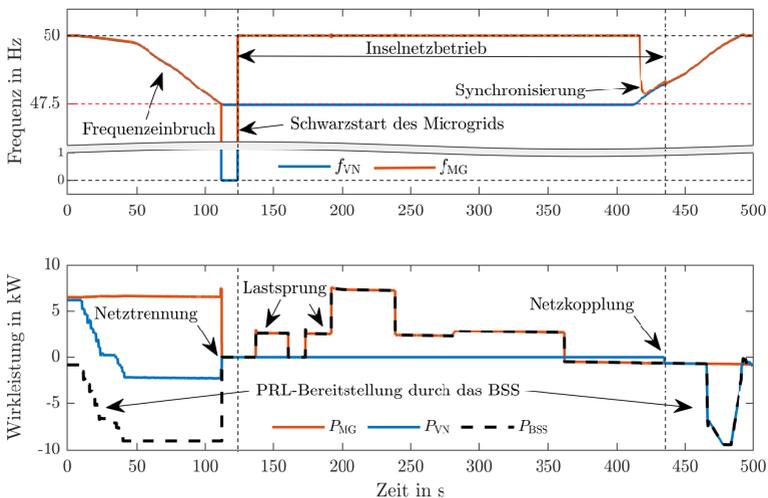
Der Frequenzverlauf wurde so gewählt, dass die zuvor beschriebenen Zustände angefahren werden. Über den Leistungsschalter  $S_{\text{Insel}}$  kann sich das Microgrid vom Verbundnetz trennen oder mit ihm verbinden. Die relevanten Komponenten des Microgrids sind in Tabelle 21 aufgelistet.

Das Experiment beginnt mit einer durch das Verbundnetz (Netzsimulator) vorgegebenen Frequenz von 50 Hz (Abbildung 70 (oben)). Das Microgrid bezieht zu diesem Zeitpunkt Leistung vom Verbundnetz, das Batteriespeichersystem gibt keine Leistung ab (Abbildung 70 (unten)). Mit fallender Frequenz stellt das BSS

**Tabelle 21:** Komponenten des Microgrids im PHILsLab

Parameter	Leistung	Beschreibung
SMA Sunny Island 4.4M	3x3,3 kW	Batteriewechselrichter (BSS)
LiFePO4 Akkumulator	20 kWh	Batteriespeicher (BSS)
RLC-Last	max. 3 kW	Betrieb als R-, RC- und RL-Last
SMA Sunny Boy 1.5	1,5 kW	PV-Simulator

Primärregelleistung bereit, so dass nach Erreichen eine Frequenzabweichung von  $\Delta f_{VN} = 200$  mHz, die erzeugte Leistung den Verbrauch übersteigt und das Microgrid in das Verbundnetz einspeist. Die Trennung des Microgrids vom Verbundnetz findet erst bei 47,5 Hz statt, da es bis zu diesem Wert netzstützend wirken soll.



**Abbildung 70:** Zeitlicher Verlauf der Frequenzen (oben) und Wirkleistungen des Verbundnetzes (blau) und Microgrids (orange) (Die Residuallast ist negativ bei einem Leistungsfluss vom Microgrid zum Verteilnetz)

Da eine unterbrechungsfreie Trennung vom Verbundnetz wegen einer Unzulänglichkeit der verwendeten Batteriewechselrichter nicht möglich ist, wird das Microgrid nach einem kurzzeitigen Stromausfall vom BSS schwarzgestartet. Das BSS wird ab diesem Moment spannungseinprägend geregelt und baut das Drehstromsystem mit 50 Hz auf. Anschließend werden Verbraucher und Erzeuger

automatisch zugeschaltet. Die Lastsprünge durch die Verbraucher haben keinen nennenswerten Einfluss auf die Netzfrequenz (Abbildung 70 (oben)). Im weiteren Verlauf werden die Verbraucher teilweise abgeschaltet, so dass die Erzeugung im Microgrid nach ca. 365 Sekunden den Verbrauch übersteigt. Sobald die Verbundnetz-Frequenz  $f_{VN}$  wieder über 47,5 Hz gestiegen ist, synchronisiert das BSS das Microgrid mit dem Verbundnetz und schließt den Schalter  $S_{Insel}$ . Im Moment in dem der Schalter  $S_{Insel}$  geschlossen wird, trennt sich das BSS vom Netz, schaltet in den stromeinprägend geregelten Modus, synchronisiert sich mit dem Netz und schaltet sich wieder zu. Wie auch die Trennung ist die Zuschaltung des Microgrids durch die im Versuch verwendeten Batteriewechselrichter bedingt. Nach erfolgreicher Zuschaltung, stellt es wegen der Unterfrequenz Primärregelung bereit. Grundsätzlich ist eine unterbrechungsfreie Zu- und Abschaltung möglich und in anderen Bereichen auch üblich.

Die Ergebnisse demonstrieren die Machbarkeit des entwickelten Konzepts eines dezentral organisierten Netzbetriebs mit einem realen Batteriespeichersystem. Die entworfenen Regelmechanismen (Kapitel 3) zur Bereitstellung verschiedener Dienstleistungen im unimodalen und multimodalen Betrieb bekräftigen die Ergebnisse der techno-ökonomischen Untersuchung (Kapitel 4) hinsichtlich des Lademanagements, der Glättungsgüte, der Bereitstellung von Regelleistung und der Durchführung eines dezentralen Versorgungsaufbaus.

## 6 Zusammenfassung

Der Wandel zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem mit hohem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien stellt die Netzbetreiber vor die Herausforderung, die Versorgungssicherheit auch in der Zukunft zu gewährleisten. Aufgrund der Verdrängung konventioneller Großkraftwerke und der damit einhergehenden Reduktion der Schwungmasse ist in Zukunft mit einer Abnahme der Netzanlaufzeitkonstante zu rechnen. Der Zubau von Erzeugern in den Verteilnetzen führt aufgrund des verzögerten Netzausbaus vermehrt zu Netzengpässen. Der Versorgungswiederaufbau nach einem großflächigen Stromausfall wird bislang zentral durch schwarzstartfähige Kraftwerke organisiert. Aufgrund der Verlagerung der Erzeugung in die Verteilnetzebene muss über einen dezentral organisierten Versorgungswiederaufbau nachgedacht werden. Die genannten Herausforderungen zeigen auf, dass für die Zukunft neue Konzepte und Technologien für einen dezentral organisierten Netzbetrieb entwickelt und getestet werden müssen.

Batteriespeichersysteme (BSS) eignen sich aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeiten, dem hohen Wirkungsgrad und der positiven und negativen Leistungsbereitstellung dazu, einen wichtigen Beitrag zur Bewältigung dieser Herausforderungen zu leisten. Um die Vorteile des Einsatzes von BSS weitestgehend auszunutzen, wurde ein Konzept zum netzorientierten Betrieb von BSS in Verteilnetzen entwickelt. Das BSS ist in der Lage, nach einem Stromausfall einen dezentralen Versorgungswiederaufbau des Verteilnetzes durchzuführen. Nach Rückkehr des Verbundnetzes in den Normalbetrieb wird das Verteilnetz mit diesem synchronisiert und gekoppelt. Im Verbundnetzbetrieb stützt das BSS das Netz durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt und der Reduktion von Leistungsspitzen der Residuallast des Verteilnetzes.

Aufgrund der hohen Investitionskosten von BSS ist die Bereitstellung einzelner Dienstleistungen unter Umständen nicht rentabel. Um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern, wird neben der alleinigen auch die kombinierte Bereitstellung von Dienstleistungen untersucht. Als Dienstleistungen zur Frequenzhaltung werden die regulatorischen Rahmenbedingungen der ENTSO-E zur Bereitstellung von Primärregelleistung mit der vom britischen Übertragungsnetzbetreiber National Grid entwickelten Enhanced Frequency Response, die mit Blick auf die Regularien auf BSS ausgelegt ist, verglichen. Um die schnellere Netzdynamik zu kompensieren, wird zusätzlich die Bereitstellung einer virtuellen Schwungmasse

---

untersucht. Zur kombinierten Bereitstellung wird eine auf Last- und Erzeugerprognosen basierende Methode zur Leistungsspitzenreduktion (LSR) verwendet.

Die Bewertung des Konzepts wird in zwei Untersuchungsschwerpunkte eingeteilt. Einerseits wird eine techno-ökonomische Untersuchung des Betriebs des BSS durchgeführt. Andererseits werden die Auswirkungen eines hohen Anteils an Batteriespeichersystemen an der ausgeschriebenen Primärregelleistung auf die Netzfrequenz analysiert. Die Untersuchungen werden analytisch, simulativ und experimentell durchgeführt. Die dafür unter Berücksichtigung der jeweils geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen entwickelten Regelverfahren und Modelle (Kapitel 3) werden iterativ während des gesamten Entwicklungs- und Untersuchungsprozesses angepasst, optimiert und validiert. Durch den modularen Aufbau des Systemmodells lassen sich ohne großen Aufwand Änderungen am System untersuchen. Zur exemplarischen Darstellung der Methode und des Verfahrens werden historische Daten der Netzfrequenz des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und Residuallastdaten des Verteilnetzes der Schleswiger Stadtwerke GmbH aus 2018 verwendet.

Die techno-ökonomische Untersuchung des Batteriespeichereinsatzes in Kapitel 4 umfasst eine Methode zur Berechnung der Anlagenrendite in Form des Return of Investment (ROI), eine Frequenzanalyse zur Abschätzung der Auswirkung der Wirkleistungs-Frequenzregelung auf das BSS sowie umfassende Untersuchungen zum Lademanagement und zur praktikablen Auslegung des BSS. Es zeigt sich, dass sich durch die Bereitstellung von Primärregelleistung oder Enhanced Frequency Response in Kombination mit der Methode zur Leistungsspitzenreduktion die Ausnutzung der Kapazität und die Rentabilität des BSS verbessern lässt. Für die LSR erweist sich die Kombination aus den ungenaueren Mid-Term- und den genaueren Day-Ahead-Prognosedaten als bestes Prognoseverfahren hinsichtlich der erreichbaren Glättungsgüte und der Rentabilität. Für die PRL ergibt sich ein optimaler Betrieb bei kleinstmöglicher Kapazität, so dass nur durch den kontinuierlichen Handel am Intraday-Strommarkt ein ausreichendes Lademanagement durchgeführt werden kann. Zur Einhaltung der Regularien muss die LSR bei Auslösung von Fahrplangeschäften ausgesetzt werden, was eine technisch sinnvolle Bereitstellung von PRL in Kombination mit LSR erschwert. Die Regularien und das Lademanagement der EFR eignen sich im Gegensatz zur PRL sehr gut für den kombinierten Betrieb, was zu einer deutlichen Steigerung der Rentabilität führt. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt außerdem, dass eine Verbesserung des Wirkungsgrades im Vergleich zu einer Verbesserung der Zyklfestigkeit und der Entladetiefe des BSS nur eine geringe Erhöhung des ROI bewirkt.

Um möglichst realitätsnahe Bedingungen zu schaffen und weil die Durchführung von Extremfallszenarien im kontinentaleuropäischen Verbundnetz nicht möglich ist, wird ein Teil der Untersuchungen in der dafür konzipierten Laborumgebung des Power Hardware-in-the-Loop Simulation Laboratory (PHiLsLab) durchgeführt (Kapitel 5). Mit der PHIL-Methode lässt sich das reale BSS in einer simulierten Netzumgebung untersuchen. Für die dynamische Netzsimulation wird ein generisches Einmassenmodell des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes verwendet. Die Ergebnisse zeigen, dass eine schnellere Dynamik des Verbundnetzes durch den Einsatz von reaktionsschnellen BSS kompensiert werden kann. Es entfällt die Notwendigkeit einer virtuellen Schwungmasse, wenn ca. 30 % der ausgeschriebenen Primärregelleistung durch BSS erbracht wird. Außerdem zeigt sich, dass bei einer vollständigen Bereitstellung der Primärregelleistung durch BSS und einer kleinen Netzanlaufzeitkonstante des Verbundnetzes das System, abhängig von der Dynamik des BSS, zum Schwingen neigt. Langfristig werden BSS aufgrund des Lademanagements für einen Trend der Netzfrequenz in Richtung der Totbandgrenzen sorgen. Die experimentellen und simulativen Ergebnisse zeigen, dass die Regularien der Enhanced Frequency Response aus technischer, wirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Sicht besser für den Einsatz von BSS zur Frequenzstützung geeignet sind als die aktuellen Regularien zur PRL.

Zur Demonstration der Machbarkeit des entwickelten Konzepts wurden verschiedene Experimente mit einer Dauer von fünf Tagen im PHiLsLab durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen das Wirken und das Zusammenspiel der einzelnen Regelmechanismen zur Bereitstellung von Regelleistung, zur Reduktion der Leistungsspitzen und zum Lademanagement. Bei einer Unterschreitung der Netzfrequenz von  $f = 47,5$  Hz trennt das BSS alle im Labor befindlichen Lasten und Erzeuger vom simulierten Verbundnetz, führt einen Schwarzstart durch und baut ein stabiles Inselnetz auf. Die gewonnenen Erkenntnisse zeigen, dass ein dezentrales Netzbetriebskonzept sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus technischer Sicht praktikabel und schon heute umsetzbar ist.

# A Weitere verwendete Parameter und Komponenten

Die Ergebnisse der Simulationen und Experimente basieren unter anderem auf den folgenden Parametern und Hardwarekomponenten.

## A.1 Dynamik des Batteriespeichersystems

Die Parameter zur Modellierung der Dynamik des BSS (Kapitel 3.3) wurden mittels Messungen am realen BSS validiert und sind in Tabelle 22 aufgelistet.

**Tabelle 22:** Parameter des dynamischen Batteriespeichersmodells

Totzeit $T_{TZ}$	0,3 s
Proportionalanteil $K_{PT2}$	0,99
Zeitkonstante $T_{PT2}$	0,167 s
Dämpfung $D_{PT2}$	0,54

## A.2 Summanden für PRL und EFR

Die Formeln zu Berechnung der einzelnen Leistungsanteile für die jeweiligen Frequenzbereiche für Primärregelleistung (Kapitel 3.3.2) und Enhanced Frequency Response (Kapitel 3.3.3) sind in den Abbildungen 71, 72 und der Tabelle 23 dargestellt.

	$P_{PRL,kl}$	1	$-\frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}}$	$-\frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}}$	$\frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}}$	$\frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}}$	-1
SOC > 50 %	$P_{PRL,lb}$	0	0	0	$\frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}}$	0	0
	$P_{PRL,öe}$	$P_{PRL,kl} \cdot 0,2 \cdot \frac{ \Delta SOC }{ \Delta SOC_{max} }$			0	0	0
SOC < 50 %	$P_{PRL,lb}$	0	0	$-\frac{\Delta f}{0,2 \text{ Hz}}$	0	0	0
	$P_{PRL,öe}$	0	0	0	$P_{PRL,kl} \cdot 0,2 \cdot \frac{ \Delta SOC }{ \Delta SOC_{max} }$		
		49,8 Hz	49,99 Hz	50 Hz	50,01 Hz	50,2 Hz	f

**Abbildung 71:** Berechnungsmethode der PRL-Leistungssummanden für die jeweiligen Frequenzen und Freiheitsgrade

$P_{EFR,kl}$	1	$1 - \frac{f-A}{C-A}$	$1 - \frac{f-A}{C-A}$	0	0	$\frac{f-D}{F-D} \cdot k$	$\frac{f-D}{F-D} \cdot k$	-1	
$P_{EFR,SOC}$	SOC > 50 %	0	$0$	$\frac{f-B}{C-B} \cdot \frac{ \Delta SOC }{\Delta SOC_{max}}$ <sub>n</sub>	$\frac{ \Delta SOC }{\Delta SOC_{max}}$ <sub>n</sub>	$\frac{\Delta SOC}{\Delta SOC_{max}}$ <sub>m</sub>	$\frac{f-D}{E-D} \cdot \frac{ \Delta SOC }{\Delta SOC_{max}}$ <sub>m</sub>	0	0
	SOC < 50 %	0	0	$-\frac{f-B}{C-B} \cdot \frac{ \Delta SOC }{\Delta SOC_{max}}$ <sub>n</sub>	$-\frac{ \Delta SOC }{\Delta SOC_{max}}$ <sub>n</sub>	$-\frac{\Delta SOC}{\Delta SOC_{max}}$ <sub>m</sub>	$-\frac{f-D}{E-D} \cdot \frac{ \Delta SOC }{\Delta SOC_{max}}$ <sub>m</sub>	0	0
		A	B	C		D	E	F	

Abbildung 72: Summanden zur Berechnung der EFR Leistung  $P_{EFR}$  in Abhängigkeit von der Frequenz  $f$  und vom SOC

Tabelle 23: Übersicht der charakteristischen Frequenzen und Leistungen für die  $P(f)$ -Kennlinie (Abbildung 14) der Enhanced Frequency Response nach [61]

Punkt	breites Totband [Hz]	enges Totband [Hz]	Punkt	breites Totband	enges Totband
A	49,5	49,5	k	100 %	100 %
B	49,75	49,75	l	44,44 %	48,45 %
C	49,95	49,985	m	9 %	9 %
D	50,05	50,015	n	-9 %	-9 %
E	50,25	50,25	o	-44,44 %	-48,45 %
F	50,5	50,5	p	-100 %	-100 %

### A.3 Komponenten des PHiLSLab

Das an der Technischen Universität Hamburg konzipierte und aufgebaute Power Hardware-in-the-Loop Simulation Laboratory (PHiLSLab) ermöglicht die Untersuchung eines realen BSS in einer simulierten Stromnetz-Umgebung. Ein Einblick in das Labor mit den Hardware-Komponenten ist in Abbildung 73 gegeben. Eine Auflistung der verwendeten Komponenten findet sich in Tabelle 24.



Abbildung 73: Einblick in das Power Hardware-in-the-Loop Simulation Labor (PHiLSLab) der Technischen Universität Hamburg

**Tabelle 24:** *Komponenten des PHiLsLab*

Komponenten	Beschreibung
SMA Sunny Island 4.4M	3x3,3 kW Batteriewechselrichter
LiFePO4 Akkumulator	20 kWh Batteriespeicher
RLC-Last	Max. 3 kW als R-, RC- und RL-Last
SMA Sunny Boy 1.5	1,5 kW PV-Einspeisung,
Spitzenberger& Spies APS 7500	3x7,5 kW Netzsimulator
LEM Norma D6100	Leistungsmessgerät
ZES ZIMMER LMG670	Leistungsmessgerät
ZES ZIMMER LMG450	Leistungsmessgerät
Bachmann SPS MC200	Speicherprogrammierbare Steuerung

## B Algorithmische Umsetzung der Regelung

### B.1 Freiheitsgrade der Primärregelleistung

Im Rahmen der Vorgaben für PRL ist für BSS eine optionale Übererfüllung möglich, sofern diese zur Rückführung auf den gewünschten Ladezustand beiträgt. Die zu erbringende positive oder negative Leistung des BSS ist abhängig von der Netzfrequenz. In Abbildung 74 ist diese Abhängigkeit dargestellt. Die minimale Leistungskennlinie kennzeichnet das Minimum der zu erbringenden Leistung. Sie ist stets einzuhalten. Ferner ist eine Übererfüllung von bis zu 120 % zulässig. Diese ist durch die maximale Leistungskennlinie begrenzt. Die Leistung darf sich somit im Bereich zwischen den Kennlinien bewegen und für das Lademanagement genutzt werden. Eine Untererfüllung ist nicht zulässig.

Zusätzlich kann innerhalb eines Totbandes von  $\pm 10$  mHz um die Sollfrequenz Lademanagement betrieben werden (Abbildung 75). Hierbei muss Systemkonformität gewährleistet sein. Das bedeutet, dass nur Leistung erbracht werden darf, die der Frequenzabweichung entgegenwirkt. Messungenauigkeiten müssen bei der Festlegung der Grenzen berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass die Werte des Totbandes den Messungenauigkeiten entsprechend angepasst werden müssen. Bei einer üblichen Messungenauigkeit von  $\pm 1$  mHz darf bei Messwerten im Bereich von 50,001-50,009 Hz die Batterie geladen und im Bereich 49,991-49,999 Hz entladen werden.

Die algorithmische Umsetzung der Freiheitsgrade Optionale Übererfüllung und Totband ist in Abbildung 76 dargestellt.

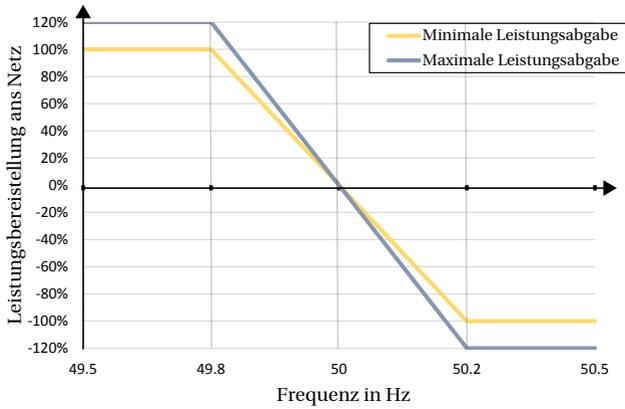


Abbildung 74: Darstellung des Freiheitsgrades der Übererfüllung [2]

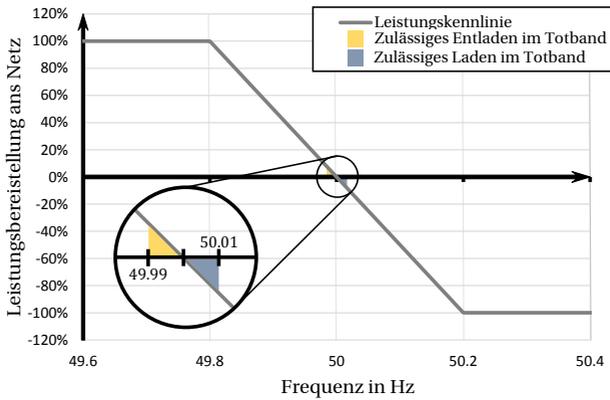


Abbildung 75: Totband und erlaubte Arbeitsbereiche [2]

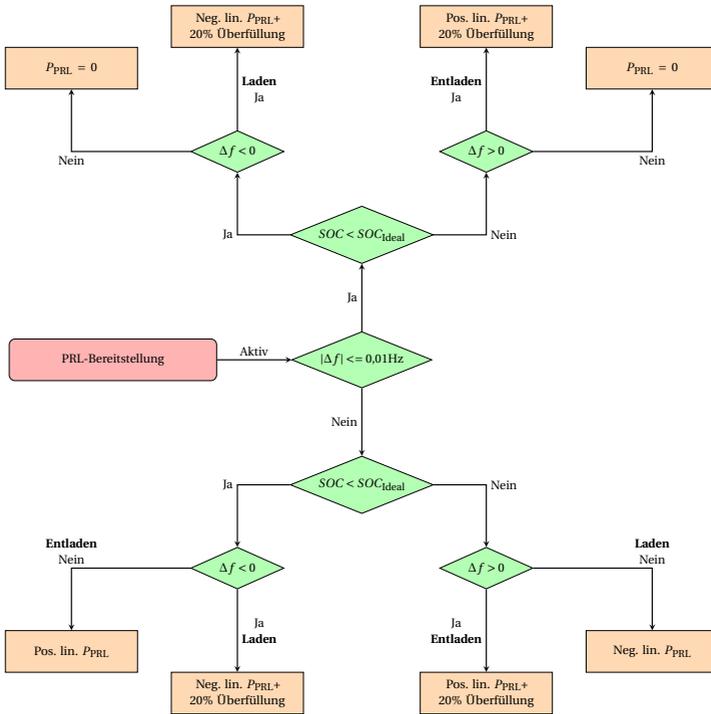


Abbildung 76: Blockschaltbild des Betriebsmodus PRL-Bereitstellung

Die PRL ist auch für BSS innerhalb von 30 s vollständig zu erbringen. Eine schnellere Erbringung ist allerdings zulässig (Abbildung 77). Die Änderungsrate muss jedoch weiterhin einstellbar sein, da der zuständige Übertragungsnetzbetreiber einen maximalen Gradienten vorgeben kann. Die algorithmische Umsetzung des vom SOC abhängigen Leistungsgradienten (Kapitel 3.3.2) ist in Abbildung 78 dargestellt.  $A$  berechnet sich nach (23).

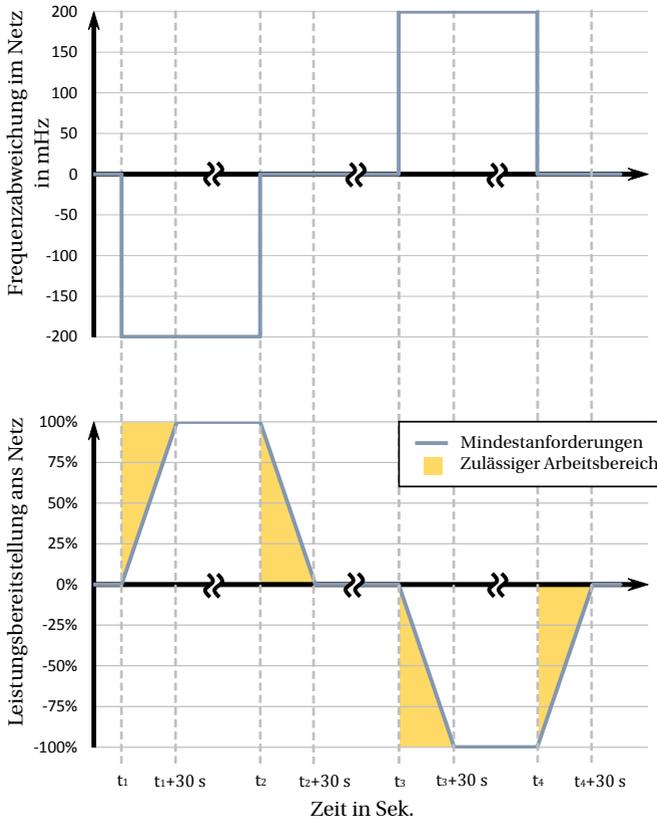


Abbildung 77: Zulässiger Arbeitsbereich für die Erbringung von PRL [2]

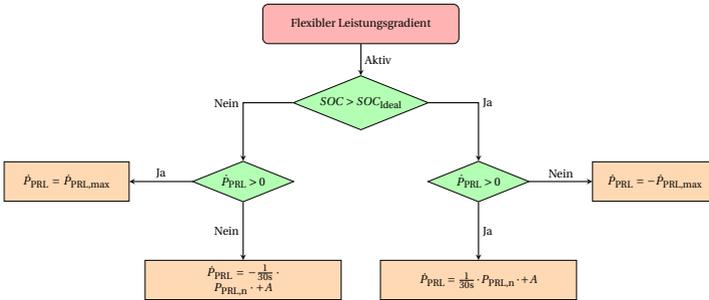


Abbildung 78: Programmablaufplan des Freiheitsgrades Flexibler Leistungsgradient

## B.2 Enhanced Frequency Response

Bei der Enhanced Frequency Response besteht keine Leistungsverpflichtung, sofern sich die Netzfrequenz länger als 15 min am Stück außerhalb des Bereiches zwischen 49,5 Hz und 50,5 Hz befindet. Die Dauer erstreckt sich von dem Zeitpunkt des Erreichens der 15 min bis zu dem Zeitpunkt, zu dem sich die Frequenz wieder im Totband befindet, zuzüglich 30 min. Während dieser Zeit kann Lademanagement betrieben werden. Die algorithmische Umsetzung ist in Abbildung 79 dargestellt.

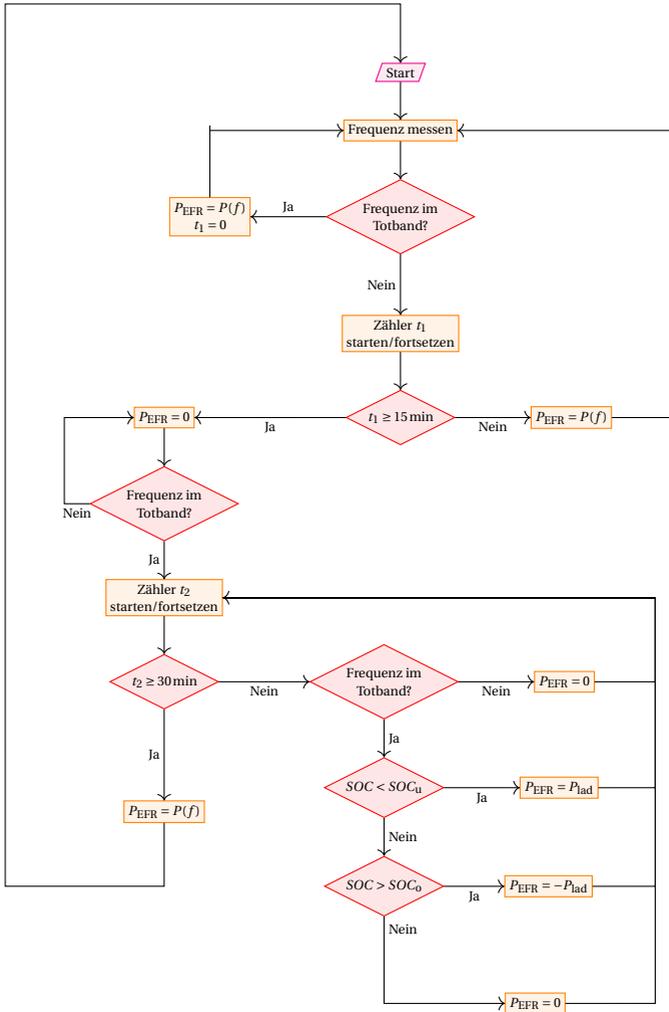


Abbildung 79: Darstellung der Umsetzung des erweiterten Regelleistung EFR zur Berechnung der Leistung  $P_{EFR}$  nach Kapitel 3.3.3)



## Literatur

- [1] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO und GMBH ; TRANSNETBW GmbH. *Bewertung der Systemstabilität*. Techn. Ber. April. Netzentwicklungsplan Strom, 2019. URL: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2Entwurf\\_Systemstabilitaet\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2Entwurf_Systemstabilitaet_1.pdf) (siehe S. 8).
- [2] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GmbH. „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“. In: (2015), S. 9 (siehe S. 33–35, 50, 120, 122).
- [3] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GmbH. *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Techn. Ber. 2019. URL: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_2030\\_V2019\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf) (siehe S. 1, 22).
- [4] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GmbH. *Regeleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. 2020. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/pr1> (besucht am 31. 03. 2019) (siehe S. 33).
- [5] 50 HERTZ TRANSMISSION GMBH; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GmbH. *REGELLEISTUNG.NET Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. URL: <https://www.regelleistung.net/> (besucht am 06. 12. 2019) (siehe S. 60, 65).
- [6] 50Hertz Transmission GmbH u. a. „Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb“. In: April (2014) (siehe S. 5).
- [7] ABB. *ABB Solar-Wechselrichter-Broschüre*. 2015. URL: [https://library.e.abb.com/public/e79334716a8c4413bd095ff79235eb47/ABB\\_SOLAR\\_INVERTERS\\_BROCHURE\\_BCB\\_00089\\_DE\\_RevH.pdf](https://library.e.abb.com/public/e79334716a8c4413bd095ff79235eb47/ABB_SOLAR_INVERTERS_BROCHURE_BCB_00089_DE_RevH.pdf) (besucht am 15. 05. 2019) (siehe S. 27, 28, 65).
- [8] Aurecon. *Hornsedale Power Reserve Year 2 Technical and Market Impact Case Study*. Techn. Ber. 2019, S. 1–16 (siehe S. 12).
- [9] Bachmann Electronic GmbH. „Processor Modules“. In: (2018), S. 15–17. URL: <https://www.bachmann.info/en/products/controller-system/processor-modules/> (siehe S. 90).

- [10] Ambar Nath Banerji, Debasmita Sen und Ayan K. Bera. „Microgrid: A review“. In: *2013 IEEE Global Humanitarian Technology Conference: South Asia Satellite (GHTC-SAS)*. IEEE, Aug. 2013, S. 27–35. ISBN: 978-1-4799-1095-3. DOI: 10.1109/GHTC-SAS.2013.6629883 (siehe S. 9).
- [11] Wolfgang Bartels, Frank Ehlers und Kurt Heidenreich. *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. Techn. Ber. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2008, S. 138. URL: [https://www.bdew.de/media/documents/20080529\\_TAB\\_Mittelspannung.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20080529_TAB_Mittelspannung.pdf) (siehe S. 58).
- [12] Benedikt Battke u. a. „A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25 (2013), S. 240–250. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2013.04.023. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.023> (siehe S. 65).
- [13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Fakten Redispatch in Deutschland“. In: September (2019). URL: [https://www.bdew.de/media/documents/Awh\\_20191115\\_Redispatch-Deutschland.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20191115_Redispatch-Deutschland.pdf) (siehe S. 7).
- [14] Theodor Borsche und Andreas Ulbig. „Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves“. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting* (2013). ISSN: 19449925. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672843 (siehe S. 13).
- [15] Kyle Bradbury. *Energy Storage Technology Review*. Techn. Ber. 2010, S. 1–33 (siehe S. 10).
- [16] Bundesministerium der Finanzen. *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle AV)*. Techn. Ber. 215. 2000, S. 3. URL: [https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere\\_Steuertemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuertemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen) (siehe S. 65).
- [17] Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2017 Elektrizitätsmarkt - Systemdienstleistungen*. Techn. Ber. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017, S. 492 (siehe S. 9).
- [18] Pituk Bunnoon, Kusumal Chalermyanont und Chusak Limsakul. „Mid-term load forecasting: Level suitability of wavelet and neural network based on factor selection“. In: *Energy Procedia* 14 (2012), S. 438–444. ISSN:

18766102. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.955> (siehe S. 47).
- [19] Yong Chen. *Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten*. Hrsg. von Christian Bohn. 1. Auflage. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. Goettingen: Cuvillier Verlag, 2016. ISBN: 9783736993310 3736993315. URL: <http://d-nb.info/1112672753/04> (siehe S. 13).
- [20] Joohyun Cho und Andrew N. Kleit. „Energy storage systems in energy and ancillary markets: A backwards induction approach“. In: *Applied Energy* 147 (2015), S. 176–183. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.01.114. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.114> (siehe S. 10).
- [21] Woo-Young Choi. „High-efficiency single-phase three-level bidirectional inverter“. In: *2017 IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. IEEE, Juli 2017, S. 1–3. ISBN: 978-1-5090-5326-1. DOI: 10.1109/COMPEL.2017.8013304. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8013304/> (siehe S. 27).
- [22] Zhongda Chu. „Adaptive provision of virtual inertia on a transmission system level“. Diss. ETH Zurich, 2018, S. 22 (siehe S. 13).
- [23] CSIRO. „Electrical Energy Storage: Technology Overview and Applications“. In: *Electrical Energy Storage White Paper* July (2015), S. 3. ISSN: 01466453. DOI: 10.1016/j.icrp.2009.12.007 (siehe S. 10).
- [24] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). „Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030 . Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen . Analyse : Momentanreserve 2030 .“ In: () (siehe S. 1, 5, 8, 23).
- [25] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *dena-Studie: Systemdienstleistungen 2030*. Techn. Ber. Berlin: DENA, 2014, S. 1–22 (siehe S. 1, 7–9).
- [26] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). „Dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie: Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“. In: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012), S. 2012 (siehe S. 14).
- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). „Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Koordinationsprozessen für die Regelleistungserbringung. dena-Plattform Systemdienstleistungen.“ In: (2016) (siehe S. 1, 14).

- [28] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber. „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung - Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung“. In: (2014), S. 9 (siehe S. 35, 67, 97).
- [29] DIN EN 50160:2011-02. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010*. 2011 (siehe S. 6).
- [30] Pascal Dubucq. „Regelung in Energienetzen mit Kraft-Wärme-Kopplung zur hohen Ausnutzung erneuerbarer Energien“. Dissertation. Technische Universität Hamburg, 2017. ISBN: 8308821863 (siehe S. 8, 23, 93).
- [31] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. „Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit“. In: Band 13 (2013), 258 S. (Siehe S. 7).
- [32] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. „Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit“. In: Band 13 (2013), 258 S. (Siehe S. 65).
- [33] ENTSO-E. *Continuing frequency deviation in the Continental European Power System originating in Serbia/Kosovo: Political solution urgently needed in addition to technical*. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2018/03/06/press-release-continuing-frequency-deviation-in-the-continental-european-power-system-originating-in-serbia-kosovo-political-solution-urgently-needed-in-addition-to-technical/> (besucht am 07. 11. 2019) (siehe S. 70).
- [34] ENTSO-E. *ENTSO-E Transparency Platform*. 2019. URL: <https://transparency.entsoe.eu/> (besucht am 09. 10. 2019) (siehe S. 42).
- [35] ENTSO-e. *Technical background and recommendations for defense plans in the Continental Europe synchronous area*. Techn. Ber. 2011, S. 1–85 (siehe S. 16).
- [36] EPEX SPOT SE. *Kontinuierlicher Intraday-Handel*. 2019. URL: <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland> (besucht am 06. 05. 2019) (siehe S. 50, 61, 65).
- [37] EPEX SPOT SE. *Kontinuierlicher Intraday-Handel Vorlaufzeit*. 2019. URL: [https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/intraday\\_vorlaufzeit](https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/intraday_vorlaufzeit) (besucht am 06. 05. 2019) (siehe S. 50).

- [38] ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze. *Der Zellulare Ansatz Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende Studie*. Techn. Ber. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik (VDE), 2015, S. 96 (siehe S. 2).
- [39] Europaena Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). „P1: Load-Frequency Control and Performance“. In: *Continental Europe Operation Handbook Cc* (2009), P1–1–P1–32 (siehe S. 4, 5, 35, 39, 92).
- [40] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE - FNN. *E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2017-07, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. Techn. Ber. VDE Verlag, 2017 (siehe S. 55, 58).
- [41] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE - FNN. *Technische Anschlussregeln Niederspannung (VDE-AR-N 4100)*. Techn. Ber. April. VDE, 2019. URL: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100> (siehe S. 55, 56).
- [42] Ran Fu u. a. „2018 U . S . Utility-Scale Photovoltaics- Plus-Energy Storage System Costs Benchmark“. In: *National Renewable Energy Laboratory* November (2018), S. 32. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf> (siehe S. 60, 65).
- [43] Wolfgang Gawlik u. a. „Development of requirements for faster control reserves for the European power system“. In: *Elektrotechnik und Informationstechnik* 135.8 (2018), S. 507–513. ISSN: 0932383X. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/s00502-018-0674-8> (siehe S. 23).
- [44] Ali Hashemifarzad. „Electrical load forecasting using adaptive neuro-fuzzy inference system“. Doctoral Thesis. Clausthal University of Technology, 2017 (siehe S. 47).
- [45] Holger C. Hesse und Michael Schimpe. *Lithium-ion battery storage for the grid - A review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids*. Bd. 10. 12. 2017. ISBN: 4989289269. DOI: 10.3390/en10122107 (siehe S. 2, 11, 13).
- [46] Björn Illing. *Der Einfluss von Netznutzungsentgelten auf die Last im Verteilernetz*. Univeritätsverlag Ilmenau, 2015. ISBN: 9783863601195 (siehe S. 45).

- [47] Institut für Hochspannungstechnik (IFHT). *Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023. Abschlussbericht. Eine Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur*. Techn. Ber. Aachen: Institut für Hochspannungstechnik RWTH Aachen, 2015 (siehe S. 7).
- [48] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH. „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“. In: (2016) (siehe S. 14).
- [49] International Renewable Energy Agency (IRENA). „Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030“. In: *publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets* October (2017), S. 132. DOI: ISBN978-92-9260-038-9 (PDF). URL: <http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (siehe S. 60).
- [50] Markus Jaschinsky. *Frequenzdaten des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes des Jahres 2017 gemessen von M. Jaschinsky in 1 sek. Auflösung*. 2019. URL: <https://www.netzfrequenz.info/> (besucht am 06.11.2019) (siehe S. 21, 67).
- [51] K Jose u. a. „Impact of change in GB generation mix on frequency control“. In: (2020), S. 2–3 (siehe S. 38).
- [52] Kema Inc. „Microgrids: Benefits, Models, Barriers and Suggested Policy Initiatives for the Commonwealth of Massachusetts“. In: (2014), S. 66 (siehe S. 9).
- [53] KPMG Energy. „EFR tender results“. In: September (2016), S. 1–3. URL: <https://home.kpmg/content/dam/kpmg/uk/pdf/2016/10/kpmg-efr-tender-market-briefing-updated.pdf> (siehe S. 60, 65).
- [54] Patrick Kronig. „Lastprognosen im Verteilnetz“. In: (2010), S. 30–35 (siehe S. 47).
- [55] Rita Kunert u. a. *Technisch-wirtschaftliche Optimierung der Teilnahme einer Großbatterie am Markt für Primärregelleistung*. 2017 (siehe S. 37).
- [56] M Kurth, E Welfonder und Automatic Control. „Importance of the Selfregulating Effect within Power Systems“. In: (2006) (siehe S. 5).
- [57] P Lombardi und F Schwabe. „Sharing economy as a new business model for energy storage systems“. In: *Applied Energy* 188 (2017), S. 485–496. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.016> (siehe S. 2, 10, 11, 60, 65, 79, 86).

- [58] Annika Magdowski und Martin Kaltschmitt. „Prognose der Day-Ahead Wind- und Photovoltaikstromerzeugung – Einflussgrößen und Zuverlässigkeit Prediction of Day-Ahead Wind and Photovoltaic Power Feed-in – Characteristics and Reliability“. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41.1 (2017), S. 57–71. ISSN: 0343-5377. DOI: 10.1007/s12398-016-0190-7 (siehe S. 47).
- [59] Henry Martin und Scott Otterson. „German intraday electricity market analysis and modeling based on the limit order book“. In: *International Conference on the European Energy Market, EEM 2018-June* (2018), S. 1–6. ISSN: 21654093. DOI: 10.1109/EEM.2018.8469829 (siehe S. 50).
- [60] Marcus Müller. „Stationary Lithium-Ion Battery Energy Storage Systems A Multi-Purpose Technology“. Diss. Technische Universität München, 2018 (siehe S. 12, 26, 60).
- [61] National Grid. „Enhanced frequency response: Invitation to tender for pre-qualified parties“. In: July 8th (2016), S. 60 (siehe S. 39, 41, 118).
- [62] Maik Naumann und Cong Nam Truong. „SimSES: Software for technoeconomic Simulation of Stationary Energy Storage Systems“. In: *International ETG Congress* 49.0 (2017) (siehe S. 13).
- [63] Omid Palizban und Kimmo Kauhaniemi. „Energy storage systems in modern grids: Matrix of technologies and applications“. In: *Journal of Energy Storage* 6 (2016), S. 248–259. ISSN: 2352152X. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.001> (siehe S. 10).
- [64] PV Magazin. *Großspeicher im Verteilnetz von Smart Power*. URL: <https://www.pv-magazine.de/2018/03/08/top-business-model-grossspeicher-im-verteilnetz-von-smart-power/> (besucht am 06.12.2019) (siehe S. 61).
- [65] Ralf Hesse. „Virtuelle Synchronmaschine“. Diss. Technische Universität Clausthal, 2007 (siehe S. 8).
- [66] Regelleistung.net. „Präqualifizierte Leistung in Deutschland“. In: November (2018), S. 2018 (siehe S. 24).
- [67] Matthias Resch. „Impact of operation strategies of large scale battery systems on distribution grid planning in Germany“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74. February (2017), S. 1042–1063. ISSN: 18790690. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.075> (siehe S. 61, 65).

- [68] Joan Rocabert u. a. „Control of Power Converters in AC Microgrids.pdf“. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 27.11 (2012), S. 4734–4749. ISSN: 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2199334 (siehe S. 55).
- [69] RTE. *Continental Europe synchronous area frequency data metered by RTE*. 2019. URL: [https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie\\_frequence.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie_frequence.jsp) (besucht am 09.10.2019) (siehe S. 21).
- [70] Michael Saur u. a. „Implementation and evaluation of inverter loss modeling as part of DB-DTFC for loss minimization each switching period“. In: *2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications*. Lmc. IEEE, Aug. 2014, S. 1–10. ISBN: 978-1-4799-3015-9. DOI: 10.1109/EPE.2014.6910691 (siehe S. 27).
- [71] Michael Schimpe. „System Simulation of Utility-Scale Lithium-Ion Battery Energy Storage Systems“. Dissertation. Technische Universität München, 2019. URL: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1462097/document.pdf> (siehe S. 28).
- [72] Schleswiger Stadtwerke. *Netzstrukturdaten Strom*. 2019. URL: <https://www.schleswiger-stadtwerke.de/content/netze/> (besucht am 09.10.2019) (siehe S. 21).
- [73] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme*. Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 978-3-662-55315-2. DOI: 10.1007/978-3-662-55316-9 (siehe S. 3, 4, 6, 24).
- [74] Fernando J. de Sisternes, Jesse D. Jenkins und Audun Botterud. „The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector“. In: *Applied Energy* 175 (Aug. 2016), S. 368–379. ISSN: 03062619. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.014> (siehe S. 10).
- [75] SMA Solar Technology AG. *SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H Für Off-Grid und On-Grid Anwendungen*. Techn. Ber. 2018, S. 6–9 (siehe S. 26, 90).
- [76] Spitzenberger und Spies. „APS series of 4-quadrant amplifiers Voltage an Current Mode Operation“. In: (2018), S. 1–8 (siehe S. 90).
- [77] Statista. „Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Batterien von 2013 bis 2020 (in Euro/kWh) 500“. In: 2020 (2016), S. 2020. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/> (siehe S. 62, 63).

- [78] Peter Stenzel. „Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher“. In: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung –. Leipzig: LRST Kolloquium Regenerative Energien, 2016 (siehe S. 9).
- [79] Peter Stenzel, Johannes Fleer und Jochen Linssen. „Elektrochemische Speicher“. In: *Energietechnologien der Zukunft*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, S. 157–214. ISBN: 9783658218287. DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5\_10 (siehe S. 27).
- [80] Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 978-3-662-48892-8. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-37380-0> (siehe S. 30, 32).
- [81] Stiftung Umweltenenergierecht. *Zahlungspflichten für staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile*. URL: <http://strompreisbestandteile.de/> (besucht am 02.01.2020) (siehe S. 62).
- [82] Streit und Albert Steuerberatungsgesellschaft mbH. *Grundlagen der Besteuerung von Kapitalgesellschaften*. 2020. URL: [http://www.steuerberater-s-muenchen.de/kapges\\_steuerberater.html](http://www.steuerberater-s-muenchen.de/kapges_steuerberater.html) (besucht am 17.01.2020) (siehe S. 64).
- [83] Tianhe Sun u. a. „Monthly Electricity Consumption Forecasting Method Based on X12 and STL Decomposition Model in an Integrated Energy System“. In: *Mathematical Problems in Engineering* 2019.3 (2019), S. 1–16. ISSN: 1024-123X. DOI: 10.1155/2019/9012543 (siehe S. 47).
- [84] Ujjwol Tamrakar u. a. „Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions“. In: *Applied Sciences* 7.7 (2017), S. 654. DOI: 10.3390/app7070654 (siehe S. 13).
- [85] TenneT TSO GmbH. *Preisblätter Netznutzung*. Techn. Ber. 2018, S. 2–9. URL: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/The\\_Electricity\\_Market/German\\_Market/Grid\\_charges/181211\\_TTG\\_Netzentgelte\\_fuer\\_2019.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_charges/181211_TTG_Netzentgelte_fuer_2019.pdf) (siehe S. 65).
- [86] U.S. Energy Information Administration. *U.S. Battery Storage Market Trends*. Techn. Ber. May. 2018, S. 1–26. DOI: 10.1136/ard.2007.083022. URL: [www.eia.gov](http://www.eia.gov) (siehe S. 62).

- [87] Maria Vasconcelos, Nicolas Thie und Reinhold Bertram. *Abschlussbericht zum Verbundvorhaben IREN2: Zukunftsfähige Netze für die Integration Regenerativer Energiesysteme*. Techn. Ber. Aachen: RWTH Aachen, 2018, S. 1–75. URL: <http://www.iren2.de/de/ergebnisse/abschlussberichte> (siehe S. 11).
- [88] VDE FNN. *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz*. Techn. Ber. April. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2019, S. 41. URL: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/innovation/speicher> (siehe S. 10).
- [89] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik. „Inselnetzerkennung“. In: *FNN-Studie* (2014) (siehe S. 17).
- [90] Verband der Netzbetreiber VDN e.v. *Transmission Code 2007 / Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Techn. Ber. August. VDN, 2007, S. 1–90 (siehe S. 4, 6, 7, 33, 55, 59).
- [91] E. Welfonder. *Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb*. 1980 (siehe S. 23, 25).
- [92] Wettervorhersage.de. *PROGNOSEGÜTE VON WETTERVORHERSAGEN*. 2019. URL: <https://www.wetterprognose-wettervorhersage.de/wetterkarten-unwetter-regenradar-wolkenradar/wetter-fragen/1036-prognoseguete-von-wettervorhersagen.html> (besucht am 18. 11. 2019) (siehe S. 47).
- [93] L Wilkening, G Ackermann und T Do. „Entwicklung einer Strategie zur dezentralen Netzregelung eingebetteter Inselnetze“. In: Wien: 15. Symposium Energieinnovation, 2018 (siehe S. 2).
- [94] T. Yalcinoz und U. Eminoglu. „Short term and medium term power distribution load forecasting by neural networks“. In: *Energy Conversion and Management* 46.9-10 (2005), S. 1393–1405. ISSN: 01968904. DOI: 10.1016/j.enconman.2004.07.005 (siehe S. 47).
- [95] Alexander Zeh. „Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz“. Diss. Technische Universität München, 2017 (siehe S. 2, 10, 11).
- [96] Yuan Zou u. a. „Combined State of Charge and State of Health estimation over lithium-ion battery cell cycle lifespan for electric vehicles“. In: *Journal of Power Sources* 273 (Jan. 2015), S. 793–803. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.09.146> (siehe S. 31).