

Gefördert durch:

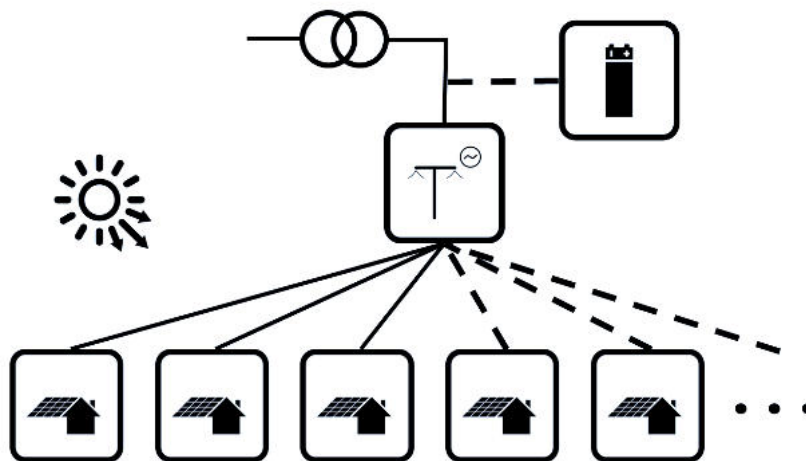


aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Abschlussbericht

# SmartPowerFlow - Optimierung der Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene infolge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse

Im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher  
Förderkennzeichen: 0325522A-D



Younicos



## **VERBUNDKOORDINATOR**

Reiner Lemoine Institut gGmbH  
Ostendstraße 25  
12459 Berlin

## **PROJEKTPARTNER**

SMA Solar Technology AG  
Sonnenallee 1  
34266 Niestetal

LEW Verteilnetz GmbH  
Schaezlerstraße 3  
86150 Augsburg

Yunicos AG  
Am Studio 16  
12489 Berlin

## **AUTOREN**

Dr.-Ing. Jochen Bühler | RLI  
M. Sc. Matthias Resch | RLI  
M. Sc. Birgit Schachler | RLI  
Dr.-Ing. Ghada Merei | Yunicos  
Dipl.-Ing. Brisa Ortiz | SMA  
Dr. Peter Schwaegerl | LVN

## **KONTAKT**

Dr.-Ing. Jochen Bühler  
Projektleiter  
Tel.: +49 30 53042011  
jochen.buehler@rl-institut.de

Stand: 30. Januar 2017

**Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.**



## KURZFASSUNG

Die zunehmende Integration von Erneuerbaren Energieanlagen auf der Verteilnetzebene hat in den letzten Jahren zu einem starken Anstieg an Netzverstärkungsmaßnahmen geführt. Da die Kosten hierfür über die Netznutzungsentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden, ist es notwendig, Alternativen zu untersuchen und zu bewerten.

Im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow wurde erstmals eine Vanadium-Redox-Flow-Großbatterie in das Stromnetz eines deutschen Netzbetreibers integriert. Bei dem Batteriesystem handelt es sich um einen Prototypen, dessen Wechselrichter sowie Batteriesteuerung eigens für das Projekt entwickelt wurden. Hauptziel des Projektes war es, zu quantifizieren, in welchem Umfang Netzausbaumaßnahmen durch die Batterie vermieden werden können und inwieweit der Spagat zwischen wirtschaftlichem und netzstützendem Betrieb möglich ist. Abschließend sollte der Batterieeinsatz mit anderen Netzstabilisierungsoptionen technisch und wirtschaftlich verglichen werden.

Eine Analyse möglicher Geschäftsmodelle für Großbatterien hat ergeben, dass der Einsatz von Batterien am Primärregelleistungsmarkt unter heutigen Rahmenbedingungen in Deutschland der mit Abstand lukrativste Anwendungsbereich ist, weshalb der Fokus in dem Projekt auf diesem Geschäftsmodell lag. Die Netzdienlichkeit der untersuchten Batterie wurde sichergestellt, indem diese die Spannung im Ortsnetz über eine Blindleistungsregelung regelt und damit die Netzaufnahmefähigkeit erhöht.

Das entwickelte Batteriesystem wurde in einer einjährigen Testphase im Feld erprobt. Anhand von Messdaten war es möglich den Batterieprototyp sowie das lokale Stromnetz zu modellieren und damit eine optimale Betriebsstrategie für den Speicher zu entwickeln. Ziel der Strategie war es, die autarke Betriebsweise mit dem höchstmöglichen Gewinn zu identifizieren.

Die optimierte Betriebsweise konnte anhand des Feldtests validiert werden. Wirtschaftliche Berechnungen haben allerdings gezeigt, dass die durchschnittlichen Kosten von Vanadium-Redox-Flow-Batterien für einen profitablen Betrieb noch um etwa 60% fallen müssten. Da es sich um eine neue Technologie handelt, ist von hohen Kostensenkungspotentialen auszugehen.

Für einen technischen und wirtschaftlichen Vergleich des Batterieeinsatzes mit anderen Flexibilisierungsoptionen, welche in diesem Projekt die  $\cos\varphi(P)$ - und  $Q(U)$ -Regelung von PV-Systemen sowie den Einsatz von Heimspeichern umfassten, wurde ein zukünftiger PV-Ausbaupfad für den Installationsort erstellt. Dieser basiert auf der Identifikation geeigneter Dachflächen für PV-Systeme unter Verwendung von Luftaufnahmen. Es wurde gezeigt, dass die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energieanlagen in allen Fällen gegenüber dem Szenario ohne Flexibilisierungsoptionen steigt, teils um bis zu 45%. Zudem konnte festgestellt werden, dass es aus Perspektive der Netzbetreiber ökonomisch sinnvoll ist, jede der untersuchten Optionen dem konventionellen Netzausbau vorzuziehen.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>X</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>XI</b>
<b>Abkürzungs- und Symbolverzeichnis</b>	<b>XIII</b>
<b>1. Das Projekt SmartPowerFlow</b>	<b>1</b>
1.1. Hintergrund und Ziele des Projektes	1
1.2. Aufbau des Projektes und Aufgaben der Projektpartner	3
1.3. Aufbau des Abschlussberichtes	5
<b>2. Entwicklung eines Vanadium-Redox-Flow-Batterieprototyps und seine Integration in das deutsche Stromnetz</b>	<b>7</b>
2.1. Netzanschluss und Anbindung an die Leitwarte	7
2.2. Entwicklung eines Batteriewechselrichters	12
2.2.1. Erstellung eines Anforderungsprofils	14
2.2.2. Realisierungskonzept	16
2.2.3. Geräteprüfungen	19
2.2.4. Anpassarbeiten für die Anbindung der Vanadium-Redox-Flow-Batterie	20
2.2.5. Aufbau des Labortest im SMA Labor in Niestetal	22
2.2.6. Spezifikation des Transformators und der Container-Lösung	28
2.2.7. Installation, Inbetriebnahme und erste Betriebserfahrungen	29
<b>3. Modellierung des Installationsortes des Batterieprototyps</b>	<b>33</b>
3.1. Abbildung des Stromnetzes am Installationsort	33
3.2. Erstellung eines PV-Ausbaupfades für den Installationsort	36
<b>4. Marktgetriebener Einsatz des Batterieprototyps</b>	<b>41</b>
4.1. Analyse potentieller Geschäftsmodelle für Großbatterien	41
4.1.1. Einsatz von Großbatterien am Primärregelleistungsmarkt	45
4.1.2. Einsatz von Großbatterien am Sekundärregelleistungsmarkt in Kombination mit Day-Ahead- und Intradaygeschäften	55
4.2. Vergleich der Geschäftsmodelle für den Einsatz des Batterieprototyps	60
<b>5. Netzdienlicher Einsatz des Batterieprototyps</b>	<b>63</b>
5.1. Verhinderung von Netzausbau mit Batterien	63
5.1.1. Allgemeiner Aufbau des Verteilernetzes	63
5.1.2. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen	64

5.1.3.	Stabilitätsprobleme in Verteilnetzen mit steigenden Anteilen an fluktuierenden Erzeugern . . . . .	67
5.1.4.	Technische Möglichkeiten zur Lösung von Stabilitätsproblemen . . . . .	72
5.1.5.	Stand der Technik bei der Netzplanung und Besonderheiten beim Einsatz von Batterien . . . . .	75
5.2.	Angewendete Methodik zur netzdienlichen Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen . . . . .	79
<b>6.</b>	<b>Optimierung des marktgetriebenen und zugleich netzdienlichen Betriebes des Batterieprototyps</b>	<b>83</b>
6.1.	Modellierung des Batterieprototyps auf Grundlage von Messwerten . . . . .	86
6.2.	Optimierung eines netzdienlichen Einsatzes des Batterieprototyps am Primärleistungsmarkt . . . . .	91
6.2.1.	Eingangsparameter . . . . .	92
6.2.2.	Betriebsoptimierung . . . . .	94
6.2.3.	Ergebnisse . . . . .	97
6.2.4.	Fazit . . . . .	101
<b>7.</b>	<b>Technischer und wirtschaftlicher Vergleich des Netzausbaus mit dem Einsatz von Großbatterien und anderen Flexibilitätsoptionen</b>	<b>103</b>
7.1.	Methodik . . . . .	103
7.2.	Ergebnisse . . . . .	108
7.3.	Fazit . . . . .	116
<b>8.</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>119</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>124</b>
	<b>Veröffentlichungen und studentische Arbeiten im Rahmen des Projektes SmartPower-Flow</b>	<b>139</b>
<b>A.</b>	<b>Anhang</b>	<b>i</b>
A.1.	Informationen zur Vanadium-Redox-Flow-Batterietechnologie . . . . .	i
A.2.	Netzanschlusspläne des Batterieprototyps im Projekt SmartPowerFlow . . . . .	iii



## Abbildungsverzeichnis

1.1. Installierte Leistung von Erneuerbaren Energieanlagen im Netzgebiet der LVN. . . . .	3
1.2. Im Projekt SmartPowerFlow installierte Vanadium-Redox-Flow-Batterie. . . . .	4
2.1. Nahmen den neuen Ortsspeicher in Tussenhausen in Betrieb (v.l.): Johannes Ruf, 1. Bürgermeister Markt Tussenhausen, Volker Wachenfeld, Senior Vice President der SMA Solar Technology AG, Dr. Markus Litpher, LEW-Vorstandsmitglied, Franz Josef Pschierer, Staatssekretär im Bayerischen Wirtschaftsministerium, Philip Hiersemenzel, Pressesprecher der Younicos AG, Dr. Claus Beneking, (ehemaliger) Geschäftsführer der Reiner Lemoine Institut gGmbH (Bildnachweis: LEW / Ruth Plössel). . . . .	8
2.2. Luftaufnahme des SmartPowerFlow-Speichers. . . . .	8
2.3. Schematischer Aufbau des Batteriesystems. . . . .	9
2.4. Schematische Darstellung des Netzanschlusses der SPF-Batterie. . . . .	10
2.5. Netzdienliches Verhalten des SPF-Speichers trotz maximaler Wirkleistungsabgabe. . . . .	11
2.6. SMA Systemkonzept und Systemschaltplan mit Batteriewechselrichter, Anschluss an das Speichersystem und an das übergeordnete Energy Management System EMS, das ebenfalls einen Anschluss an die Leittechnik hat. . . . .	14
2.7. Battery System Controller Design zur Einbringung in den Batteriewechselrichter. . . . .	17
2.8. Batteriewechselrichter (Labormuster) mit Batterie System Controller BSC. . . . .	17
2.9. Durchgeführte Hardware-Änderungen und Verbesserungen im Batteriewechselrichter. . . . .	18
2.10. Kommunikationsschema des Batteriewechselrichtersystems mit Batterie Applikation und der Leittechnik-SCADA. . . . .	19
2.11. „Operating States“ im SCS. Schematische Beschreibung des Betriebsverhaltens des Wechselrichters beim sequenziellen Anlauf von Start bis Betrieb. . . . .	20
2.12. Labormuster Batteriewechselrichter zur Durchführung von Tests. . . . .	21
2.13. Spannungs-, Strom- und resultierende Leistungsverläufe (obere, mittlere, untere Kurve bei einer Reaktionszeit von 1 ms für die Klemmen am Umrichter (rot) und an den DC-Links zu den Batterien (blau). . . . .	22
2.14. Überprüfung der erarbeiteten und implementierten Funktionen für das Redox-Flow Batteriespeichersystem im Testzentrum von SMA. . . . .	23
2.15. Messergebnisse Leistungssprung von 0 kW Leerlauf auf 50 kW Laden. Die Hardware-Anbindung an das Batteriesystem wurde durch die Berechnung des Rippels in der Ausgangsspannung und auf Basis der Informationen des Batterieherstellers verifiziert. . . . .	23
2.16. Umsetzung des Ablaufs der Autostart-Funktion im Batteriewechselrichter. . . . .	24
2.17. Erste einfache Prozedur zum Hochfahren des Batteriesystems. . . . .	25

---

2.18. Implementierte Verbesserungen der Autostart-Funktion. Die DC-Links werden über den Zwischenkreis des Batteriewechselrichters sanft gestartet. . . . .	25
2.19. Exemplarisch sind in dem Bild die Wirkleistung auf der AC-Seite (oben), die DC-Spannung (Mitte) und der DC-Strom (unten) dargestellt. Die DC-Spannung schwankt durch den schnellen Leistungswechsel erheblich, was durch die Regelungsgeschwindigkeit der eingesetzten elektronischen DC-Quelle zu erklären ist. Trotz der schwankenden DC-Spannung wird die AC-Leistung ohne erkennbares Schwingen eingeregelt. . . . .	26
2.20. Blindleistungsbereitstellung: Vorteilhaft ist, dass auch bei batteriebedingter Wirkleistungsbegrenzung auf 200 kW, die gesamte Scheinleistung von 630 kVA des Batteriewechselrichters für die Kompensation von Schwankungen im Netz genutzt werden kann. . . . .	27
2.21. GUI-Oberfläche zur Monitoring der Anlage im Tussenhausen. . . . .	28
2.22. Offizielle Einweihung des Speichersystems in Bayern. Im Vordergrund die umgebaute SMA-Containerstation „MVPS - Medium Voltage Power Station“ für den Batteriewechselrichter und im Hintergrund das Redox-Flow-Batteriesystem. . .	30
2.23. Werte im Batterie-Wechselrichter zur Erkennung des „Stop“-Signal“: Dabei sind die Wirkleistung (PwrAt_InvNo1Min) sowie die Spannung (DCVtg_InvNo1Min) dargestellt. . . . .	31
3.1. Niederspannungsnetzgebiete in Tussenhausen. . . . .	34
3.2. Histogramm der Wirkleistung an der MS-Sammelschiene. . . . .	36
3.3. Original Orthofoto verschnitten mit Gebäudegrundfläche (a) sowie (b) Ergebnis der Klassifikation [schwarz=verschattet, pink=Dachaufbau, grün=geeignet, rot=ungeeignet]. . . . .	37
3.4. Für die Installation von PV-Anlagen geeignete Dachflächen (a) sowie spezifisches Erzeugungspotenzial (b). . . . .	39
3.5. PV-Ausbaupfad für die Jahre 2013 bis 2025. . . . .	40
4.1. Preisstruktur des Day-Ahead- und Intraday-Markts sowie die durchschnittliche Einspeisung von PV-Anlagen in die Tennet Regelzone 2013 ([1]). . . . .	42
4.2. Verhältnis zwischen Frequenzabweichung und Primärregelleistung. . . . .	47
4.3. Start- und Einsatzzeiten der Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL). . . . .	48
4.4. Freiheitsgrad „optionale Übererfüllung“. . . . .	52
4.5. Freiheitsgrad „Fahrplangeschäft“. . . . .	53
4.6. Ladestandsentwicklung beim Freiheitsgrad „Fahrplangeschäft“. . . . .	53
4.7. Arbeitsbereich von Speichern mit 30-Minuten-Kriterium (a) und 15-Minuten-Kriterium (b). . . . .	54
4.8. Exemplarische Woche der DA Optimierung, 2.-9. September 2013. . . . .	57
4.9. Exemplarische Woche der DA_HT_POS Optimierung, mit einer angebotenen Leistung von 0,75 MW, 2.-9. September 2013. . . . .	58
4.10. Erlöse und Batterieauslastung am Day-Ahead-Markt 2013. . . . .	58
4.11. Erlöse für DA, SRL_min, SRL_max und ID in 2013. . . . .	59
4.12. Zu erwartender wöchentlicher Ertrag für den Einsatz der Vanadium-Redox-Flow-Batterie des SPF-Projektes bei unterschiedlichen Geschäftsmodellen. . . . .	61

5.1. (links) NS-Netz mit Stromeinspeisung und -bezug (rechts) Ersatzschaltbild der Leitung im Verbraucherzählpfeilsystem. . . . .	68
5.2. (links) Zeigerdiagramm für den Einspeisefall (rechts) Zeigerdiagramm für den Lastfall. . . . .	69
5.3. Spannungsänderung in Abhängigkeit der Leitungslänge. . . . .	69
5.4. Netzschema in der Mittel- und Niederspannung eines vereinfachten Verteilnetzes im Worst Case. . . . .	71
5.5. Spannungsverlauf des vereinfachten Verteilnetzes. . . . .	71
5.6. Auswirkung der Reduktion der Netzspannung $U_1$ : Ersatzschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts). . . . .	72
5.7. Auswirkung der Reduktion der Leitungsresistenz $R_L$ und Leitungsreaktanz $X_L$ : Blockschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts). . . . .	73
5.8. Auswirkung der Reduktion des Wirkstromes $I_W$ : Ersatzschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts). . . . .	73
5.9. Auswirkung des Bezugs von Blindstrom $I_B$ : Ersatzschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts). . . . .	74
5.10. Aktuelles Vorgehen bei der Netzplanung. [2, 3] . . . . .	76
5.11. Schematische Darstellung zur Bestimmung des Parameters $\sum \Delta U_{\max, 0N}$ . . . . .	81
6.1. Ziel der entwickelten Betriebsstrategie: Optimale Kombination von Primärregelleistungserbringung (a) und Blindleistungsregelung zur Netzaufnahmefähigkeitserhöhung für Erneuerbare Energieanlagen (b). . . . .	84
6.2. PRL-Erbringung in einem Feldtest durch den SPF-Speicher ohne Betriebsstrategie über einen zufälligen Tag. . . . .	85
6.3. Demonstration des 4-Quadrantenbetriebs des Wechselrichters im Feld . . . . .	87
6.4. Gemessene Wirkungsgrade des Wechselrichters beim Laden (a) und Entladen (b) der Batterie. . . . .	88
6.5. Gemessene Wechselrichterverluste bei der Erbringung von Blindleistung. . . . .	88
6.6. Gemessene Batteriekennlinien für Laden (a) und Entladen (b) der Batterie . . . . .	89
6.7. Messergebnisse der Aufnahme der Batteriekennlinien für Laden (a) und Entladen (b) der Batterie . . . . .	90
6.8. Batteriemodellvalidierung. . . . .	91
6.9. Systemwirkungsgrad mit und ohne Hilfsstrom . . . . .	92
6.10. Investitionskosten der betrachteten Systemauslegung, Spannweite und Mittelwert der verwendeten Literaturangaben. VRF nach[4][5][6][7], Li-Io nach [7][6][8][9].	93
6.11. Schematische Darstellung der Betriebsstrategieparameter: Aufteilung der verfügbaren Leistung (a), Aufteilung der verfügbaren Kapazität (b). . . . .	95
6.12. Häufigkeitsverteilungen der verwendeten Frequenzzeitreihen. . . . .	96
6.13. Schematische Darstellung der im SPF-Speicher implementierten Q(U)-Kennlinie.	97
6.14. Ausschnitt aus dem Feldtest der ermittelten Betriebsstrategie, 03.-17.08.16. Obere Grafik: vom System erbrachte Wirk- und Blindleistung und netzfrequenzproportionale Leistung. Untere Grafik: gemessener und vom Modell simulierter Ladezustand sowie definierte Korrekturgrenzen. . . . .	99
6.15. Auswirkungen auf die Korrekturenergie. . . . .	100
6.16. Auswirkungen auf die PRL-Rückflüsse. . . . .	101

---

6.17. Jährliche Zahlungsströme eines 1 MW-Pools der betrachteten Systemauslegung für VRF- und Li-Io-Technologie im Vergleich. . . . .	102
6.18. Kapitalwert in Abhängigkeit der Investition. . . . .	102
7.1. $\cos\varphi(P)$ -Regelcharakteristik nach [10]. . . . .	105
7.2. Q(U)-Regelcharakteristik. . . . .	107
7.3. Relative und absolute Steigerung der installierten PV-Anlagenleistung für gesamt Tussenhausen sowie für die einzelnen Niederspannungsnetze. . . . .	113
7.4. Erhöhung der maximalen Aufnahmefähigkeit gegenüber dem Referenzszenario. . . . .	114
7.5. Vermiedene Netzausbaukosten jeder Flexibilitätsoption bis zur maximalen Netzaufnahmefähigkeit. . . . .	114
7.6. Gesamtkosten der betrachteten Szenarien aus Sicht des Netzbetreibers. . . . .	115
7.7. Gesamtkosten der betrachteten Szenarien aus volkswirtschaftlicher Sicht. . . . .	115
A.1. Datenblatt des CellCube FB 200-400 DC. . . . .	ii
A.2. Fundamentplan des SPF-Speichersystems. . . . .	iii
A.3. Einpoliger Stromlaufplan des SPF-Speichersystems. . . . .	iv
A.4. Kommunikationsübersicht des SPF-Speichersystems. . . . .	v
A.5. Hilfsstromversorgung des SPF-Speichersystems. . . . .	vi

## Tabellenverzeichnis

3.1. MS/NS-Transformatoren in den 12 detailliert betrachteten Ortsnetzen . . . . .	35
3.2. Häufigste Leitungstypen in der Nieder- und Mittelspannung des betrachteten Mittelspannungsabgangs . . . . .	35
4.1. Abschätzungen des Erlöspotenzials verschiedener Geschäftsmodelle auf dem deutschen Strommarkt im Jahr 2013. . . . .	46
4.2. Übersicht aktueller Großbatterieprojekte für die Bereitstellung von Primärregel- leistung in Deutschland (Tabelle basiert auf [11] und Interviews mit den Batterie- betreibern). . . . .	50
4.3. Vorgaben für die Bereitstellung von Primärregelleistung [12, 13, 14]. . . . .	51
4.4. Charakteristika der Märkte Day-Ahead und Sekundärregelleistung. . . . .	55
4.5. Simulationsparameter des Batteriesystems. . . . .	56
5.1. Übersicht der zulässigen Betriebsmittelbelastungen im Normalbetrieb für die MS- und NS-Ebene . . . . .	65
5.2. Standardmäßig eingesetzte Betriebsmittel zur Netzverstärkung. . . . .	75
5.3. Skalierungsfaktoren für Generatoren mit Anschluss an der Nieder- oder Mittel- spannung, basierend auf [15, 3, 16, 17]. . . . .	77
5.4. Skalierungsfaktoren für Lasten mit Anschluss an der Nieder- oder Mittelspan- nung, basierend auf [3, 18]. . . . .	77
6.1. Betrachtete Szenarien der ökonomischen Eingangsdaten. . . . .	97
6.2. Optimale Parameter der Betriebsstrategie. . . . .	98
7.1. Angenommene Betriebsmittelkosten für den automatisierten Netzausbau, ba- sierend auf [19] und [20]. Preise für Kabel sind inkl. Erdarbeiten. . . . .	105
7.2. Leistungsfaktoren in Abhängigkeit der PV-Wechselrichterleistung $S_{WR}$ . . . . .	106
7.3. Leistungsindikatoren für verschiedene Batterieauslegungsfälle. . . . .	109
7.4. Installierte Nennwirkleistung sowie maximale präqualifizierbare Leistung der Großbatterien in den einzelnen Niederspannungsnetzen. . . . .	109



# Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

## Abkürzungen

CL	Charge Level
DA	Day-Ahead
DEA	Dezentrale Energieanlagen
EE	Erneuerbare Energien
HA	Hausanschluss
HS	Hochspannung
ID	Intra-Day
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
SRL	Sekundärregelleistung
SS	Sammelschiene
TRL	Tertiärregelleistung
UW	Umspannwerk
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VRF	Vanadium-Redox-Flow

## Lateinische Buchstaben

		Einheit
$I_L$	Stromfluss über eine Leitung	A
$R_L$	Leitungsresistanz	$\Omega$
$\underline{U}_{RL}$	Spannungsfall über der Leitungsresistanz	V

$\underline{U}_1$	Spannung an der Niederspannungssammelschiene am Ortsnetztransformator	V
$\underline{U}_2$	Spannung am Hausanschluss	V
$\underline{U}_{X_L}$	Spannungsfall über der Leitungsreaktanz	V
$X_L$	Leitungsreaktanz	$\Omega$







# 1. Das Projekt SmartPowerFlow

In diesem Kapitel wird zunächst auf den Hintergrund und die Ziele des Projektes SmartPowerFlow eingegangen (Kapitel 1.1). Im Anschluss daran werden sowohl der Aufbau des Projektes als auch die Aufgaben der Projektpartner in diesem erläutert (Kapitel 1.2). Abgeschlossen wird Kapitel 1 durch die Darstellung des Aufbaus des vorliegenden Projektabschlussberichtes (Kapitel 1.3).

## 1.1. Hintergrund und Ziele des Projektes

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich heute im Umbruch. In der Vergangenheit wurde elektrische Energie durch Großkraftwerke in die Transportnetze der Hochspannungsebene eingespeist und über Verteilnetze der niederen Spannungsebenen an die Verbraucher weitergeleitet. Aufgrund des von der Bundesregierung beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie und der Festlegung nationaler Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um dem Klimawandel entgegenzuwirken, wird seit Einführung des Gesetzes zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG) im Jahr 1998 der Ausbau regenerativer Energieerzeugungsanlagen massiv vorangetrieben. Als Konsequenz ist der Anteil regenerativer Energie am gesamtdeutschen Strommix in den letzten Jahren stark angestiegen - allein zwischen 2000 und 2010 hat er sich mehr als verdreifacht [21].

Regenerativ erzeugter Strom wird im Norden der Bundesrepublik überwiegend mit Windenergieanlagen und im Süden zu großen Teilen durch Photovoltaikanlagen erzeugt [21]. Durch zur Verfügung gestellte Fördermittel sind die Gestehungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) stark gefallen, wodurch EE-Anlagen heute bereits teilweise zu Haushaltspreisen Strom produzieren können [22]. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung [23] soll bis 2050 80% der Bruttostromerzeugung durch EE gedeckt werden, zudem soll der Ausbau von EE auch in Zukunft gefördert werden, sodass auch künftig in Deutschland mit einem vermehrten Ausbau an Erneuerbaren Energien zu rechnen ist.

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind EE-Anlagen aufgrund ihrer geringen installierten Leistung überwiegend dezentral am Verteilnetz angeschlossen. So speisen zum Beispiel 80% der Photovoltaikanlagen in das Niederspannungsnetz ein [24]. 2010 überstieg die installierte Erzeugungsleistung im Verteilnetz die des Übertragungsnetzes [25].

Die Energieerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen unterliegt starken Schwankungen und ist somit nur bedingt prognostizierbar. Durch die Abhängigkeit vom Wetter entspricht die Energieerzeugung aus EE nicht zu jedem Zeitpunkt dem örtlichen Bedarf der Endkunden, daher führt sie zeitweise zu einer Umkehrung des Lastflusses im Stromnetz [3]. Da die deutschen Stromnetze aber unidirektional, das heißt mit einem Leistungsfluss von den hohen zu den niedrigeren Spannungsebenen, ausgelegt sind, kann die Stromerzeugung durch EE-Anlagen zu Stabilitätsproblemen führen. Zum Beispiel ist das Schutzkonzept nicht auf eine Umkehrung des

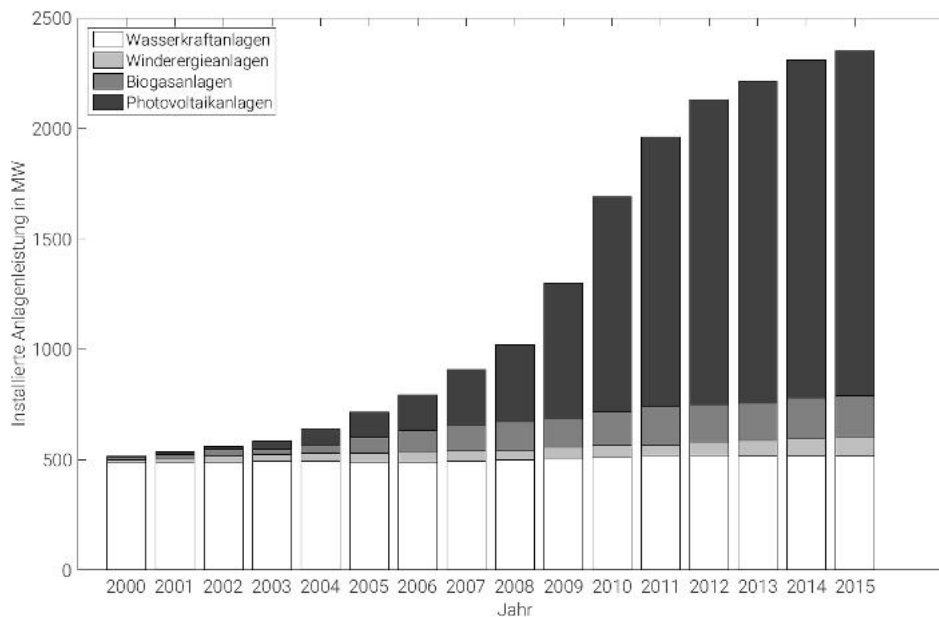
Leistungsflusses ausgelegt. Bereits heute hat ein Teil der Verteilnetze seine Aufnahmefähigkeit für EE-Anlagen erreicht [25], da insbesondere schwache Netze einen hohen EE-Ausbau aufweisen [24]. Somit ist ein weiterer Zubau von EE oftmals nur im Zusammenhang mit umfangreichen Netzverstärkungsmaßnahmen möglich [26]. Der Ausbau ist gängige Methode um Engpässe im Netz zu vermeiden, bei der allerdings Gefahr besteht, dass nach einem langwierigen Prozess Kapazitäten geschaffen werden, welche nur eine geringe Ausnutzung aufweisen. So speisen Photovoltaikanlagen beispielsweise in Süddeutschland in weniger als 100 Stunden pro Jahr mehr als 90% der installierten Nennleistung ins Netz ein [27]. Dennoch muss das Stromnetz für 100% der Nennleistung ausgelegt sein [28]. Das führt zu einem ineffizienten Netzbetrieb und dazu, dass so entstehende Kosten über höhere Netznutzungsentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden. Daher müssen Alternativen untersucht und bewertet werden.

Im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow wurde erstmals eine Vanadium-Redox-Flow-Großbatterie (siehe hierzu Kapitel A.1) zur Entlastung eines Verteilnetzes mit einem hohen Anteil an Erneuerbarer Energieeinspeisung in das Stromnetz eines deutschen Netzbetreibers integriert. Bei dem Batteriesystem, bestehend aus den beiden Hauptkomponenten Batterie – die sogenannte CellCube FB200-400 DC von Gildemeister energy solutions GmbH – und Wechselrichter, handelt es sich um einen Prototypen, da der Umrichter sowie die Batteriesteuerung eigens für das Projekt entwickelt wurden.

Neben dem Sammeln an Betriebserfahrungen mit dem entwickelten Batteriesystem, sowohl aus Netz- als auch aus Speicherbetreibersicht, war es das Hauptziel des Projektes zu quantifizieren, in welchem Umfang notwendige Netzausbaumaßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Netzgebietes für Erneuerbare Energien durch die Batterieintegration vermieden werden können. Allerdings ist eine alleinige Refinanzierung von Großbatterieprojekten auf Verteilnetzebene, auch bei sinkenden Batteriepreisen, durch vermiedene Netzausbaukosten nicht möglich. Hierfür gibt es zwei wesentliche Gründe. Zum einen ist es aktuell strittig, inwiefern sich Batteriebetreiber nach heutiger rechtlicher und regulatorischer Lage verhinderten Netzausbau vergüten lassen können [29, 30]. Zum anderen sind Betriebsmittel der Verteilnetzebene um ein Vielfaches günstiger als die höherer Spannungsebenen, wodurch die Kosten für einen Großbatterieeinsatz weit über den Aufwendungen für Netzverstärkungsmaßnahmen liegen [31]. Beispielsweise betragen die Anschaffungskosten einer neuen Ortsnetzstation ca. 35.000 EUR [31]. Der Nettopreis des CellCube FB200-400 DC lag im Jahr 2015 hingegen bei 849.000 EUR. Von daher müsste der Einsatz einer solchen Batterie den Bau von mehr als 20 Ortsnetzstationen ersetzen. Dies ist jedoch unrealistisch. Da also eine Refinanzierung der Batterie auf diesem Wege nicht möglich ist, wurde über die Analysen zur Netzaufnahmefähigkeitserhöhung hinaus untersucht, inwieweit der Spagat zwischen wirtschaftlichem und netzstützendem Betrieb möglich ist bzw. inwieweit ein marktgetriebener Speichereinsatz (Batterie reagiert auf Marktimpulse) und ein netzdienlicher Speichereinsatz (Batterie reagiert auf Netzsituation) optimal miteinander verbunden werden können. Die Entwicklung einer solchen Betriebsstrategie ermöglicht nicht zuletzt auch den Anteil an Großbatterieprojekten in der Verteilnetzebene zu erhöhen. Nichtsdestotrotz ist es stets notwendig den Einsatz einer Großbatterie mit anderen Netzstabilisierungsoptionen technisch und wirtschaftlich zu vergleichen. Dies war ebenfalls Ziel des Projektes.

Installiert wurde der Batterieprototyp in der Marktgemeinde Tussenhausen im Landkreis Unterallgäu. Angeschlossen wurde der Speicher an das Niederspannungsnetz der Lechwerke Verteilnetz GmbH (LVN), da auch dieser süddeutsche Netzbetreiber einen rasanten Zubau an EE-

Anlagen in den letzten Jahren erlebt hat (Abbildung 1.1).



**Abbildung 1.1.:** Installierte Leistung von Erneuerbaren Energieanlagen im Netzgebiet der LVN.

## 1.2. Aufbau des Projektes und Aufgaben der Projektpartner

Die zunehmende Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Da Versorgungssicherheit und Netzstabilität jederzeit gegeben sein soll, müssen Investitionsentscheidungen bezüglich des Netzausbaus getroffen werden. Eine offene Frage ist dabei, ob die Integration von Großbatterien in das Stromnetz ein entscheidendes Werkzeug in diesem Prozess ist und den Ausbau der Erneuerbaren Energieanlagen deutlich erleichtern kann. Im Projekt SmartPowerFlow wurde erstmalig der Netzbetrieb unter Einbeziehung einer Redox-Flow-Batterie (Abbildung 1.2) und speziell hierfür entwickelter Leistungselektronik zur kostenoptimierten Integration von Erneuerbaren Energien in einem hierfür besonders geeigneten Verteilnetz in Bayerisch-Schwaben demonstriert. Eingesetzt wurde eine auf Vanadium basierende Redox-Flow-Batterie (VRF-Batterie) mit einer Nennleistung von 200 kW und einer Kapazität von 400 kWh.

Kernziel des Projektes war ein Vergleich zwischen Netzausbau und den Möglichkeiten zur Speichereinsatzung, sowie eine technische und wirtschaftliche Analyse und Optimierung eines Speichereinsatzes in der Verteilnetzebene. Die wichtigsten Zwischenschritte im Projekt waren:

- Phase 1: Bestimmung eines geeigneten Standorts für eine Redox-Flow-Großbatterie im Netzgebiet der LVN (LEW Verteilnetz GmbH) anhand von Simulationen sowie Entwicklung eines Wechselrichters für die Batterie (Zeitraum: 1. Jahr)
- Phase 2: Integration und Betrieb der Batterie im Netzgebiet der LVN sowie die Validierung der Simulationsmodelle anhand von Messdaten (Zeitraum: 2. Jahr)



**Abbildung 1.2.:** Im Projekt SmartPowerFlow installierte Vanadium-Redox-Flow-Batterie.

- Phase 3: Gesamtkonzeptentwicklung zur Integration von Großbatterien in Verteilnetzen sowie technische und wirtschaftliche Gesamtbewertung des Netzausbaus versus Batterieintegration (Zeitraum 2. Jahr bis 3. Jahr)

Innerhalb der dreijährigen Laufzeit wurde das Projekt von folgenden Firmen und Institutionen und ihren speziellen Tätigkeitsbereichen umgesetzt:

- LEW Verteilnetz GmbH: Bereitstellung detaillierter Einspeise- und Lastdaten des Verteilnetzes und Definition der Kriterien zur Lokalisierung und Realisierung optimaler Einbauorte und Betriebsweisen.
- Younicos AG: Entwicklung und Umsetzung des Energie- und Batteriemangements für die Vanadium-Redox-Flow-Batterie und deren technische Anbindung an die Leitwarte des Verteilnetzbetreibers.
- SMA Solar Technology AG: Entwicklung und Untersuchung eines Batteriewechselrichters für eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie.
- Reiner Lemoine Institut gGmbH: Projektkoordination, systematische Analyse der Netzoptimierung sowie wirtschaftliche Gesamtbewertung der unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten.

Gefördert wurde das Projekt SmartPowerFlow vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Förderkennzeichen: 0325522A-D) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

### **1.3. Aufbau des Abschlussberichtes**

In Kapitel 2 werden die Entwicklung des Vanadium-Redox-Flow-Batterieprototyps sowie seine Integration in das Stromnetz der LEW Verteilnetz GmbH dargestellt. Zur Bewertung der Speicherauswirkung auf das Stromnetz war es notwendig das lokale Netzgebiet am Installationsort der Batterie digital abzubilden. Das Vorgehen bei der Standortmodellierung ist in Kapitel 3 beschrieben. In Kapitel 4 und 5 wird sowohl der marktgetriebene als auch der netzdienliche Batterieinsatz eingehend untersucht. Ergebnis dieser Analyse ist eine Betriebsweise, welche nicht nur ökonomisch sinnvoll sondern zugleich netzstützend ist. Die Optimierung dieser Betriebsweise sowie ihre Validierung im Feld werden in Kapitel 6 erläutert. In Kapitel 7 wird schließlich der traditionelle Netzausbau technisch und wirtschaftlich mit dem Einsatz von Großbatterien und anderen Flexibilitätsoptionen zur Netzstabilisierung verglichen. Zum Abschluss werden in Kapitel 8 die wichtigsten Erkenntnisse des Projektes SmartPowerFlow zusammengefasst.





## **2. Entwicklung eines Vanadium-Redox-Flow-Batterieprototyps und seine Integration in das deutsche Stromnetz**

In Kapitel 2 wird die Entwicklung eines im Rahmen des Projektes entwickelten Vanadium-Redox-Flow-Batterieprototyps sowie seine Integration in das deutsche Stromnetz beschrieben. Hierbei wird in Kapitel 2.1 zunächst auf die Auslegung des Netzanschlusses sowie die Anbindung an die Leitwarte des Prototyps eingegangen. In Kapitel 2.2 wird anschließend die Entwicklung eines speziell für die Vanadium-Redox-Flow-Batterie entwickelten Wechselrichters detailliert dargestellt.

### **2.1. Netzanschluss und Anbindung an die Leitwarte**

Im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow wurde ein auf Vanadium basierender Batterieprototyp entwickelt. Dieser wurde nach einer erfolgreichen Testphase im Labor Ende Mai 2015 in das Niederspannungsnetz der LEW Verteilnetz GmbH integriert.

Offiziell wurde der Speicher am 02.09.2015 durch die Projektpartner und Repräsentanten aus der Politik in Betrieb genommen (Abbildung 2.1).

Als Standort für den Ortsspeicher wurde die Marktgemeinde Tussenhausen im Landkreis Unterallgäu aus 80 möglichen Orten, u.a. wegen der besonders hohen Photovoltaikeinspeisung in diesem Netzgebiet, ausgewählt (die angewendete Methodik zur Standortbestimmung wird in Kapitel 5.2 näher erläutert). Abbildung 2.2 zeigt eine Luftaufnahme des Installationsortes. Das dargestellte Grundstück befindet sich im Besitz der Reiner Wertstoff Recycling GmbH. Gut erkennbar ist in dem Bild die 330 m<sup>2</sup> große Fläche, welche im Rahmen des Projektes für einen sicheren Batteriebetrieb geteert wurde (siehe oben links in dunkelgrau). Ein detaillierter Fundamentplan ist im Anhang in Abbildung A.2 zu finden.

In Abbildung 2.3 ist der schematische Aufbau des Batteriesystems dargestellt. Wie zu sehen ist, ist das System leistungsseitig an das Stromnetz und kommunikationsseitig an die Leitwarte der LEW Verteilnetz GmbH (LVN) angebunden. Eine Leitwartenanbindung von Batterien (in diesem Projekt mittels des Kommunikationsprotokolls IEC60870-5(104)) ist nicht gängig und stellt somit eine Besonderheit des Projektes SmartPowerFlow dar. Sie dient sowohl dem Monitoring des Systems als auch der Möglichkeit zur Fernsteuerung.

Das eingesetzte Batteriesystem besteht aus einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie und einem von SMA Solar Technology AG im Projekt entwickelten Batteriewechselrichter (vgl. Kapitel 2.2).

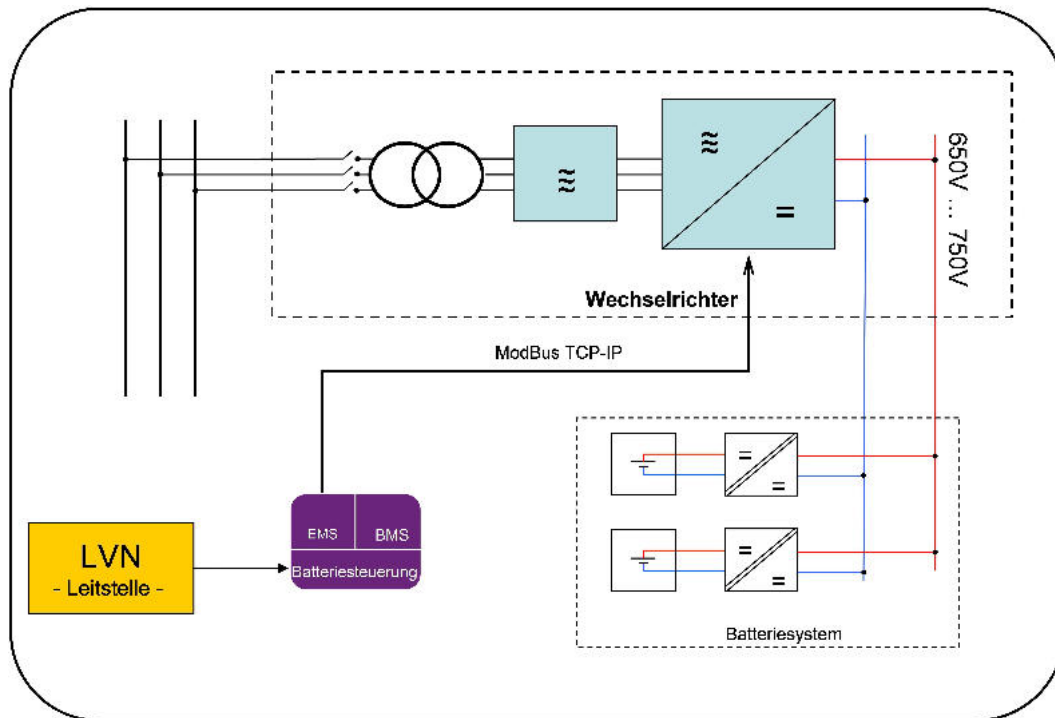
Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie der Firma Gildemeister energy solutions GmbH weist eine maximale Lade- und Entladeleistung von 200 kW bei einer Kapazität von 400 kWh auf. Wei-



**Abbildung 2.1.:** Nahmen den neuen Ortsspeicher in Tussenhausen in Betrieb (v.l.): Johannes Ruf, 1. Bürgermeister Markt Tussenhausen, Volker Wachenfeld, Senior Vice President der SMA Solar Technology AG, Dr. Markus Litpher, LEW-Vorstandsmitglied, Franz Josef Pschierer, Staatssekretär im Bayerischen Wirtschaftsministerium, Philip Hiersemenzel, Pressesprecher der Younicos AG, Dr. Claus Beneking, (ehemaliger) Geschäftsführer der Reiner Lemoine Institut gGmbH (Bildnachweis: LEW / Ruth Plössel).



**Abbildung 2.2.:** Luftaufnahme des SmartPowerFlow-Speichers.



**Abbildung 2.3.:** Schematischer Aufbau des Batteriesystems.

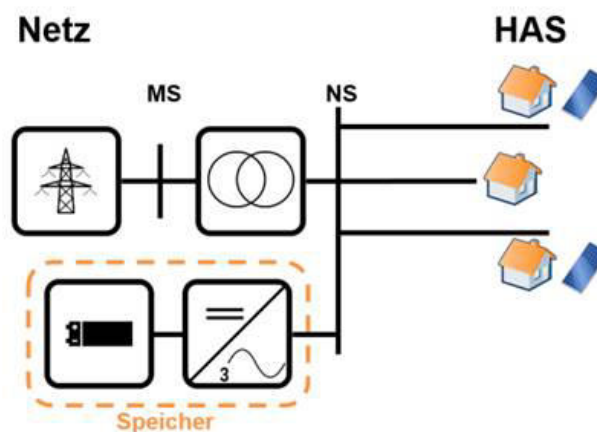
tere Eigenschaften des Batterietyps CellCube FB 200-400 DC sind im Datenblatt im Anhang zusammengefasst (Abbildung A.1).

Der Wechselrichter weist eine Bemessungsscheinleistung von 630 kVA (bis 50 °C). Er ist ein Prototyp und ist ein an die speziellen Eigenschaften von Vanadium-Redox-Flow-Batterien angepasster, auf einer bewährten PV-Wechselrichter-Plattform (CP 500 XT) aufbauender, im Projekt neu entwickelter Batterie-Wechselrichter. Der neue Wechselrichter ist in der Lage im Vierquadrantenbetrieb zu operieren. Im Vergleich zu herkömmlichen PV-Wechselrichtern, deren  $\cos\varphi$  Arbeitsbereich zwischen  $0,9_{\text{ind}}$  und  $0,9_{\text{cap}}$  liegt, ist er dadurch besonders für eine Spannungsbeeinflussung am Netzverknüpfungspunkt durch Blindleistungsregelung geeignet.

Die Batteriesteuerung, bestehend aus Energie- und Batteriemanagementsystem (EMS und BMS), wurde von der Firma Younicos AG eigens für das Projekt entwickelt. Diese wurde auf einem Bachmann-Rechner des Typs MPC 240 implementiert und stellt das Herzstück bei der Kommunikation von Netzleitstelle, Batterie und Wechselrichter dar.

Angeschlossen wurde das Batteriesystem an die NS-Sammelschiene einer ca. 130 Meter vom Speicher entfernten Ortsnetzstation (siehe hierzu Abbildung 2.4 und den detaillierten Stromlaufplan des Batteriesystems in Abbildung A.3 im Anhang). Der Grund für den direkten Anschluss der Batterie an eine Ortsnetzstation, und nicht etwa an einen Netzstrang der Niederspannungsebene, liegt an dem netzstützenden Fokus des Projektes SmartPowerFlow. Wie bereits erwähnt war eines der Kernziele des Projektes die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes für Erneuerbare Energieanlagen zu maximieren. Dementsprechend war es wichtig die Batterie so zu positionieren, dass sie das Stromnetz nicht zusätzlich belastet, sondern im Gegenteil, wenn möglich, ein möglichst großes Netzgebiet entlastet. Da jedoch, wie in Kapitel 1.1 erläutert

wurde, die Anwendung marktgetriebener Geschäftsmodelle für einen ökonomischen Betrieb von Großbatterien auf der Verteilnetzebene unausweichlich ist und die Batterie von daher bei ihrer Wirkleistungsabgabe auf die aktuelle Marktsituation reagieren soll (z.B. Regelleistungsmarkt) und nicht auf die aktuelle Netzsituation, war es nötig die Batterie an einen Standort zu installieren, bei welchem die marktgetriebene Wirkleistungsabgabe keine zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen verursacht. Diese werden auf der Verteilnetzebene hauptsächlich durch Spannungsprobleme ausgelöst (vgl. Kapitel 5.1.2.2). Weil sich eine Wirkleistungsabgabe an der NS-Sammelschiene einer Ortsnetzstation allerdings wegen des günstigeren R/X-Verhältnisses als im Netzstrang nur minimal auf die Spannung in dem Ortsnetz auswirkt, wurde der Entschluss gefasst, gezielt nach solchen Standorten zu suchen. Ein weiterer Grund für Sammelschienenanschluss war, die thermische Belastung der NS-Leitungen nicht zusätzlich durch den Einsatz der Batterie zu erhöhen. Weiterhin kann der Speicher durch Blindleistungsabgabe an der NS-Sammelschiene die Spannung im gesamten Ortsnetz dahingehend regulieren, dass die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energien erhöht wird. Die Batterie verhält sich an der Sammelschiene von daher ähnlich wie ein regelbarer Ortsnetztransformator.

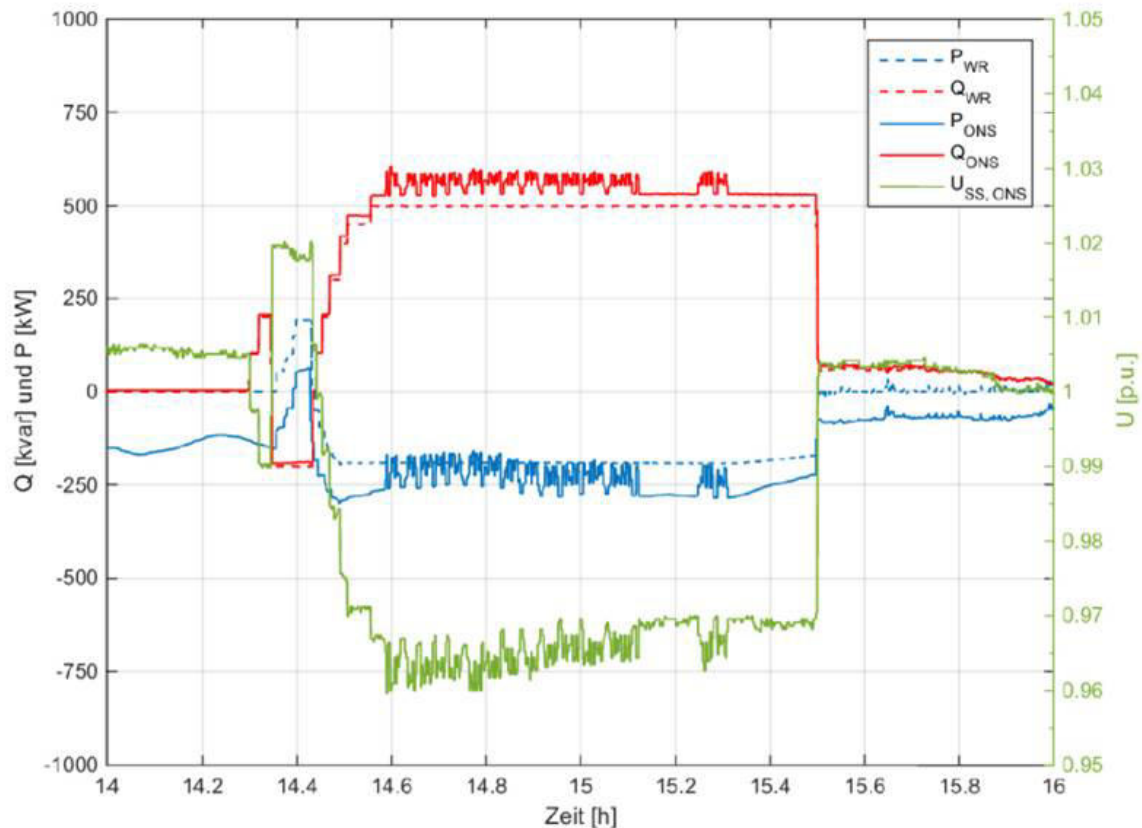


**Abbildung 2.4.:** Schematische Darstellung des Netzanschlusses der SPF-Batterie.

Dass sich der SmartPowerFlow-Speicher unabhängig von seiner Wirkleistungsabgabe netzdienlich verhält, wurde im Rahmen eines Feldversuches bestätigt. Der in Abbildung 2.5 dargestellte Test (Verbraucherzählpfeilsystem) wurde bei einer hohen Photovoltaikeinspeisung ins Ortsnetz zur Mittagszeit an einem sonnigen Tag im Sommer 2015 durchgeführt.

Wie in der Grafik zu erkennen ist, konnte die Netzspannung an der NS-Sammelschiene, welche üblicherweise ansteigt, wenn die Erzeugungsleistung die Last im Ortsnetz übersteigt, aufgrund einer Blindleistungsabgabe des Batteriesystems von 500 kVar (induktiv) gesenkt werden. Diese Spannungssenkung wirkt sich auf alle an die Ortsnetzstation angeschlossenen Niederspannungsabgänge aus, so dass dort keine Überspannung aufgrund von Photovoltaikeinspeisung droht. Die Batterie erhöht von daher, trotz maximaler Wirkleistungsabgabe, die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energieanlagen im gesamten Ortsnetz.

Für einen flexiblen Speichereinsatz wurden insgesamt drei Betriebsmodi definiert, in welchem der Speicher operieren kann. Diese können entweder über die Leitwarte oder einen Fernzugriff eingestellt werden:



**Abbildung 2.5.:** Netzdienliches Verhalten des SPF-Speichers trotz maximaler Wirkleistungsabgabe.

- Wirk- und Blindleistung werden durch die Leitwarte vorgegeben.
- Die  $P(f)$ - und  $Q(U)$ -Kurven zur Spannungs- und Frequenzhaltung können separat mit bis zu vier Stützpunkten eingestellt werden.
- Wirk- und Blindleistung werden anhand eines Fahrplanes (mit 24 Stützpunkten für einen Tag) vorgegeben.

Eine Besonderheit des Batteriesystems ist, wie der Auflistung der Betriebsmodi zu entnehmen ist, dass es mit einer variabel einstellbaren  $P(f)$ - sowie  $Q(U)$ -Kennlinie ausgelegt wurde. Somit ist der Speicher in der Lage anhand von gemessenen Frequenz- und Spannungswerten ( $f$  und  $U$ ) automatisiert Wirk- und Blindleistung ( $P$  und  $Q$ ) abzugeben bzw. aufzunehmen. Das System wurde auf diese Art ausgelegt, da ein möglichst autarker Betrieb der Batterie von den Projektpartnern erwünscht war. Hintergrund hiervon ist, dass der Speicherbetrieb keinen zusätzlichen Aufwand im Alltagsgeschäft der Netzbetreiber generieren sollte. Sowohl die  $P(f)$ - als auch die  $Q(U)$ -Kennlinien können über die Definition von vier Wertepaaren, zwischen welchen linear interpoliert wird, festgelegt werden. Diese können z.B. 175 kW und 49,8 Hz oder 400 kvar und 420 V sein. Auf diese Weise lassen sich beispielsweise die Kennlinie zur Teilnahme am Primärregelmarkt (vgl. Abbildung 4.2) oder Vorgaben zur Blindleistungsregelung von Netzbetreibern (vgl. Abbildung 6.13) umsetzen. Ist die  $P(f)$ -Funktion aktiv, so können zusätzlich die von den ÜNB definierten Freiheitsgrade zur Ladezustandsanpassung von stand-alone

Batterien, welchem am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen, aktiviert werden. Eine nähere Erläuterung dieser Freiheitsgrade ist in Kapitel 4.1.1 sowie Kapitel 6 zu finden.

Zur Überwachung und Steuerung der Batteriesystems wurden insgesamt drei Messsysteme des Typs SENTRON PAC3200 der Firma Siemens AG an das Stromnetz angeschlossen. Angebunden wurden diese an die Niederspannungsseite des Ortsnetztransformators, der Zuleitung zur Hilfsstromversorgung sowie dem Netzanschlusspunkt des Speichers (siehe Abbildung A.4 und Abbildung A.5 im Anhang). Die Messgeräte liefern gemeinsam mit den internen Messinstrumenten des Cellcubes und des Wechselrichters dem MPC 240 zu jedem Zeitpunkt aktuelle Batterie- und Netzdaten. Dieser leitet die erfassten Messdaten schliesslich an einen Server am Reiner Lemoine Institut in Berlin sowie an die Leitwarte (hier jedoch nur die für die Leitwarte relevanten Messwerte wie z.B. Wirk- und Blindleistungswerte der Batterie) weiter. Weiterhin verwendet der MPC 240 die Messwerte zur automatisierten Ansteuerung des Batteriesystems (z.B. über eine P(f)- oder Q(U)-Kennlinie (siehe oben)).

Die installierten Messgeräte übertragen dem Bachmann-Rechner Strom, Spannung sowie Wirk- und Blindleistung (pro Phase) an den jeweiligen Messstellen. Zudem übermitteln sie die gemessene Netzfrequenz. Die internen Messinstrumente des Cellcubes liefern dem Bachmann-Rechner weiterhin die Entladetiefe, die Elektrolyttempertur sowie die DC-Wirkleistungsabgabe bzw. -aufnahme der Batterie. Darüber hinaus überträgt der Wechselrichter dem MPC 240 die Wirk- und Blindleistungswerte (dreiphasig) an dessen AC-Anschlusspunkt. Die Messauflösung liegt bei sämtlichen Werten bei 10 Sekunden. Eine Ausnahme stellen lediglich die Netzfrequenz sowie die gemessene Wirkleistung am AC-Anschlusspunkt des Wechselrichters dar. Diese weisen eine sekundliche Messauflösung auf. Grund hierfür ist, dass das Batteriesystem für den Einsatz am Primärregelleistungsmarkt erprobt werden sollte, was eine sekundliche Auflösung dieser Werte erfordert.

Diesem Kapitel ist zu entnehmen, dass das Batteriesystem insgesamt so ausgelegt wurde, dass es vielseitig einsetzbar ist und zudem weitestgehend autonom operieren kann. Ziel hiervon war die Erprobung einer großen Bandbreite an Anwendungsgebieten zu ermöglichen. Zudem sollte bestimmt werden inwieweit ein autonom operierender Speicher netzdienlich und zugleich ökonomisch sinnvoll betrieben werden kann. Die gewählte Systemauslegung war somit der Grundstein für das Erreichen der in Kapitel 1.1 beschriebenen Projektziele.

## **2.2. Entwicklung eines Batteriewechselrichters**

Vor dem Hintergrund des gemeinsamen Gesamtziels des Verbundvorhabens, die Einsatzmöglichkeiten großer Energiespeicher im Verteilnetz zu untersuchen und zu demonstrieren, war es das Ziel von SMA hierfür einen geeigneten, angepassten Batteriewechselrichter für Redox-Flow-Batterien im Leistungsbereich 200 kW DC / 500 kVA zu entwickeln. Darüber hinaus sollten hierbei aber auch allgemeine Erkenntnisse zum zukünftigen Einsatz von Batteriespeichern im Verbundnetz und den daraus resultierenden Anforderungen und Einsatzbedingungen für Batteriewechselrichter gewonnen werden.

Basis für dieses neue Batteriewechselrichtersystem war eine vorhandene Wechselrichterplattform, deren technologische Basis dem Bereich der bewährten PV-Wechselrichtertechnik der 200 kW bis 500 kW Leistungsklasse entstammt.

Um die Verwertbarkeit des Ergebnisses von vorne herein sicherzustellen, wurde beim Systemdesign neben dem im Projekt in der Pilotanlage vorgesehenen Einsatz einer 200 kW Redox-Flow-Batterie, u.a. auch auf eine einfache spätere Weiterentwickelbarkeit bezüglich des zukünftigen Einsatzes anderer innovativer Batterietechnologien und zusätzlicher Funktionalitäten geachtet.

Im Rahmen dieser Zielsetzung wurde zunächst ein detailliertes Anforderungsprofil für das spezielle Anschlusskonzept „große AC-Batteriespeichersysteme an die Niederspannungsebene des Verteilungsnetzes“ erarbeitet. Diese Anforderungen sind dann anschließend in das Realisierungskonzept des Batteriewechselrichters und des Batteriewechselrichtersystems eingeflossen. Die entsprechenden FuE-Arbeiten wurden als Prototypsystem sowohl für die Hardware als auch für die Software ausgeführt. Hierzu wurden die erforderlichen, auf der ursprünglichen Wechselrichterplattform aufbauenden Entwicklungs- und Anpassungsarbeiten mit einer umfassenden Spezifikation, Konzeption und Optimierung des Batteriewechselrichtersystems in enger Zusammenarbeit mit dem Batteriehersteller und dem Netzbetreiber detailliert durchgeführt.

Weitere wichtige Anpassungsarbeiten wurden notwendig, um die verschiedenen Arten der Regelung von Wirkleistung zur Netzstützung sowie einen vollständigen Vierquadranten-Betrieb zur Einspeisung aller Kombinationen von Wirk- und Blindleistung bei einem optimierten Betrieb unter realen Bedingungen zu ermöglichen.

Das übergeordnete Ziel für den Einsatz von Batteriespeichersystemen im Netz ist es, vor allem das schwankende Angebot regenerativer Erzeuger zu glätten, so dass eine gleichmäßigere Stromversorgung bereitgestellt wird. Als weitere Funktionen müssen darüber hinaus wichtige Beiträge zur Verbesserung der Netzstabilität, der Netzqualität und des Frequenzausgleichs geleistet werden.

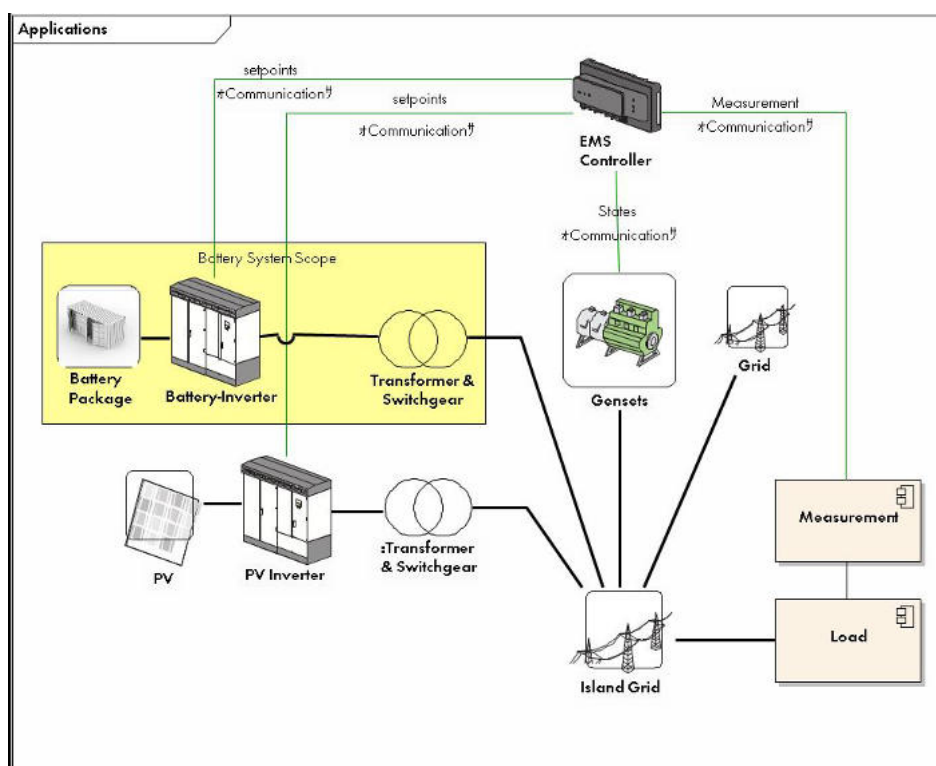
Spezielle Machbarkeitstests und Prüfungen wurden für den Einsatz von Redox-Flow Batterien durchgeführt, um das spätere einwandfreie und sichere Zusammenwirken von Batteriewechselrichter und Batteriesystem sicherzustellen. Hierzu waren umfangreiche Funktionstests in einer speziellen Testumgebung im Labor von SMA notwendig. Weiterhin wurde auch das Komplettsystem inklusive Batterie- und Kommunikationstechnik geprüft. Weitere Systemtests wurden im Feld durchgeführt und anschließend die Funktion demonstriert.

Ende Mai 2015 wurde gemeinsam mit den anderen Projektpartnern der Batterie-Wechselrichter in einer Containerlösung, als projektspezifische Sonderanwendung mit Niederspannungstransformator, an eine große Redox-Flow Batterie angebunden und am Niederspannungsnetz in Tussenhausen, Bayern erfolgreich in Betrieb genommen. In einem anschließenden einjährigen Dauerbetrieb wurde das gesamte System in einem umfangreichen Messprogramm mit unterschiedlichen Betriebsszenarien erprobt und eine detaillierte technische Auswertung durchgeführt. Verbesserungen und notwendige weitere Maßnahmen für den Einsatz von großen Energiespeichern im Verteilungsnetz wurden identifiziert.

Im Folgenden werden die wichtigsten Arbeiten und Ergebnisse der von SMA durchgeführten Entwicklung des Batteriewechselrichters im Detail dargestellt.

### 2.2.1. Erstellung eines Anforderungsprofils

Für den Einsatz und Betrieb eines Batteriewechselrichters sind neben dem eigentlichen Batteriewechselrichter und dem Batteriesystem noch eine Reihe weiterer Elemente erforderlich, die für das reibungslose Zusammenspiel und die Ansteuerung aller Komponenten, notwendig sind. Die Abbildung 2.6 gibt einen prinzipiellen Überblick über die wesentlichen Kernkomponenten und deren Kommunikationsstruktur bei solch einem System, anhand eines typischen Anwendungsfalls (hier ein Anwendungsbeispiel inkl. PV-System und Dieselgenerator, wie es beispielsweise bei autonomen Hybridsystemen auftritt). Das Bild zeigt das von SMA universell erstellte gesamte Systemkonzept als Systemschaltplan und zeigt die Schnittstellen zwischen Batterie, EMS und Leittechnik.



**Abbildung 2.6.:** SMA Systemkonzept und Systemschaltplan mit Batteriewechselrichter, Anschluss an das Speichersystem und an das übergeordnete Energy Management System EMS, das ebenfalls einen Anschluss an die Leittechnik hat.

Das Anforderungsprofil des Batteriewechselrichters wurde für große modulare Batteriespeichersysteme im Bereich mehrerer hundert kW erstellt. Dieses wurde für einen Batteriewechselrichter als universelles BasisGerät in verschiedenen Leistungsabstufungen bis 900 kW detailliert. Dieser neuartige, bis zur Funktionsmusterreife entwickelte Batteriewechselrichter weist folgende Eigenschaften auf:

- AC-Ausgang in verschiedenen Leitungsklassen von 500 bis 900 kW (Bemessungsleistung AC-Nennleistung).
- DC-Seitige Batterieanbindung mit einer minimalen Eingangsspannung von 450 V bis zu



einer maximalen Eingangsspannung von 850 V in Abhängigkeit von der Leistungsklasse, z.B. 500 kW: 430 V-850 (@ 50 °C), 630 kW: 500 V-850 (@ 50 °C).

- Battery System Controller (BSC), zur Steuerung, Regelung und Überwachung der angebundenen Batterie. Diese Komponente ist als flexibler Grundbaustein konzipiert, der hier zunächst für die konkrete Redox-Flow-Batterie ausgearbeitet wurde. In Folgeprojekten soll der BSC zukünftig dann an die speziellen Anforderungen und Betriebsweisen weiterer Batterietechnologien spezifisch angepasst bzw. die Basisfunktionen entsprechend erweitert werden.
- Systemkonzept entworfen für unterschiedliche Anwendungen und Einsatzfälle, modular aufgebaut und sinnvoll skalierbar.
- Ausgelegt für den Dauerbetrieb bei Nennlast und für Umgebungstemperaturen von -25 °C bis 62 °C insbesondere auch im Außeneinsatz.
- Ausgestattet mit den Grundfunktionen für die geregelte Wirk- und Blindleistungseinspeisung zur Netzstützung. Weitergehende Anforderungen an das Regelungsverhalten des Batteriewechselrichters (AC- und DC-Seitig) können auf dieser Plattform in Zukunft umgesetzt werden bzw. die vorhandenen Regelungsfunktionen entsprechend angepasst oder erweitert werden.
- Die Kommunikation zur Batterie und zur Leittechnik erfolgt über standardisierte Schnittstellen: Hier wird das Kommunikationsprotokoll Modbus®-TCP über Ethernet eingesetzt. Diese Schnittstellen sollen zukünftig dann noch an die speziellen Protokolle bzw. Profile der verschiedenen Batteriemagementsysteme der unterschiedlichen Batterietechnologien und Hersteller sowie an die verschiedenen speziellen Leitstellenprotokolle und Betriebsweisen spezifisch angepasst bzw. erweitert werden.
- Integrierte Sicherheitsfunktionen zur Verhinderung von unzulässigen Betriebszuständen. Insbesondere müssen die vom Batterie Management System (BMS) ermittelten Grenzwerte beim Betrieb des Batteriewechselrichters ständig überwacht und eingehalten werden. Hierzu gehört auch die Überwachung auf einen Ausfall der Kommunikationsverbindung zum BMS. Zu vermeiden sind insbesondere eine zu große Batteriespannung oder eine zu hohe Zelltemperatur, die im schlimmsten Fall, zu einem schweren Störfall führen könnten.
- Anschluss an einen Niederspannungstransformator, der im Rahmen des Projekts definiert wurde, um den Betrieb von großen Batteriespeichern am Verteilnetz zu ermöglichen (die eingesetzte Wechselrichterplattform ist ursprünglich für den Betrieb im Mittelspannungsnetz entworfen worden).

Alle wichtigen Basis-Anforderungen für die Einbindung von großen Batteriespeichersystemen in Verteilnetzen mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und Unterstützung der Sicherstellung einer maximalen Netzstabilität werden durch dieses Batteriewechselrichter-Basisgerät erfüllt. Weitere Funktionalitäten und Verbesserungen können später in zukünftigen Entwicklungsschritten oder Projekten ergänzt werden. Im Konzept ist dies bereits berücksichtigt.

### 2.2.2. Realisierungskonzept

Besondere Ziele bei der Realisierung des Batteriewechselrichtersystems lagen in der Schaffung einer möglichst kostengünstigen und insbesondere robusten Lösung (um eine hohe Zuverlässigkeit und somit geringe Wartungs- und Betriebskosten zu erreichen), einer möglichst universellen Anwendbarkeit, um ein breites Anwendungsspektrum an Einsatzfällen für das Gesamtspeichersystem zu erschließen sowie eines hohen Wirkungsgrades, um die Speicherverluste gering zu halten.

Bei der AC-seitigen Anbindung haben sich die Anpassungsarbeiten auf die entsprechende Anwendungs- und Netzerfordernisse wie die steuerbare Wirk- und Blindleistungseinspeisung fokussiert. Die Regelungsfunktionen wurden gegenüber den ursprünglichen Funktionalitäten der PV-Wechselrichter-Plattform noch um die Regelung von Sollwertvorgaben für Wirkleistung und Blindleistung insbesondere für den 4-Quadrantenbetrieb erweitert.

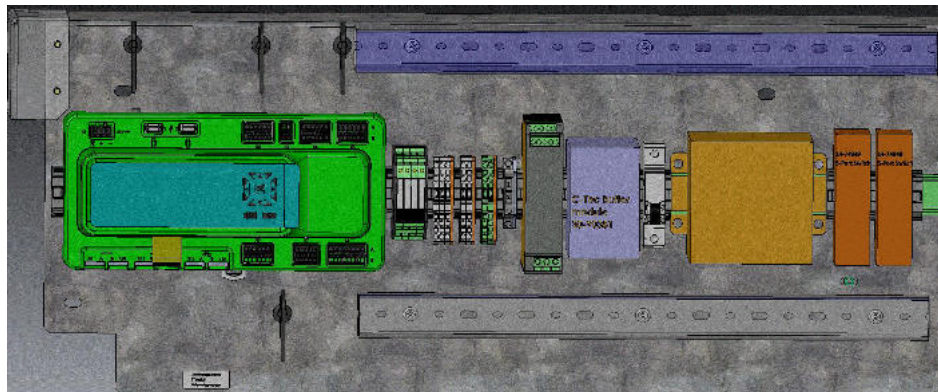
Hinsichtlich des Betriebs von Batterien der unterschiedlichen, hier relevanten Batterietechnologien ist bei Batteriewechselrichtern ein größerer DC-Eingangsspannungsbereich im Vergleich zu PV-Wechselrichtern erforderlich. Da hier DC-seitig statt eines PV-Generators eine Batterie mit einer annähernd linearen Strom/Spannungs-Kennlinie angeschlossen ist, entfällt die Notwendigkeit des MPP-Trackings. Demgegenüber gelten jedoch für Batterien besonders hohe Sicherheitsanforderungen, die es zu erfüllen gilt. Insbesondere sind Spannungs- und Stromgrenzen genau einzuhalten. Das Schaltungskonzept des Batteriewechselrichters ist im Wesentlichen identisch zur Schaltung bei einem konventionellen PV-Wechselrichter. Der Leistungsfluss ist im Unterschied dazu aber bidirektional, weil sowohl Leistung abgegeben als auch aufgenommen werden kann. Hierfür wurden sowohl die Strom- und Spannungsbereiche der Leistungsschnittstelle festgelegt, als auch die Verknüpfung des Batteriemanagementsystems - BMS (insbesondere die Anpassung auf die Redox-Flow Batterietechnologie) mit dem Wechselrichters spezifiziert und die dazu notwendigen Anpassungsarbeiten durchgeführt. Bezüglich den Hardwareanpassungen wurde auch der Battery System Controller - BSC konzipiert und in die Wechselrichterplattform eingebracht. Abbildung 2.7 zeigt den entwickelten Batterie System Controller – BSC als Entwurf.

Insbesondere wurde der im Batterie-Wechselrichter integrierte Battery System Controller, der für die lokale Steuerung, Regelung und Überwachung der angebotenen Batterie zuständig ist, entwickelt und getestet.

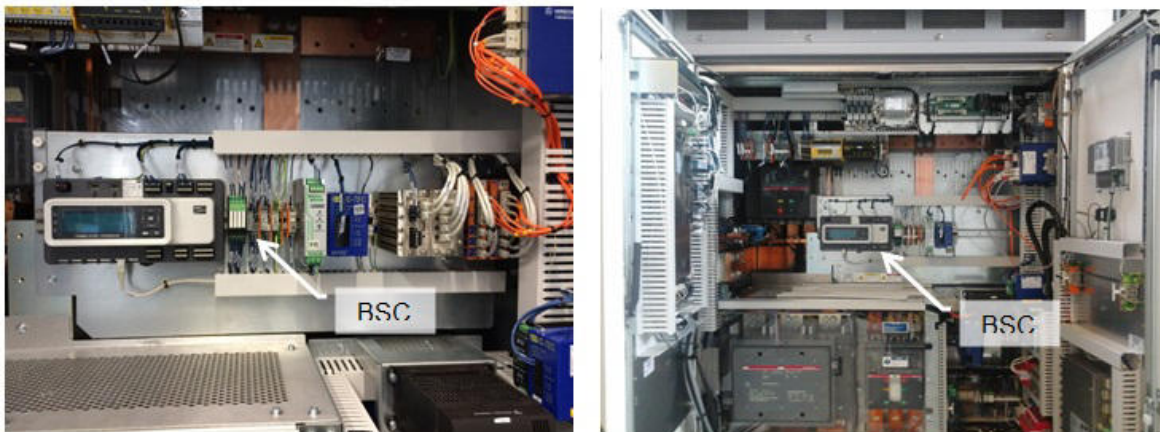
Des Weiteren wurden umfangreiche Labortests für den Batteriewechselrichter spezifiziert und eine hierfür konzipierte Testumgebung aufgebaut. Abbildung 2.8 zeigt den fertigen Prototypen mit der Umsetzung des Batterie System Controllers BSC (in hellgrau in der Mitte des Bildes dargestellt) am DC-Anschlussbereich des Batteriewechselrichters.

Weitere Änderungen gegenüber der ursprünglichen PV-Wechselrichterplattform sind in der Hardware, beispielweise bei der DC-Vorladung, durch Integration des BSC und im Anschlussbereich vorgenommen worden. Die dazu notwendigen Tests wurden erfolgreich durchgeführt und sind damit abgeschlossen. Abbildung 2.9 zeigt die Hardware-Änderungen und Verbesserung im Batteriewechselrichter bezüglich der DC-Vorladung, der Integration des BSC und bezüglich des Anschlussbereichs.

Die Anforderungen an die Funktionen zum Regelungsverhalten und der Betriebsführung wurden ausgearbeitet. Dazu wurde eine Liste von Funktionen (Funktionskatalog) zur Anbindung



**Abbildung 2.7.:** Battery System Controller Design zur Einbringung in den Batteriewechselrichter.



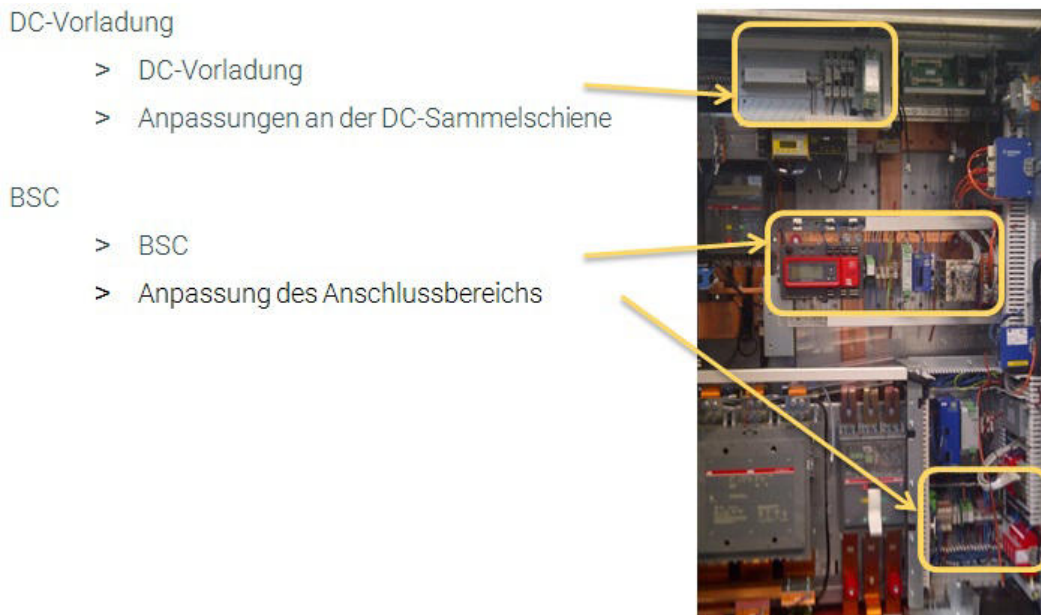
**Abbildung 2.8.:** Batteriewechselrichter (Labormuster) mit Batterie System Controller BSC.

an die Batterie sowie zur Anbindung an das EMS (Energiemanagementsystem, auch für das Verteilnetz über die Leichttechnik) erstellt und in den Umrichter implementiert. Als Konzept für die Kommunikationsanbindungen des Batteriewechselrichterspeichersystems wurde ein allgemeines Kommunikationsmodell (siehe folgendes Schema) entworfen.

Für das Kommunikationskonzept wurden die Signale bezüglich der Schnittstellen (zur Leittechnik und zum Batteriespeicher) festgelegt. Ferner wurden für die Betriebsfunktionen des Batteriewechselrichters die notwendigen Signale und Funktionen auf Softwarebasis an die Anforderungen des Systems angepasst.

Der Funktionskatalog zur Beschreibung der Funktionen und Schnittstellen zur Batterie (BMS zum Wechselrichter und Wechselrichter zum BMSII), sowie die Kommunikation zum EMS (EMS zum Wechselrichter und Wechselrichter zu EMSI) wurden erstellt und implementiert. Abbildung 2.10 zeigt die notwendigen Informationen und den Austausch zwischen den Komponenten.

Für die Betriebsfunktionen des Batteriewechselrichters wurden die notwendigen Signale und Funktionen auf Softwarebasis an die Anforderungen des Systems angepasst. Die verschiedenen Betriebsmoden, also der Betrieb mit konstanter Spannung, mit konstantem Strom, das



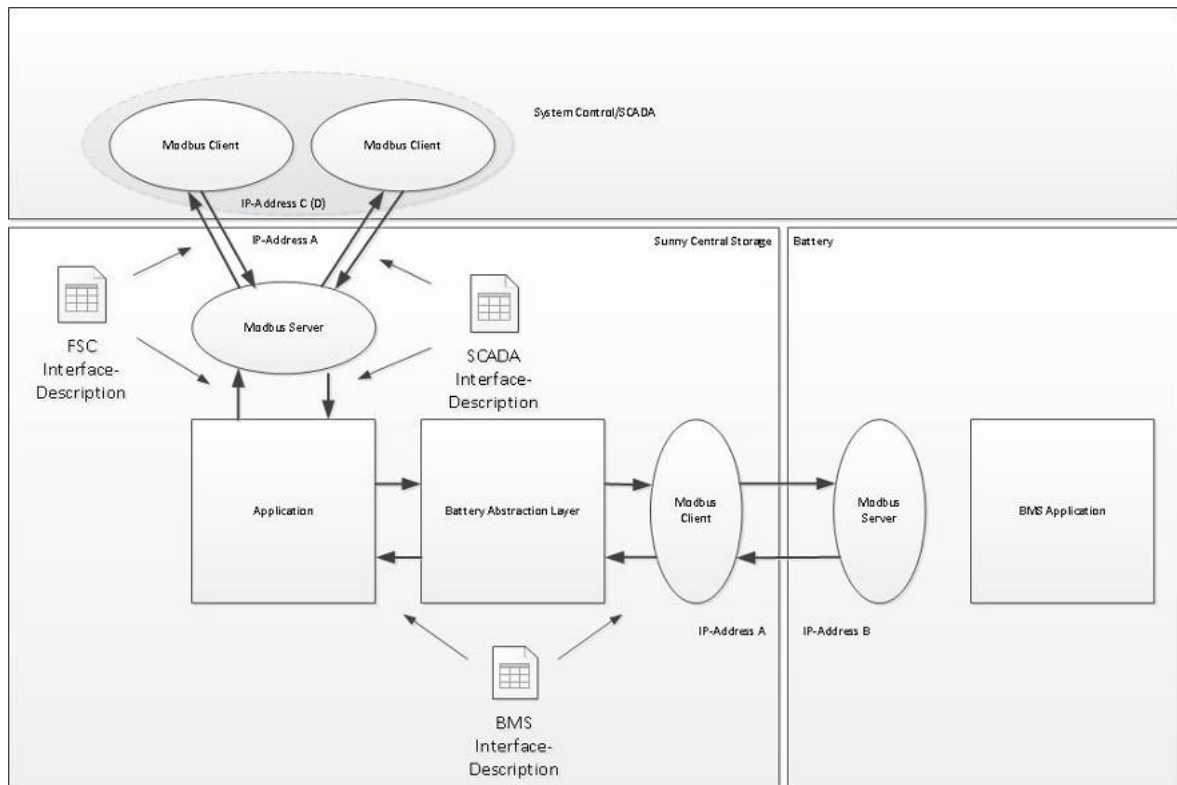
**Abbildung 2.9.:** Durchgeführte Hardware-Änderungen und Verbesserungen im Batteriewechselrichter.

Anlaufverhalten etc. wurden für das Realisierungskonzept definiert. Weitere Funktionen für spezielle Betriebsweisen (wie zum Beispiel konstante Werte von P, Q und U) wurden ebenfalls festgelegt.

Die Informationen bezüglich der Funktionen im Betrieb werden vom Netzbetreiber an den Wechselrichter über das EMS übermittelt. Alle hierfür erforderlichen Schnittstellen inklusive der entsprechenden Alarm- und Fehlersignale wurden entsprechend implementiert. Darüber hinaus wurden alle notwendigen Sicherheitssignale – bezogen auf das Gesamtsystem und dessen Komponenten – mit den Projektpartnern gemeinsam diskutiert und in das aktuelle Gesamtsicherheitskonzept eingearbeitet und in den verschiedenen Komponenten der Partner umgesetzt. Die Anschlüsse des Wechselrichters an die Batterie (EMS/MS und DC/DC Wandler) und an die Leittechnik wurden damit abgeschlossen. Die Betriebszustände im Batteriewechselrichter wurden festgelegt. Abbildung 2.11 zeigt die Zustände und Übergänge „Operating States“ (Betriebszustände) im Wechselrichter.

Ein detailliertes Sicherheitskonzept wurde bezüglich der „Ein-Fehler-Sicherheit“ ausgearbeitet. Dieses Sicherheitskonzept floss in das Design und die Geräteprüfungen (Tests, Verbesserungen und Anpassungen) ein.

Desweiteren wurden das Messkonzept im Batteriewechselrichter für die Pilotanlage und die erforderliche Messtechnik für die spätere Auswertung festgelegt. Die Erfassung innerhalb des Wechselrichters und Speicherung von Daten erfolgt mit einer Auflösung von 1 Sekunde. Dies diente im Wesentlichen der Entwicklungsarbeit und ermöglichte eine detaillierte Fehleranalyse im Rahmen der Entwicklungsarbeiten. Das externe Messsystem diente dazu, die Erfassung von Daten für die spätere Auswertung im Rahmen des Projektes zu ermöglichen. Insbesondere wurden hier die netzrelevanten Daten im Gesamtkontext erfasst. In den nächsten Schritten wurde dann ein detaillierter Plan zur Signalaufnahme erarbeitet. Für die externe Kommunika-



**Abbildung 2.10.:** Kommunikationsschema des Batteriewechselrichtersystems mit Batterie Applikation und der Leittechnik-SCADA.

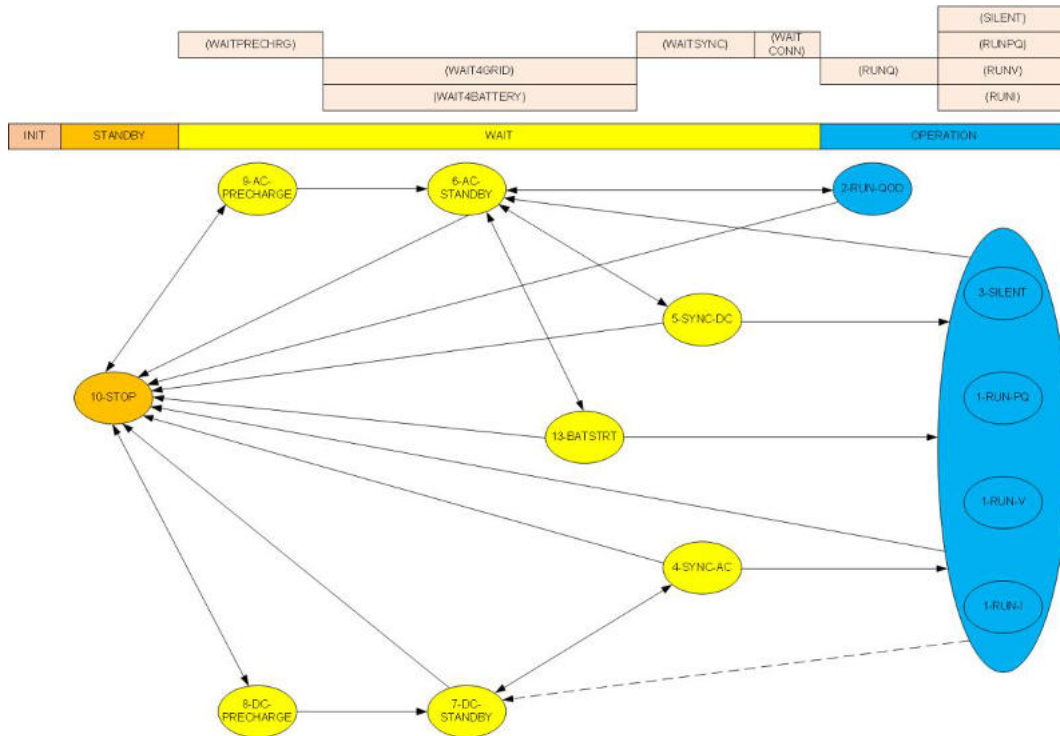
tion zu Diagnosezwecken wurde eine VPN-Schnittstelle für den Wechselrichter sowie für das Batteriemangement als erforderlich eingestuft und hinsichtlich des Dateninhalts spezifiziert. Ebenso wurden die Anforderungen an die Messtechnik und die zu erfassenden Daten im Detail spezifiziert.

Die Anforderungen an den Wechselrichter wurden damit abgeglichen, an die aktuelle Entwicklung angepasst und die entsprechende Realisierung – also der Aufbau eines ersten Funktionsmusters des neu entwickelten Batteriewechselrichters – durchgeführt.

### 2.2.3. Geräteprüfungen

Alle Geräteprüfungen wurden anhand des aufgebauten Funktionsmusters durchgeführt. Abbildung 2.12 zeigt das Funktionsmuster im Prüflabor von SMA. Ein Teil der Tests hat im Projektverlauf im Labor stattgefunden (wie z.B. die Auf- und Entladung der Batterie als grundsätzliche Funktionstests) während andere Tests im Feldversuch ausgeführt wurden (z.B. Tests, die mit voller Leistung ausgeführt wurden).

Für die Prüfungen wurde zunächst ein Planungsdokument zur Beschreibung der Tests erstellt. Dieses beschreibt alle mechanischen und elektrischen Tests, welche der Batteriewechselrichter für eine Nutzung erfüllen muss. Die Durchführung der Prüfungen umfasste insbesondere auch die Implementierung im Testfeld zur Durchführung der Funktionstests. Alle Prüfungen



**Abbildung 2.11.:** „Operating States“ im SCS. Schematische Beschreibung des Betriebsverhaltens des Wechselrichters beim sequenziellen Anlauf von Start bis Betrieb.

gen, welche auch als sogenannte „Typprüfungen“ gelten, die nach neuer Rechtslage auch bei Prototyp-Systemen erfüllt werden müssen, fanden in den Laboren von SMA statt. Anschließend erfolgte die Implementierung im Testfeld sowie die Durchführung der Langzeittests.

Die nächsten anstehenden Schritte waren die Prüfung der Software und die kommunikationstechnische Anbindung der Batterie sowie des Energie-Management-Systems. Ein Test zur Prüfung von weiteren Systemfunktionen wurde zusammen mit den Partnern Yunicos und Gildemeister geplant und auch gemeinsam durchgeführt. Die Durchführung der elektromagnetischen Verträglichkeit-Tests, Klimakammertests und die Dauertests wurden ebenfalls erfolgreich durchgeführt. Die Ergebnisse erfüllen die geforderten Standards.

#### 2.2.4. Anpassarbeiten für die Anbindung der Vanadium-Redox-Flow-Batterie

Zur Anbindung des Wechselrichters an die Redox-Flow-Batterie (von Gildemeister) wurden die dazu notwendigen Anpassungsarbeiten durchgeführt. Diese Arbeiten umfassten im Wesentlichen die Bearbeitung zusätzlicher Anforderungen der Regelungstechnik für die Anbindung der Batterie mittels DC/DC-Wandlern. Dabei musste insbesondere geprüft werden, ob bei der Anbindung der DC/DC Wandler, aufgrund von unterschiedlichen Reaktionszeiten sowie Zeitkonstanten, Regler-Geschwindigkeiten u.a. der Teilkomponenten, Schwingungen und damit Störungen im System auftreten können.

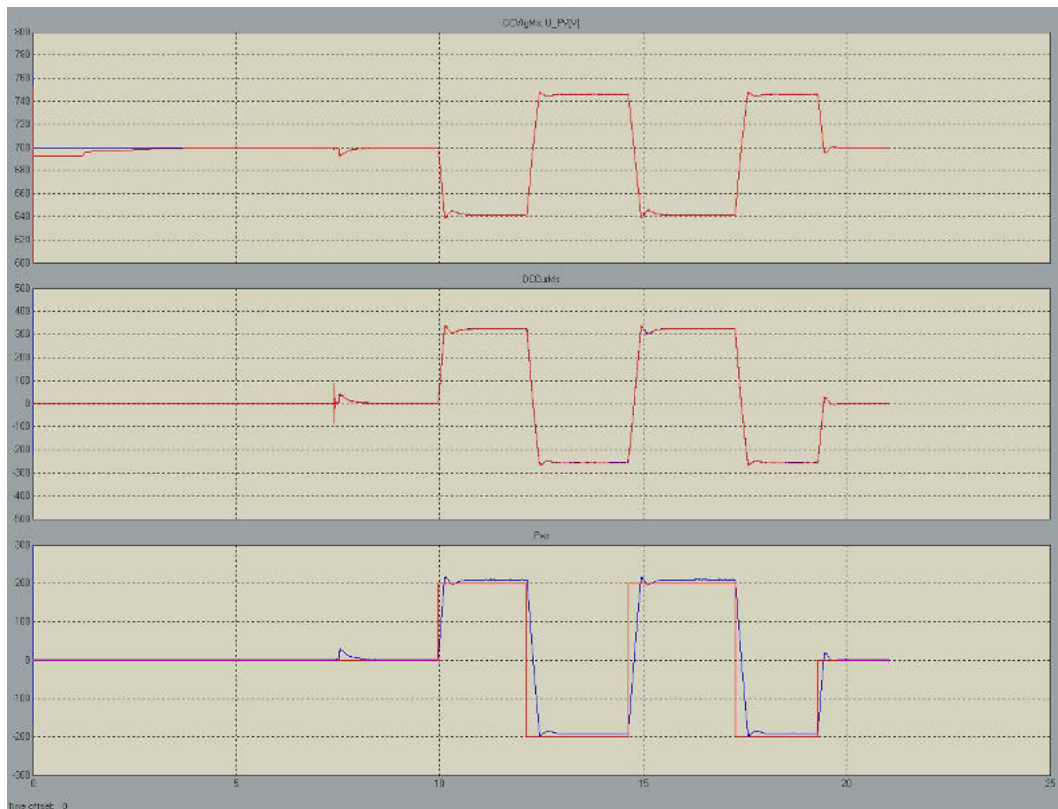
Im ersten Schritt wurde hierfür ein Simulations-Modell konzipiert, um die Stabilität des Systems bzw. der DC/DC-Kopplung zu untersuchen. Darauf aufbauend wurden Voruntersuchun-



**Abbildung 2.12.:** Labormuster Batteriewechselrichter zur Durchführung von Tests.

gen durchgeführt und dazu anwendungsspezifische Modellentwürfe erstellt. Daran anschließend wurde eine Machbarkeitsuntersuchung basierend auf den technischen Informationen über die einzelnen DC-Links und deren Kopplung an die 200 kVA (FB 200) Leistungseinheit der Redox-Flow Batterie durchgeführt. Dazu erfolgte die Entwicklung eines entsprechenden Simulationsmodells und Implementierung in Matlab/Simulink. Hierdurch sollten mögliche Inkompatibilitäten durch Schwingungen und Störungen im Vorfeld identifiziert werden. In der Simulation wurden Leistungssprünge von 200 kW (Laden/Entladen) durchgeführt, die der Leistung von den 80 parallel geschalteten DC-Link-2500 Geräten entsprechen.

Abbildung 2.13 zeigt exemplarisch Simulationsergebnisse der Untersuchungen. Zu erkennen sind die Spannung (oberer Kurvenverlauf), der Strom (mittlerer Kurvenverlauf) und die Leistung (unterer Kurvenverlauf) für die 80 DC-Links (in blau) und für die Klemmern des Umrichters (in Rot). Bei einer Zeitkonstanten von  $\tau=1\text{ms}$  verhält sich das System stabil. Durch die Simulationen konnte gezeigt werden, dass keine Schwingungen oder andere Störungen auftreten werden und dass damit ein stabiler Betrieb des Batteriewechselrichters zu erwarten war.



**Abbildung 2.13.:** Spannungs-, Strom- und resultierende Leistungsverläufe (obere, mittlere, untere Kurve bei einer Reaktionszeit von 1 ms für die Klemmen am Umrichter (rot) und an den DC-Links zu den Batterien (blau)).

### 2.2.5. Aufbau des Labortest im SMA Labor in Niestetal

Zur Prüfung der DC-Schnittstelle zwischen dem Batteriesystem und dem Batteriewechselrichter wurde für die ersten Leistungstests im Testlabor der SMA Solar Technology AG in Niestetal ein projektspezifischer Teststand aufgebaut und in Betrieb genommen. Abbildung 2.14 zeigt die dazu zur Verfügung gestellten DC-seitigen Anpasssteller und die Verbindungstechnik (so genannte DC-Links) des Batterielieferanten Gildemeister (Cellstrom). Somit konnten die batterie-seitigen Funktionen unabhängig von der „realen“ (physikalischen) Anbindung an die Redox-Flow Batterie schon frühzeitig im Labor überprüft werden. Der Ablauf für die neue Anlauf- und Abfahr-Funktion (Start/Stop – sog. Autostart-Prozedur – s.u.) wurde für die DC-Seite im Batterie-Wechselrichter umgesetzt und überprüft.

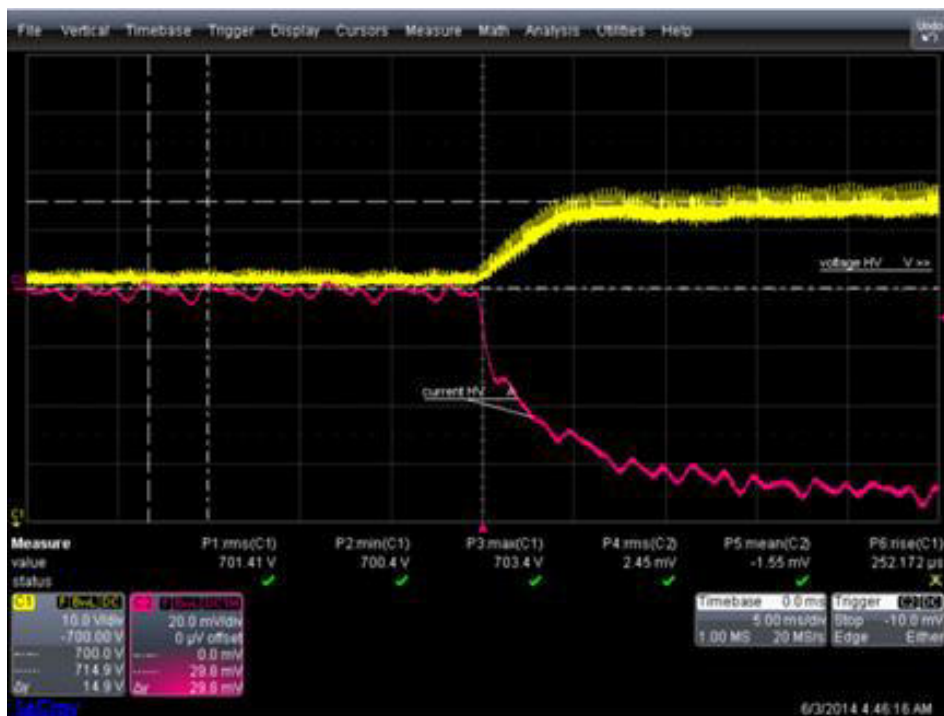
Die Erfassung der gemessenen Daten ermöglichte auch eine Auswertung der Zuverlässigkeit der umgesetzten Funktionen. Ein externes Messsystem wurde dazu als beste Herangehensweise identifiziert. Abbildung 2.15 zeigt die Messergebnisse eines Leistungssprung von 0 kW Leerlauf auf 50 kW Laden. Dabei konnte nachgewiesen werden, dass die Kopplung des Wechselrichters an die DC-DC Wandler nicht kritisch ist.

Ferner wurde das Kommunikationsnetzwerk zwischen Batteriespeicher, Batteriewechselrichter und SCADA-System implementiert, getestet und optimiert. Die Schnittstellen zwischen der





**Abbildung 2.14.:** Überprüfung der erarbeiteten und implementierten Funktionen für das Redox-Flow Batteriespeichersystem im Testzentrum von SMA.



**Abbildung 2.15.:** Messergebnisse Leistungssprung von 0 kW Leerlauf auf 50 kW Laden. Die Hardware-Anbindung an das Batteriesystem wurde durch die Berechnung des Rippels in der Ausgangsspannung und auf Basis der Informationen des Batterieherstellers verifiziert.

SCADA-Schnittstelle im Batteriewechselrichter und der Leittechnik wurden erarbeitet, verbessert und implementiert. Für die Schnittstelle zur Anbindung der Redox-Flow-Batterie an den Betriebsführungsrechner des Batteriewechselrichters (Battery System Controller – BSC) war

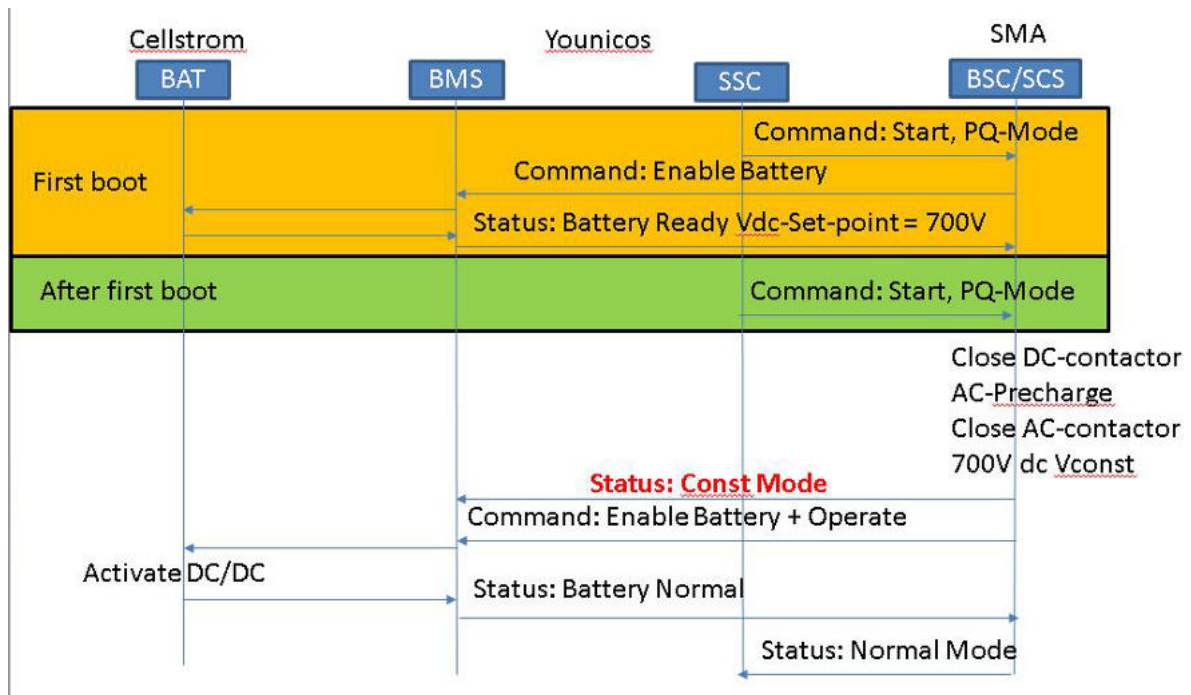
es notwendig, eine Anlaufprozedur, die sogenannte Autostart-Funktion zu implementieren, die für den Betrieb der Batterie zwingend benötigt wurde.

Die Autostart-Funktion erlaubt ein unabhängiges Hochfahren von Batterie und Batteriewechselrichter. Der Wechselrichter verbindet sich mit der Batterie erst, wenn die Batterie bereits einen definierten Betriebspunkt erreicht hat, ihren Anfahrvorgang also abgeschlossen hat. Bis dahin bleibt der DC Zwischenkreis des Wechselrichters von der Batterie getrennt, die Redox-Flow-Batterie ist vor hohen Stromflüssen in die Zwischenkreiskapazitäten des Wechselrichters während ihres eigenen Hochfahrvorgangs geschützt. Abbildung 2.16 zeigt die aktuelle Umsetzung des Ablaufs der Autostart-Funktion.

**Einschalten über den Umrichter:** Der Umrichter erhält den Startbefehl für das System über die SCADA-Schnittstelle. Vom Batteriemanagementsystem bekommt der Batteriewechselrichter den von ihm einzuregelnden DC-Spannungswert. Daraufhin initialisiert der Batteriewechselrichter zunächst die Vorladung des eigenen Zwischenkreises aus der Netzseite, anschließend die Zuschaltung der Netzspannung und nach Abschluss des Hochfahrvorgangs auch die Zuschaltung der Batteriespannung auf den Zwischenkreis. Die Batterie aktiviert ihre DC/DC-Steller und signalisiert dem Batteriewechselrichter, dass er den Normalbetrieb (Zustand „Run“) aufnehmen kann.

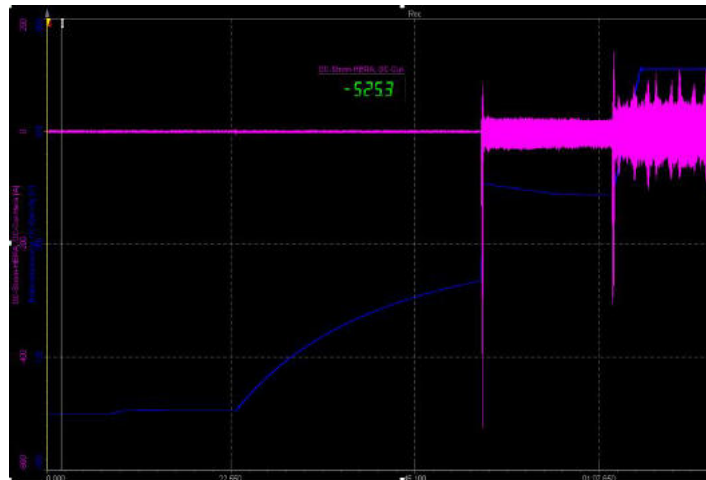
**Im Betrieb:** Der Batteriewechselrichter setzt die geforderten Funktionen, das sind die frequenzabhängige Wirkleistungsregelung  $P(f)$  und spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung  $Q(U)$ , gemäß implementierter Statiken um oder stellt alternativ die von der Leittechnik (SCADA) vorgegebenen Sollwerte für Wirkleistung  $P$  und Blindleistung  $Q$  ein.

**Ausschalten über den Batterie-Wechselrichter:** Der Umrichter beendet über den BSC den Wechselrichterbetrieb.

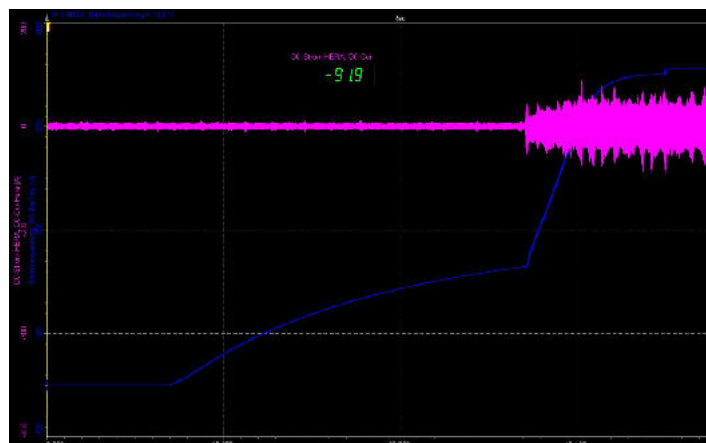


**Abbildung 2.16.:** Umsetzung des Ablaufs der Autostart-Funktion im Batteriewechselrichter.

Als nächster Schritt wurde die Regelungs- und Betriebsführungssoftware spezifiziert und programmiert. Als Ergebnis wurde eine detaillierte Dokumentation (Funktionskatalog und Betriebsmodi) erstellt. Zur Prüfung der Funktionen zur Anbindung der Batterie wurde ein Test geplant. Hierzu wurde durch SMA ein DC-Link-Modul der Firma Cellstrom eingesetzt, um dann in den Laboren von SMA die implementierte Schnittstelle zu testen und zu optimieren. Anschließend wurden die Kommunikationsschnittstellen im System getestet und die Funktionsweise verifiziert (Abbildung 2.17 und Abbildung 2.18).



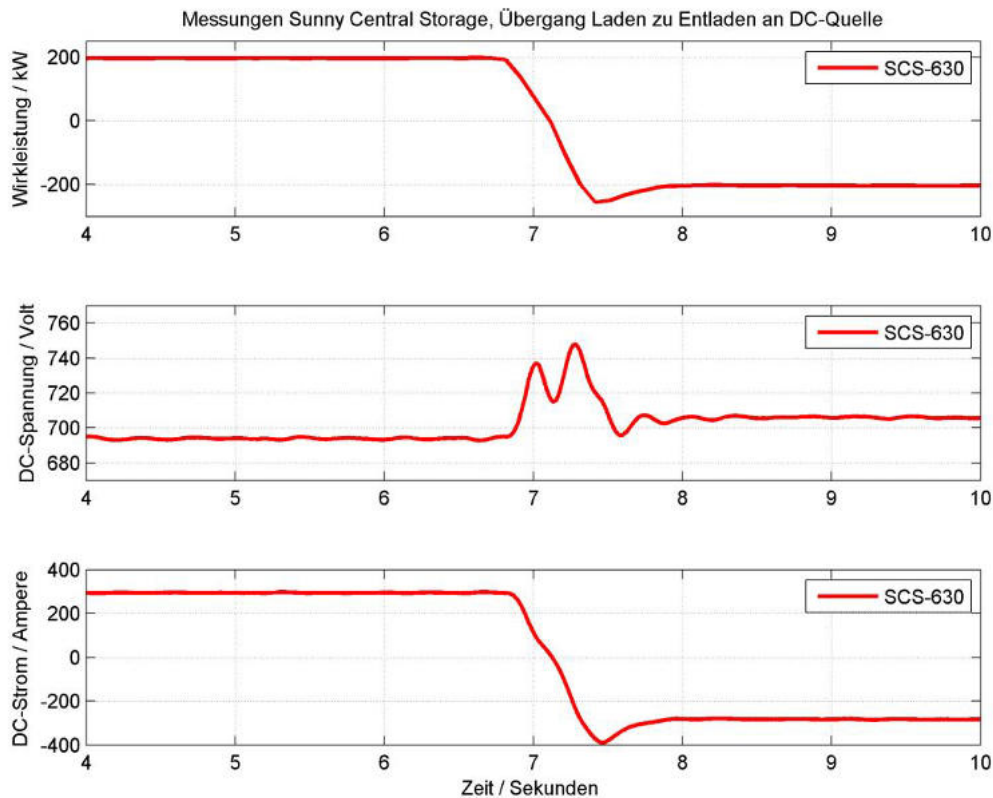
**Abbildung 2.17.:** Erste einfache Prozedur zum Hochfahren des Batteriesystems.



**Abbildung 2.18.:** Implementierte Verbesserungen der Autostart-Funktion. Die DC-Links werden über den Zwischenkreis des Batteriewechselrichters sanft gestartet.

Die weiteren Anpassungsarbeiten haben sich auf den Test und die Prüfung (Funktionstest) der Batterieanbindung fokussiert. Ein weiterer Test wurde zur Prüfung der Stabilität und des Verhaltens des Batteriewechselrichters bei schnellen Leistungswechseln durchgeführt. Damit sollte abgeschätzt werden, ob der DC-Zwischenkreis der Batteriewechselrichterkopplung durch die Regelung der DC-Links gestört werden kann. Da die Regelung der Leistung des DC-Link durch Variieren der Zwischenkreisspannung des Batteriewechselrichters erfolgt, war dies von entscheidender Relevanz.

Abbildung 2.19 zeigt das Lade- und Entladeverhalten im Batteriewechselrichter. Der Übergang von Entladen (+200 kW) zu Laden (-200 kW) findet innerhalb von weniger als einer Sekunde statt. Die Leistungsänderung ist durch einen Gradienten auf hier 100 % der Nennleistung pro Sekunde begrenzt. Trotz der schwankenden DC-Spannung wird die AC-Leistung ohne erkennbares Schwingen eingeregelt.

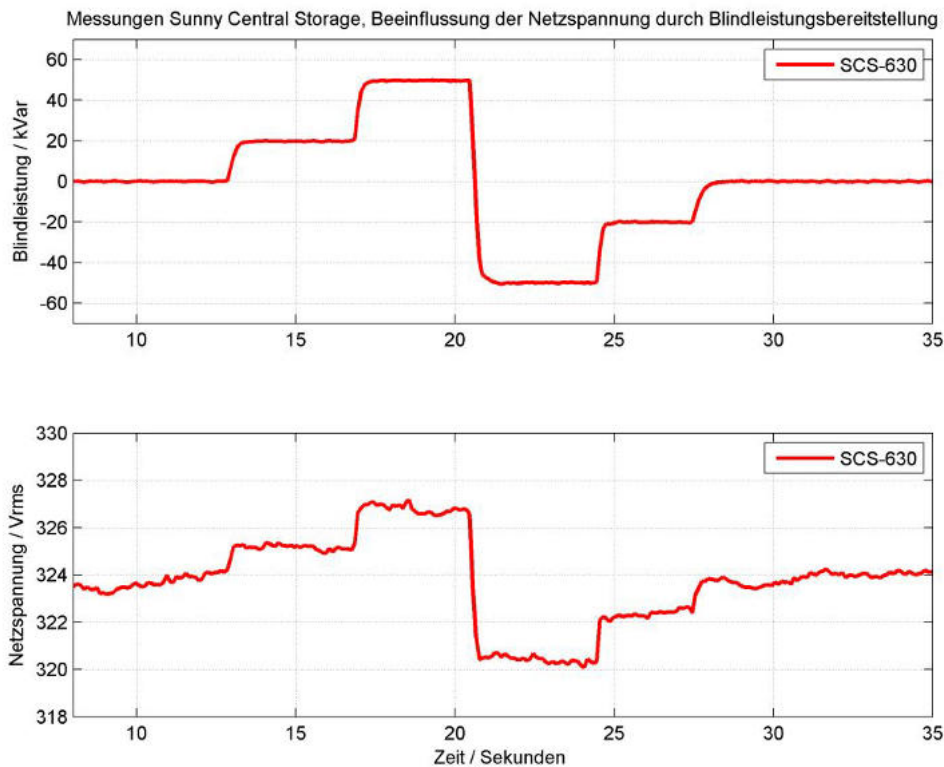


**Abbildung 2.19.:** Exemplarisch sind in dem Bild die Wirkleistung auf der AC-Seite (oben), die DC-Spannung (Mitte) und der DC-Strom (unten) dargestellt. Die DC-Spannung schwankt durch den schnellen Leistungswechsel erheblich, was durch die Regelungsgeschwindigkeit der eingesetzten elektronischen DC-Quelle zu erklären ist. Trotz der schwankenden DC-Spannung wird die AC-Leistung ohne erkennbares Schwingen eingeregelt.

Die Blindleistungsbereitstellung, womit z.B. durch Vorgaben einer Leitstelle Netzspannungsschwankungen kompensiert oder Systemdienstleistungen bereitgestellt werden können, wurde ebenfalls getestet. Die Abbildung 2.20 zeigt die Auswirkung verschiedener Blindleistungswerte auf die Netzspannung (Nennspannung 325 V). Die Größe der Auswirkung ist maßgeblich von der Stärke des jeweiligen Netzanschlusspunktes abhängig und wurde hier exemplarisch im Testzentrum von SMA gezeigt.

Die Kennlinien für die frequenzabhängige Wirkleistungsregelung  $P(f)$  und die spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  wurden von SMA im Batteriewechselrichter parametrierbar und ferngesteuert aktivierbar implementiert. Für den Prozess der Aktivierung über die Leittechnik wurde die Schnittstellenbeschreibung zwischen SMA und dem Projektpartner Youni-

cos abgestimmt und um zwei für diese Funktionen benötigte Parameter ergänzt. Damit ist es nun möglich, die Kennlinien im Batteriewechselrichter über einen Remote-Zugang zu parametrieren. Die Leittechnik kann sie dann aktiv ein und ausschalten.



**Abbildung 2.20.:** Blindleistungsbereitstellung: Vorteilhaft ist, dass auch bei batteriebedingter Wirkleistungsbegrenzung auf 200 kW, die gesamte Scheinleistung von 630 kVA des Batteriewechselrichters für die Kompensation von Schwankungen im Netz genutzt werden kann.

Die spezifische Definition der einzustellenden Werte ist durch die Netzverhältnisse (Belastung, Impedanzen, Kurzschlussleistung etc.) bestimmt und entsprechend vorzugeben, die Vorgabe liegt im Verantwortungsbereich des Projektpartners LVN als Netzbetreiber. Für den Feldtest wurden die Änderungen der Parameter durch SMA auf Anforderung des Netzbetreibers vorgenommen. Die weiteren geplanten Untersuchungen und notwendigen Tests konzentrierten sich auf die Kommunikation des Batteriewechselrichtersystems mit der Leittechnik über das Energy Management System EMS von Yunicos sowie die Kommunikation mit der Redox-Flow-Batterie über das projektspezifische Battery Management System BMS von Yunicos.

Zur Kommunikation wurde ein Graphik-User Interface (GUI) als Weboberfläche eingerichtet, das das Monitoring der Anlage und das Speichern von Daten seitens SMA ermöglicht. Abbildung 2.21 zeigt die Übersichtsseite des aktuellen Standes im Batterie-Wechselrichter.

Die Werte für die Steuerung wurden vom Netzbetreiber an den Wechselrichter über das EMS übermittelt. Alle Schnittstellen inklusive der entsprechenden Alarm- und Fehlersignale wurden fertiggestellt. Die Arbeiten für den Anschluss des Wechselrichters an die Batterie (EMS/MS und DC/DC Wandler) und an die Leittechnik wurden damit abgeschlossen.

Für die externe Kommunikation zu Diagnosezwecken wurde die eingangs definierte VPN-Schnittstelle für den Wechselrichter und das Batteriemangement verwendet.

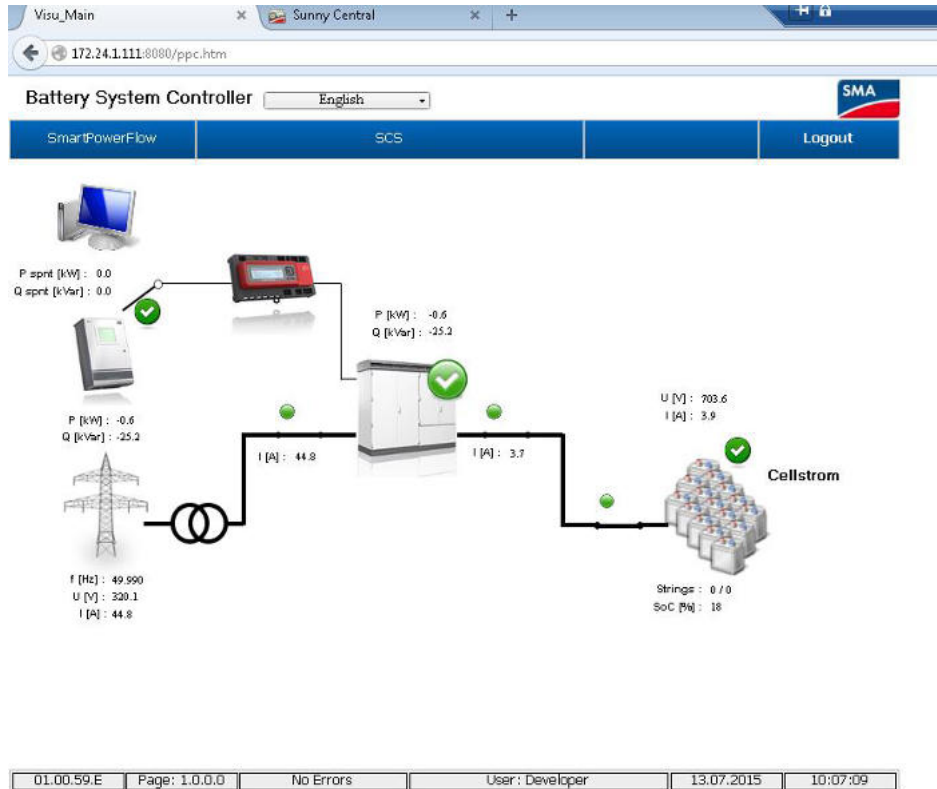


Abbildung 2.21.: GUI-Oberfläche zur Monitoring der Anlage im Tussenhausen.

Ebenso wurden im Vorfeld für die spätere Analyse die Anforderungen an die Messtechnik und die zu erfassenden Daten spezifiziert und umgesetzt. Die Auswertung erfolgt grundsätzlich basierend auf einer 1-Minuten-Auflösung der Daten. Die Daten wurden vom Partner LEW gespeichert und den Partnern für ihre Auswertung und Verifikation zur Verfügung gestellt.

### 2.2.6. Spezifikation des Transformators und der Container-Lösung

Innerhalb dieser Teilaufgabe wurde die Realisierung des projektspezifischen Niederspannungstransformators sowie weitere Anpassungen für die Pilotanlage durchgeführt. Das Anforderungsprofil und das Realisierungskonzept des Niederspannungstransformators wurden dann in Abhängigkeit des ausgewählten Standorts „outdoor und Mischgebiete“ projektspezifisch ausgeführt.

Hier waren bezüglich der Transformatorleistung zwei mögliche Anschlussvariante (250 und 400 kVA) identifiziert worden. Für die finale Installation am Standort, wurden anschließend die Berechnungen für die Dimensionierung der Niederspannungstransformatoren (welcher die AC-Geräteausgangsspannung auf die 400 V Netzspannung im Niederspannungsnetz

transformiert) durchgeführt. Als Lieferant wurde der Transformator-Hersteller Schneider Elektrik GmbH ausgewählt.

Des Weiteren wurde als Aufbaukonzept eine Container-Lösung als die am besten geeignete Möglichkeit ermittelt. Hierbei wird der Wechselrichter und Transformator in einem gemeinsamen Container untergebracht. Folgende Aspekte wurden hierbei für die Spezifikation berücksichtigt:

- Batteriewechselrichter-Sonderversion für einen Niederspannungstransformatoranschluss und Installation in einem Mischgebiet (Lärmschutz)
- Spezifikation und Anschluss des Niederspannungstransformators für den Batteriewechselrichter sowie des Niederspannungsleistungsschalters
- Spezifikation der Verkabelung und Terminierung mit Anschlussklemmen und die Bereitstellung der Kabeldurchführungen
- Niederspannungstransformator als Trockentransformator-Dreiphasentransformator, 2-Wickler, 700 kVA

Eine für den Einsatz am Mittelspannungsnetz konzipierte SMA Containerstation zur Aufnahme des Transformators, der Schaltanlage sowie des Batteriewechselrichters (MVPS) wurde für die Pilotanlage an den Einsatz im Niederspannungsnetz angepasst. Neben dem projektspezifischen Transformator waren die Erdungsschiene sowie der Lärmschutz auf die spezifischen Anforderungen der Installation anzupassen.

### **2.2.7. Installation, Inbetriebnahme und erste Betriebserfahrungen**

Die abschließenden Schritte waren dann die Inbetriebnahme des Wechselrichters (Abbildung 2.22), der Software und die erfolgreiche kommunikationstechnische, elektrische sowie regelungstechnische Anbindung der Batterie. Für die Inbetriebnahme im Feld wurde das notwendige Abnahme- bzw. Annahmeprotokoll erarbeitet und dann für das gesamte Batteriesystem des Projektes SmartPowerFlow erfolgreich abgearbeitet.

Bestimmte Schutzeinrichtungen auf der Gleichspannungsseite, z.B. DC-Sicherungen oder gezielte Potenzialverschiebung gegen das Erdpotenzial („Softgrounding“), wie sie für PV-Systeme verwendet werden, sind in dieser Applikation nicht erforderlich und wurden daher im Batteriewechselrichter nicht verbaut. Der Wechselrichter erfüllt die Norm EN 61000-6-4 bezgl. Störaussendung für den Industriebereich. Der Übersichtsplan der DC-Seite wurde für das Projekt SmartPowerFlow ergänzt. Das Gehäuse des Wechselrichters ist an den Fundamentanker angeschlossen. Die elektrischen Potentiale im Leistungspfad sind bei dem Wechselrichter in Tüsenhausen nicht geerdet. Aus Sicherheitsgründen wird daher eine Isolationsüberwachung eingesetzt, wie sie vergleichbar auch in ungeerdeten PV-Systemen Verwendung findet.

Die Kennlinien für die frequenzabhängige Wirkleistungsregelung  $P(f)$  und die spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  sind im Batteriewechselrichter parametrierbar und ferngesteuert aktivierbar implementiert. Dies wurde ebenso wie die direkte Vorgabe von Wirk- und Blindleistung getestet. Dabei wurden verschiedene Arten der Regelung zur Einspeisung aller Kombinationen von Wirk- und Blindleistung (vollständiger Vierquadranten-Betrieb) unter realen Bedingungen demonstriert. Im Feld sind die neue Autostart-Funktion sowie das Vollladen



**Abbildung 2.22.:** Offizielle Einweihung des Speichersystems in Bayern. Im Vordergrund die umgebaute SMA-Containerstation „MVPS - Medium Voltage Power Station“ für den Batteriewechselrichter und im Hintergrund das Redox-Flow-Batteriesystem.

und Entladen der Redox-Flow Batterie mit 200 kW reibungslos in Betrieb genommen worden. Die Funktion der Blindleistungsbereitstellung konnte ebenfalls vor Ort nachgewiesen werden. Die Frequenzmessung im Batteriewechselrichter wurde ebenfalls überprüft. Sie wird im Wechselrichter auf 4 mHz aufgelöst.

Um die vor Ort installierten physischen Netzwerke für die Datenübertragung zwischen Batterie und Batteriewechselrichter auch Remote nutzen zu können, wurde ein sogenannter VPN-Tunnel implementiert. Ein Router wurde hier für den externen Zugang nachgerüstet. Damit konnte der „Remote-Service“ nach der Inbetriebnahme für den Batterie-Wechselrichter für die Betriebszeit gewährleistet werden.

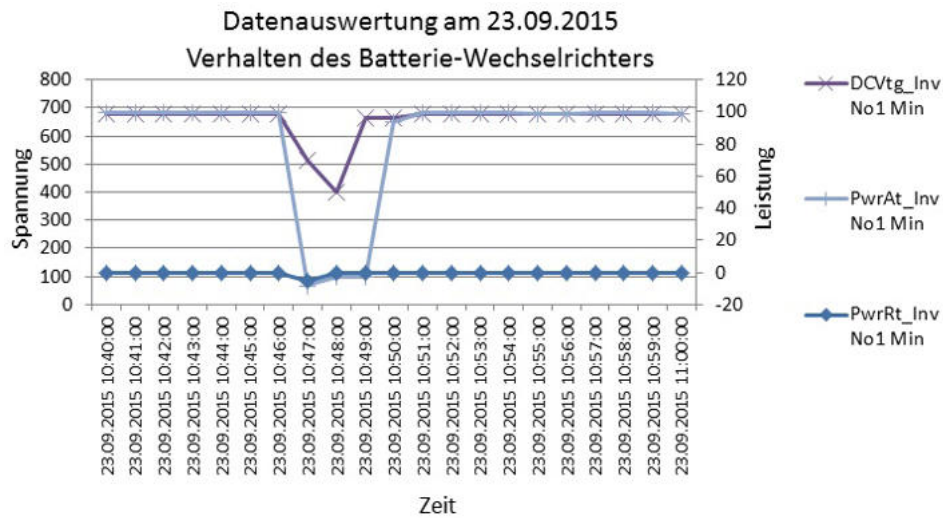
Die gespeicherten Log-Daten im Batterie-Wechselrichter konnten dank des erarbeiteten und überprüften Kommunikationskonzeptes ohne Probleme aus der Ferne abgerufen werden. Basierend auf den Messdaten konnte z.B. ein zunächst nicht erklärbares Verhalten aufgeklärt werden. Beispielsweise wurde am 23.09.15 um 10:47 ein „Stopp-Signal“ an den Batterie-Wechselrichter gesendet, welches das Herunterfahren der Leistung des Batterie-Wechselrichters verursacht hat. Der Umrichter hat sich daraufhin ordnungsgemäß von der Batterie getrennt. Hierfür wurden die Leistungs- und die Spannungswerte an diesem Tag untersucht. Abbildung 2.23 zeigt, wie beim Batterie-Wechselrichter nach dem „Stopp-Signal“ die Werte der Wirkleistung ( $P_{wrAt\_InvNo1Min}$ ) und folglich die Spannungswerte ( $DCV_{tg\_InvNo1Min}$ ) gesunken sind. Um 10:49 wurde das „State PQ“-Signal gesendet. Daraufhin hat der Wechselrichter die Leistung wieder hochgefahren. Die Auflösung der Log-Daten beträgt eine Sekunde.

An diesem Beispiel konnte die implementierte „Stopp-Sequenz“ überprüft werden, welche zusammen mit Yunicos als „Start-Stopp Ablauf“ implementiert worden war.

Der im Projekt entwickelte neue Batteriewechselrichter wurde damit als ein zunächst nur für die Redox-Flow Batterietechnologien realisiertes Basis-Gerät fertiggestellt und erfolgreich ge-



testet und qualifiziert. Er steht nun als Grundbaustein für entsprechende weiterführende Forschungsarbeiten (sowohl Einsatz in wissenschaftlichen Pilotvorhaben wie auch die experimentelle Erweiterung um zusätzliche Funktionalitäten) sowie als Ausgangsbasis für die Weiterentwicklung zum Serienprodukt für das Projektgeschäft mit seinen projektspezifischen Anpassungen zur Verfügung. Dieses Basis-Gerät wird in Folgeprojekten technisch weiter verbessert, um zusätzliche Funktionalitäten ergänzt und für den Einsatz mit anderen Batterietechnologien erweitert werden.



**Abbildung 2.23.:** Werte im Batterie-Wechselrichter zur Erkennung des „Stop“-Signal“: Dabei sind die Wirkleistung (PwrAt\_InvNo1Min) sowie die Spannung (DCVtg\_InvNo1Min) dargestellt.



## 3. Modellierung des Installationsortes des Batterieprototyps

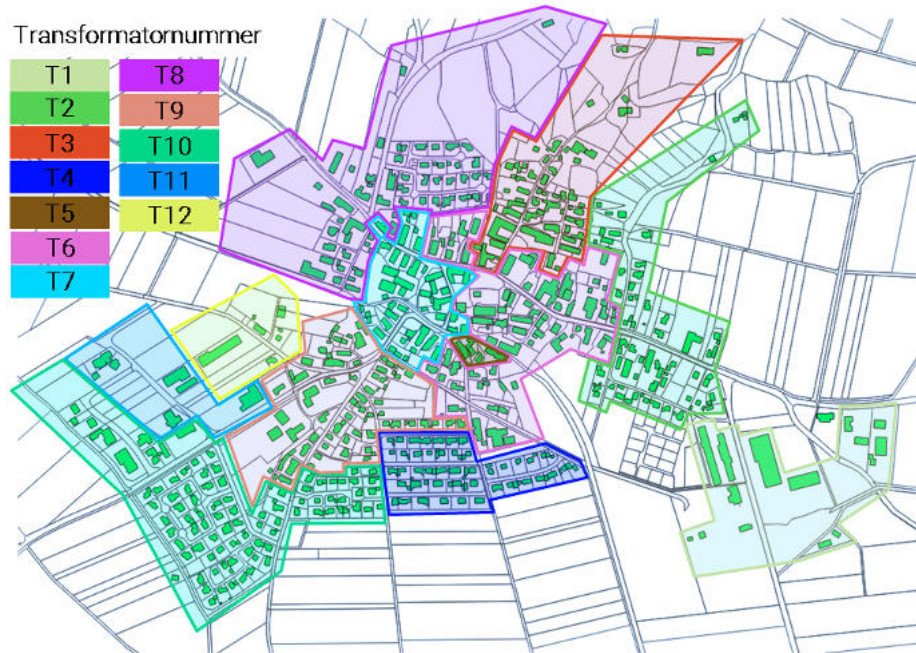
In diesem Kapitel wird die Modellierung des Installationsortes des Batterieprototyps beschrieben. In diesem Zusammenhang wird zu Anfang in Kapitel 3.1 die Modellierung des lokalen Stromnetzes in einer Netzsimulationssoftware (MATPOWER [32]) erläutert. Nachfolgend dazu wird in Kapitel 3.2 die im Projekt entwickelte und angewendete Methodik zur Erstellung eines PV-Ausbaupfades für die Modellregion präsentiert.

### 3.1. Abbildung des Stromnetzes am Installationsort

Der Batterieprototyp ist an die Sammelschiene eines in dem Ort Tussenhausen in Bayrisch-Schwaben liegenden Niederspannungsnetzes angeschlossen (vgl. Kapitel 2). Für die Modellierung des Installationsortes wird der gesamte Mittelspannungsabgang, in dem der Batterieprototyp angeschlossen ist, betrachtet. An den MS-Abgang mit einer Gesamtleitungslänge von 20,2 km sind insgesamt 44 Niederspannungsnetze, auch Ortsnetze genannt, angebunden, wobei 12 der Niederspannungsnetze innerhalb von Tussenhausen liegen. Die 12 in Tussenhausen liegenden Ortsnetze werden detailliert simuliert, wohingegen die Lasten und Erzeugungsanlagen der weiteren 32 Niederspannungsnetze je Niederspannungsnetz als eine Last bzw. eine Erzeugungsanlage aggregiert abgebildet werden. Der betrachtete MS-Abgang ist über einen 110 kV/20 kV Transformator mit dem übergelagerten HS-Netz verbunden. Das Übersetzungsverhältnis des HS/MS-Transformators ist so eingestellt, dass eine Spannung von 1,03 p.u. auf der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk erreicht wird. Der für die Lastflussberechnung benötigte Bilanzknoten (englisch Slack) auf der Hochspannungsseite des HS/MS-Transformators ist so eingestellt, dass die Spannung  $U$  und der Phasenwinkel  $\varphi$  bekannt sind.

#### Lasten

In dem Simulationsmodell werden insgesamt 470 Lasten abgebildet. Diese setzen sich aus 441 in Tussenhausen angeschlossenen Lasten sowie 29 in den weiteren 44 Niederspannungsnetzen angeschlossenen Lasten zusammen. Für die 441 hausanschluss-scharf aufgelösten Lasten in Tussenhausen werden Standardlastprofile des BDEW [33] in Einminutenzeitschritten verwendet. Die Verteilung der verschiedenen Lastprofile ist folgendermaßen: 264 Haushalte mit dem H0 Haushaltsstandardlastprofil, 38 Gewerbebetriebe mit dem allgemeinen Gewerbelastprofil G0 sowie 35 Landwirtschaftsbetriebe mit dem allgemeinen Lastprofil für Landwirtschaftsbetriebe L0. Zusätzlich werden für 4 Haushalte, in denen Wärmepumpen installiert



**Abbildung 3.1.:** Niederspannungsnetzgebiete in Tussenhausen.

sind, Wärmepumpenprofile aus [34] verwendet. Die Lastprofile sind auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh normiert. Zur Skalierung aller Lastprofile werden gemessene Jahresverbräuche aus dem Jahr 2013 verwendet. Der Jahresstrombedarf des gesamten Ortes beträgt rund 3,73 GWh.

Für die 29 aggregiert betrachteten Lasten wird ebenfalls das Haushaltsstandardlastprofile H0 verwendet. Zur Dimensionierung der einzelnen Lasten wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor verwendet, der durch eine Analyse von 17 Mittelspannungsabgängen aus 11 Übertragungsnetzen im Übertragungsnetzgebiet des Übertragungsnetzbetreibers bestimmt wurde und bei 17 % der Bemessungsscheinleistung der MS/LS Transformatoren liegt. Dieser Wert ist ähnlich dem in [3] bestimmten Gleichzeitigkeitsfaktor von 15 % ist.

Alle Lasten werden als PQ-Knoten abgebildet, mit einem fixen  $\cos\varphi$  von 0,97.

### Dezentrale Energieerzeugungsanlagen

Die in den betrachteten Mittelspannungsabgang einspeisenden dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) setzen sich aus 139 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 7,7 MVA, 4 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 0,51 MVA sowie einer Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 0,35 MVA zusammen. Bei den PV-Anlagen wird analog zu den Lasten zwischen hausanschluss-scharf betrachteten PV-Anlagen in den 12 detailliert simulierten Ortsnetzen sowie aggregiert betrachteten PV-Anlagen in den anderen 44 Niederspannungsnetzen unterschieden. Bei den hausanschluss-scharf betrachteten Anlagen handelt es sich um 119 Anlagen.

Das verwendete PV-Einspeiseprofil basiert auf minütlichen Messwerten aus den Jahren 2013 und 2014 einer PV-Anlage in einem 10 km von Tussenhausen entfernt liegenden Ort. Die Anlage hat eine Südausrichtung und eine Nennleistung von 107 kW<sub>p</sub>. Das Einspeiseprofil wird auf eine Nennleistung von 1 kW<sub>p</sub> normiert und zur Skalierung mit der Nennleistung der jeweiligen PV-Anlage multipliziert. Um verschiedene Ausrichtungen, Verschattung der Anlagen etc. zu berücksichtigen, wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor, wie in [35] definiert, berücksichtigt und basierend auf Berechnungen aus [16] auf 85 % gesetzt. Zudem wird die Leistung der PV-Wechselrichter auf 85% der Anlagenleistung festgelegt.

Für die Wasserkraftanlagen wird ein normiertes Einspeiseprofil basierend auf Einspeiseprofilen mehrerer süddeutscher Wasserkraftanlagen, veröffentlicht auf der EEX Transparency Platform [36], verwendet. Die Einspeiseleistung des Biogas-BHKW wird auf der Basis des Einspeiseprofiles einer Biogasanlage in Oberbayern im Zeitraum von 2012 bis 2014 für jeden Zeitschritt mit voller elektrischer Leistung von 0,35 MVA angenommen.

### Transformatoren

Die 12 in Tussenhausen liegenden Ortsnetze sind über MS/LS Transformatoren (20 kV/0,4 kV) an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Die Bemessungsscheinleistungen der einzelnen Transformatoren können Tabelle 3.1 entnommen werden. Die von den Transformatoren versorgten Niederspannungsnetzgebiete sind in Abbildung 3.1 dargestellt.

**Tabelle 3.1.:** MS/NS-Transformatoren in den 12 detailliert betrachteten Ortsnetzen

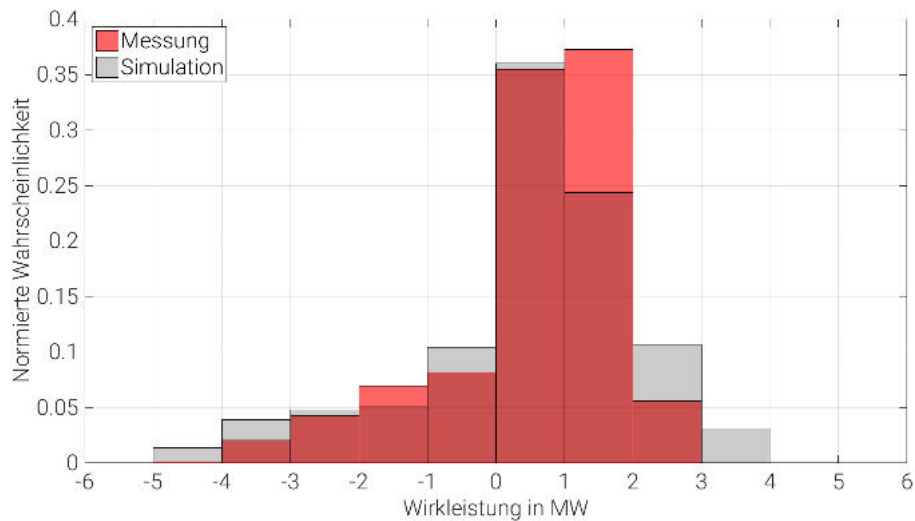
Bemessungsscheinleistung der Transformatoren in kVA											
T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
1000	160	160	250	160	400	250	160	400	400	400	250

### Leitungen

Die Lasten, dezentralen Energieerzeugungsanlagen und Transformatoren sind durch insgesamt 1210 Leitungen verbunden. Eine Übersicht über die drei häufigsten Leitungstypen und Längen für das Verteilnetz gibt Tabelle 3.2. Das R/X-Verhältnis der 12 Niederspannungsnetze in Tussenhausen variiert zwischen 2,3 für das Netz T9 und 5,9 für das Netz T7 (Siehe Abbildung 3.1) mit einem mittleren Wert von 3,5.

**Tabelle 3.2.:** Häufigste Leitungstypen in der Nieder- und Mittelspannung des betrachteten Mittelspannungsabgangs

Typ	Niederspannung			Mittelspannung		
	NAYY	NYY	NAYY	NA2XS2Y		
Durchmesser in mm <sup>2</sup>	70	95	150	150	185	300
Länge in km	5,6	3,7	5,7	10,1	2,1	4,7



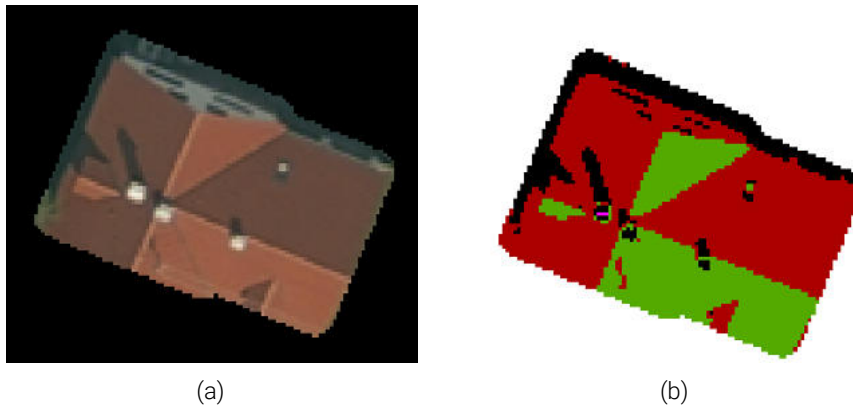
**Abbildung 3.2.:** Histogramm der Wirkleistung an der MS-Sammelschiene.

### Modellvalidierung

Zur Validierung des Simulationsmodells wird die für ein Jahr in Minutenzeitschritten simulierte Wirkleistung an der MS-Sammelschiene mit Messwerten aus dem Jahr 2015 verglichen. Die Häufigkeitsverteilungen der simulierten sowie gemessenen Wirkleistung sind in Abbildung 3.2 dargestellt. Daraus geht hervor, dass die simulierten Werte gut mit den gemessenen Werten korrelieren, jedoch in der Simulation zeitweise höhere Leistungen an der Sammelschiene und damit extremere Netzsituationen bestehen.

## 3.2. Erstellung eines PV-Ausbaupfades für den Installationsort

Zur späteren Bestimmung der Netzaufnahmefähigkeit der betrachteten Ortsnetze muss eine örtlich aufgelöste Prognose über zukünftig in die Netze einspeisende dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) vorgenommen werden. Da PV-Anlagen im Netzgebiet der LVN den mit in den letzten Jahren stark steigender Tendenz größten Anteil der gesamt installierten Leistung ausmachen (Siehe Abbildung 1.1) und größere DEA zumeist in die Mittelspannung einspeisen, wird sich hier auf die Erstellung eines Ausbaupfades für PV-Aufdachanlagen beschränkt. Dieser wird basierend auf der Auswertung von Orthofotos sowie Zielen der Bayerischen Staatsregierung zum Anteil EE an der Stromerzeugung erstellt. Es werden frei zugängliche Daten und Software verwendet, sodass die Methodik auch auf andere Orte angewendet werden kann. Die einzelnen Schritte werden im Folgenden näher erläutert. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise sowie aller Eingangsdaten liefert [37].



**Abbildung 3.3.:** Original Orthofoto verschnitten mit Gebäudegrundfläche (a) sowie (b) Ergebnis der Klassifikation [schwarz=verschattet, pink=Dachaufbau, grün=geeignet, rot=ungeeignet].

### Identifikation und Isolation infrage kommender Dachflächen

In einem ersten Schritt wird der Status Quo des PV-Ausbaus analysiert. Dazu werden die online frei verfügbaren, georeferenzierten Daten des Bayerischen Energie Atlas [38] zu bestehenden PV-Anlagen verwendet. Diese werden mit Liegenschaftskarten, bereitgestellt von der LVN als PDF-Datei, verschnitten, sodass die bestehenden Anlagen Gebäuden zugeordnet werden können. Diese Gebäude werden von der folgenden Pixel basierten Bildanalyse zur Identifikation geeigneter Dachflächen ausgeschlossen. Die restlichen Gebäude werden als Maske für die Isolation der infrage kommenden Dächer verwendet. Die Bildanalyse wird damit nur auf Dachflächen angewendet und Flächen außerhalb der Gebäude nicht ausgewertet. Für die Bildanalyse werden zum einen kostenpflichtige Orthofotos der Bayerischen Vermessungsverwaltung mit einer Auflösung von 0,2 m [39] sowie kostenfreie Google Earth™ Orthofots mit einer Auflösung von 0,4 m ausgewertet. Ein Beispiel eines mit einer Gebäudegrundfläche verschnittenen Orthofots zeigt Abbildung 3.3(a).

### Berechnung der geeigneten Dachfläche

Zur Identifizierung der für die Installation einer PV-Anlage geeigneten Dachfläche für jedes Gebäude wird eine manuelle Klassifikation (auch überwachte Klassifikation genannt) der isolierten Orthofots vorgenommen. Ziel ist es, vier Bereiche zu identifizieren: (1) verschattete Bereiche, (2) Bereiche mit Dachaufbauten wie Schornsteine, Antennen etc., (3) geeignete Flächen, (4) aufgrund der Ausrichtung ungeeignete Flächen. Um eine Methodik basierend auf frei zugänglichen Daten und Open-Source-Software zu erhalten, wird für diesen Schritt die Erweiterung der halbautomatischen Bildklassifikation des Open-Source-Geografischen-Informationssystems QGIS [40] genutzt. Das Ergebnis der Klassifikation, beispielhaft dargestellt in Abbildung 3.3(b), wird zu Vektordaten konvertiert und die potenzielle Dachfläche dem jeweiligen Gebäude zugewiesen. Die Ausrichtung des Daches sowie die Neigung werden ebenfalls mittels der Orthofotos ermittelt und dem jeweiligen Dach zugeordnet.

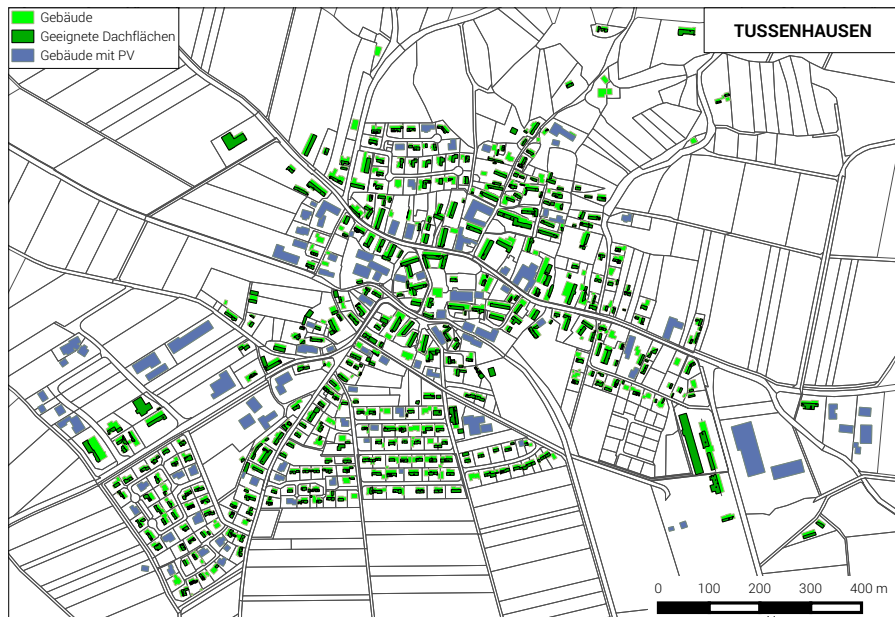
## **Berechnung des PV-Jahresertrags und Erstellung des prognostizierten Ausbaupfades**

Der Jahresenergieertrag jeder PV-Anlage wird mittels des Open-Source-Python-Tools pvlib-python [41] über die Größe, Ausrichtung, Neigung und Typ der jeweiligen PV-Anlage sowie Wetterdaten berechnet. Die verwendeten Wetterdaten stammen aus dem CoastDat2 Datensatz des Helmholtz-Zentrum Geesthacht [42]. Jeder PV-Anlage wird basierend auf dem spezifischen Erzeugungspotenzial, sprich dem Verhältnis aus Jahresenergieertrag und installierter Leistung (in kWh/kW<sub>p</sub>), ein Ausbaurang zugewiesen, wobei die Anlage mit dem größten spezifischen Erzeugungspotenzial den Ausbaurang eins zugewiesen bekommt usw. Im nächsten Schritt wird basierend auf Zielen der Bayerischen Staatsregierung jeder PV-Anlage ein Ausbaujahr zugeordnet. Ziel der Staatsregierung ist es, den Anteil von Strom aus PV-Anlagen von 9,1 % im Jahr 2012 auf 22-25 % im Jahr 2025 zu erhöhen [43]. Die installierte PV-Leistung muss damit etwa um den Faktor 2,5 steigen. Für Tussenhausen bedeutet dies ein Anstieg der PV-Leistung von 1828 kW<sub>p</sub> auf 4579 kW<sub>p</sub>. Zwischen den Jahren 2012 und 2025 wird ein linearer PV-Ausbau angenommen.

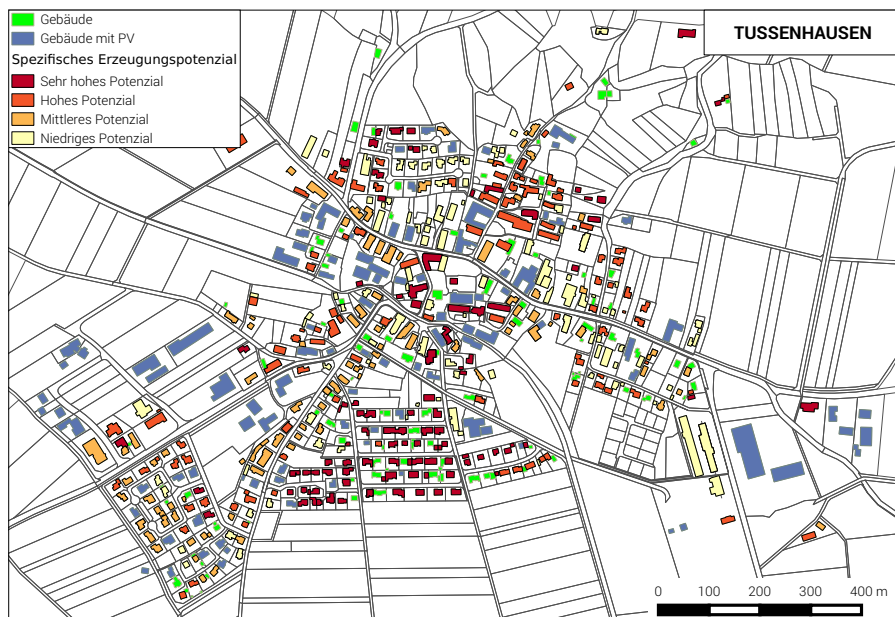
## **Ergebnisse**

Im Jahr 2012 waren auf 86 von 604 Gebäuden in Tussenhausen PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 1828 kW<sub>p</sub> installiert. Die Klassifikation der Orthofotos der Bayerischen Vermessungsverwaltung sowie von Google Earth™ ergab, dass rund 80 % der restlichen Gebäude für die Installation einer PV-Anlage geeignete Dachflächen mit mehr als 6 m<sup>2</sup> aufweisen. Von den Dachflächen der geeigneten Gebäude eignen sich etwa 40 % für PV-Anlagen. Diese Flächen sind in Abbildung 3.4(a) dargestellt. Es ergibt sich damit ein technisches PV-Potenzial von 5112 kW<sub>p</sub>, mit installierten Leistungen zwischen 1 kW<sub>p</sub> und 130 kW<sub>p</sub>. Abbildung 3.4(b) zeigt das ermittelte spezifische Erzeugungspotenzial der einzelnen Gebäude, über welches die Zuordnung des Ausbaurangs erfolgt. Nach dem prognostizierten Ausbaupfad werden zwischen 2012 und 2025 auf 203 Gebäuden mit dem höchsten spezifischen Ertrag PV-Anlagen installiert (siehe Abbildung 3.5). Für die restlichen 208 geeigneten Gebäude wird eine gleichbleibende Ausbaurrate angenommen, sodass bis 2040 auf allen geeigneten Dachflächen PV-Anlagen installiert sind.



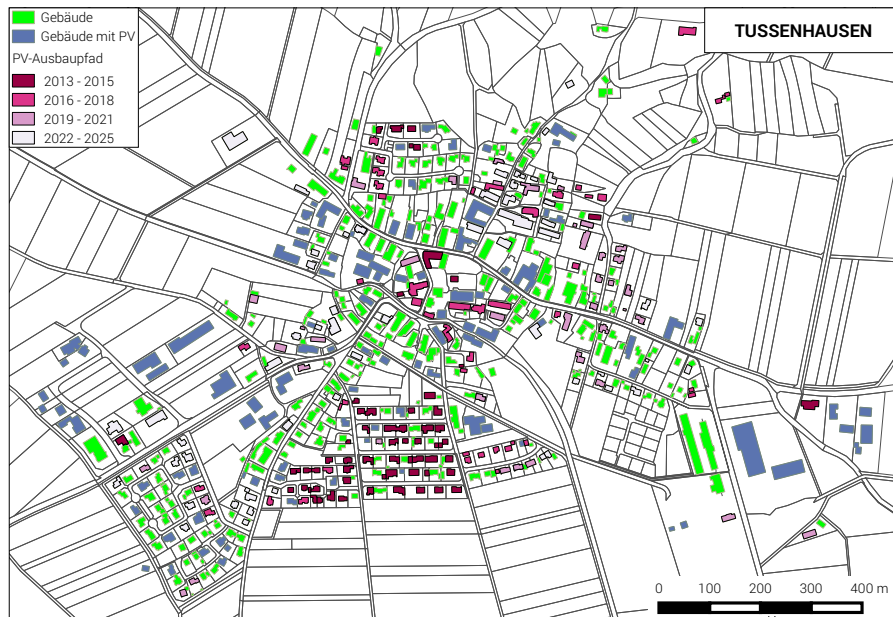


(a)



(b)

**Abbildung 3.4.:** Für die Installation von PV-Anlagen geeignete Dachflächen (a) sowie spezifisches Erzeugungspotenzial (b).



**Abbildung 3.5.:** PV-Ausbaupfad für die Jahre 2013 bis 2025.

## 4. Marktgetriebener Einsatz des Batterieprototyps

Im folgenden Kapitel wird der marktgetriebene Einsatz des Batterieprototyps analysiert. In diesem Kontext werden zunächst potentielle Geschäftsmodelle für Großbatterien identifiziert und bewertet (Kapitel 4.1). Im Anschluss daran werden die Geschäftsmodelle für den Einsatz des Batterieprototyps verglichen (Kapitel 4.2).

### 4.1. Analyse potentieller Geschäftsmodelle für Großbatterien

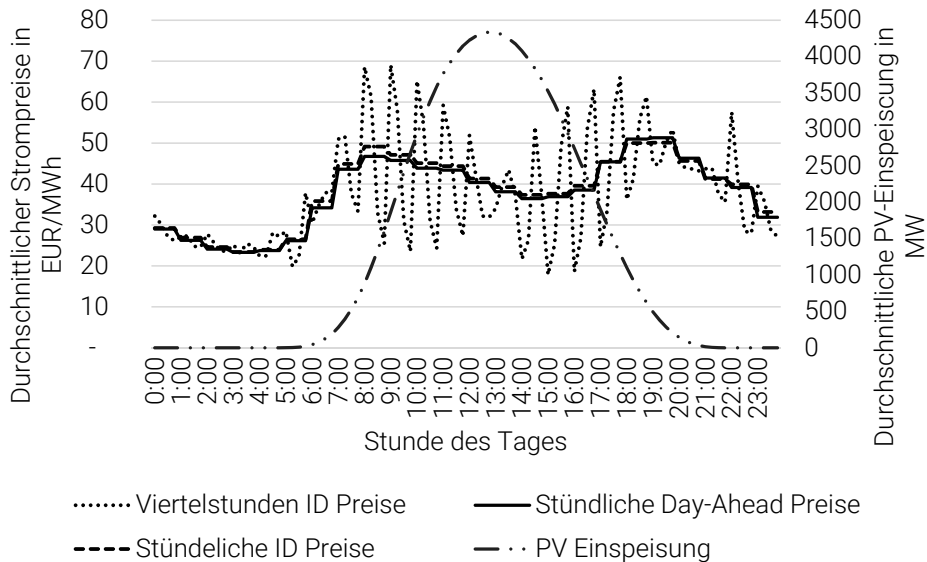
Prinzipiell gibt es zwei Formen, wie mit Großbatterien entlang der Wertschöpfungskette Profite für dessen Eigentümer oder Betreiber am deutschen Strommarkt erwirtschaftet werden können: Erstens, Einnahmen aus dem Speichereinsatz oder zweitens, Kostensenkung oder Vermeidung durch den Speichereinsatz [44]. Während Einnahmen an bestehenden Märkten und durch bilaterale Verträge erreicht werden können, basiert eine Kostenreduzierung oder Vermeidung auf individuellen Anwendungsfällen. Die wichtigsten Batterieanwendungen für den deutschen Strommarkt wurden in Arbeiten von [45, 46, 47, 48] analysiert. Im folgenden Textabschnitt werden diese Anwendungen kurz beschrieben und das entsprechende Erlöspotenzial abgeschätzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

#### Markterlöse

##### 1. Spotmärkte:

Da Strom als homogene nur begrenzt speicherbare Ware gehandelt wird, muss dieser immer zum Zeitpunkt der Erzeugung abgenommen werden. Das führt dazu, dass die Strompreise eine hohe Volatilität aufzeigen. Darüber hinaus ist die kurzfristige Nachfrage sehr wenig preis-elastisch [4]. Diese Eigenschaften ermöglichen Arbitrage-Geschäfte am EPEX-Spotmarkt (Day-Ahead und Intraday-Markt). Am Day-Ahead-Markt werden stündliche Einzelstundenkontrakte sowie Blockkontrakte (gebündelte Kontrakte, die mehrere Stunden eines Tages zusammenfasst) für den Folgetag als statische Auktion vermarktet. Der Intraday-Markt beginnt kurz nach dem Day-Ahead-Markt (der Handel für den nächsten Tag beginnt um 15.30 Uhr und endet 30 Minuten vor der eigentlichen physischen Lieferung) und ist als fortlaufender Handel organisiert. Arbitrage bedeutet, dass Elektrizität in Zeiten niedriger Energiepreise (Off-Peak-Preise) erworben wird und der Strom verkauft wird, wenn die Preise vergleichsweise hoch sind (Spitzenpreise) [49]. Die Attraktivität von Arbitrage ist abhängig von den Preisdifferenzen und wie häufig diese Preisdifferenzen auftreten. Die jährlichen Preise für den Day-Ahead- und Intraday-Markt

sind zusammen mit der Einspeisung von PV-Anlagen in die Tennet Regelzone für jede Stunde des Tages gemittelt in Abbildung 4.1 dargestellt. Zu sehen ist, dass durch die steigende und sinkende PV-Einspeisung die viertelstündlichen Intra-Day-Preise stark fluktuieren. Weniger stark sind die zeitlichen Schwankungen der Stundenpreise ausgebildet. Insbesondere in der Mittagszeit senkt die Einspeisung von PV-Anlagen den Marktpreis, der seit 2008 kontinuierlich gesunken ist [50].



**Abbildung 4.1.:** Preisstruktur des Day-Ahead- und Intraday-Markts sowie die durchschnittliche Einspeisung von PV-Anlagen in die Tennet Regelzone 2013 ([1]).

## 2. Regelleistungsmärkte:

Für einen stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems mit einer Netzfrequenz von 50 Hz ist es erforderlich, dass das Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Last jederzeit ausgeglichen ist oder im Falle von Abweichungen in kurzer Zeit ausgeglichen werden kann [51]. Durch das frequenzabhängige Laden oder Entladen von Batterien können diese am Regelleistungsmarkt teilnehmen [52]. Seit 2001 beschaffen die deutschen ÜNB ihre Bedürfnisse für unterschiedliche Regelreserven (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt. Die wichtigsten Unterschiede zwischen den drei Regelleistungsformen sind die Ausschreibungszeit, die Produktzeitscheibe, die Zuschlagskriterien und die Vergütung. Darüber hinaus wird positive und negative SRL beziehungsweise TRL getrennt vermarktet, während bei der PRL die Leistungserhöhung und -abnahme durch ein einziges Angebot gewährleistet sein muss. Um die verschiedenen Regelleistungen anbieten zu können, ist es möglich verschiedene technische Geräte in einem Pool zusammenzuschließen.

## **Einnahmen auf der Grundlage bilateraler Verträge**

### 1. Spannungshaltung:

Um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, muss die Spannung in bestimmten Bereichen gehalten werden. Die statische Spannungshaltung kann unter anderem durch Blindleistungsregelung erfolgen [53]. Die in Batteriesystemen nötigen Wechselrichter sind prinzipiell in der Lage diese Blindleistungsregelung zu übernehmen [7]. Eine Kompensation von Blindleistung wird zur Zeit ausschließlich in der Hoch- und Höchstspannungsebene durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber vergütet. Auf der Verteilnetzebene sind die Anforderungen der Blindleistungsregelung an einen Teil von technischen Richtlinien und Anschlussbedingungen der jeweiligen Verteilnetzbetreiber gekoppelt. Eine finanzielle Entschädigung ist zur Zeit nicht vorgesehen [54].

### 2. Systemwiederherstellung:

In Deutschland ist jeder der vier Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit den Verteilnetzbetreibern verpflichtet, neben einem Konzept zur Wiederherstellung der Stromversorgung in ihrer Regelzone auch eine ausreichende Kapazität von schwarzstartfähigen Kraftwerken bereitzustellen. Die Schwarzstartfähigkeit wird nicht explizit in dem Transmission Code definiert. Die Anforderungen an die Art, den Umfang und die Vergütung werden bilateral ausgehandelt. Großbatterien können dabei bei der Synchronisierung einzelner Netzgebiete, als auch als schwarzstartfähige Kraftwerke eingesetzt werden [47].

### 3. Redispatch:

Der Ausbau der Übertragungskapazitäten des Übertragungsnetzes in Deutschland hält nicht Schritt mit dem Ausbau der Erzeugungslleistung von Erneuerbaren Energieanlagen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden vom Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe der Verteilnetzbetreiber Redispatch Maßnahmen getroffen, die die Einspeisung bestimmter Erzeugungs- und Speicheranlagen anpassen [55]. Ein transparenter Markt für redispatch existiert zur Zeit nicht. Die Kraftwerke für das Redispatching werden aufgrund ihres Standorts im Netz, der Kraftwerksart und Größe ausgewählt. In Deutschland wird ein kostenbasierter Redispatch angewendet. Die Kosten setzen sich bei zusätzlicher Stromerzeugung aus einem Kraftwerk aus der Erstattung der Brennstoffkosten und den Anfahrtskosten der Anlage zusammen. Wenn ein Kraftwerk gedrosselt wird, so muss der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber dem betroffenen Kraftwerksbetreiber die Kosten zum Ausgleich seines Bilanzkreises erstatten [56].

## **Kostenreduzierung oder Vermeidung**

### 1. Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV):

Längere Stromausfälle (>3 min) sind in Deutschland relativ selten. Spannungseinbrüche unter 1 min sowie kurze Unterbrechungen (<3 min) treten hingegen 10 bis 100 mal pro Jahr auf [56]. So können als USV-System Batteriesysteme eventuell in Kombination mit einem Dieselgenerator, abhängig von den spezifischen Ausfallzeiten und Anspruch an Spannungsqualität (z.B. harmonische) eingesetzt werden [48].

2. Bilanzkreismanagement (BKM):

Mit der Liberalisierung der Strommärkte in Europa und in Deutschland wurde das Bilanzkreissystem etabliert. Dementsprechend muss jeder Hersteller oder Verbraucher einer Bilanzgruppe angehören und alle Bilanzgruppen müssen jede Viertelstunde ausgeglichen sein. Die deutschen ÜNB sind verpflichtet, bei Abweichungen der Bilanzen diese mit Ausgleichsenergie auszugleichen. Die Kosten der dafür in der Regelzone eventuell abgerufenen Regelenergie werden in jeder Viertelstunde auf die Ausgleichsenergiemenge aller Bilanzkreise umgelegt. Dieser viertelstündlich ermittelte symmetrische Preis ist unabhängig vom Spotmarkt und wird Regelzonen übergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) genannt. [57]. Großbatterien können im Bilanzkreismanagement eingesetzt werden um die benötigte Ausgleichsenergie zu reduzieren und damit Kosten zu sparen.

3. Energiekostenmanagement (EKM):

Seit 2010 sind gemäß § 40 (5) EnWG Energieversorger verpflichtet, lastvariable und tagsabhängige Tarife anzubieten. Die Tarifstruktur und Preisunterschiede hängen vor allem von den jeweiligen Lieferanten und dem individuellen Strombedarf ab. Ähnlich wie bei Arbitrage an Strombörsen, wird beim Energiekostenmanagement der Speicher geladen wenn der Energiepreis niedrig ist, und entladen um den Eigenverbrauch zu erhöhen, wenn der Preis hoch ist. In diesem Fall sind nicht die Großhandelspreise, sondern einzelne Endkumentarife relevant. So können Batteriesysteme eingesetzt werden, um hohe Strombezugskosten während Spitzenlaststunden von privaten, gewerblichen und industriellen Verbrauchern zu reduzieren [58].

4. Blindleistungsmanagement (BM):

Erzeuger und Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, den Scheinleistungsbedarf der Endverbraucher zu decken. Übliche Verträge die in der Industrie bestehen, erlauben, dass 50% der Wirkleistung kostenfrei als Blindleistung bezogen werden können ( $\cos\varphi$  von 0.89) [59]. Bei einem höheren Bedarf an Blindleistung ist eine zusätzliche Gebühr oder eine Kompensationsanlage fällig. Dieser (meist induktive) Blindleistungsbedarf kann unter anderem durch den Wechselrichter des Batteriesystems abgedeckt werden.

5. Demand Side Management (DSM):

Da in Haushalten Standardlastprofile angewendet werden und lediglich der jährliche Energieverbrauch gemessen wird, werden zur Zeit in diesem Segment keine Stromtarife mit verschiedenen Preisen oder Leistungsbegrenzungen angeboten. Dies kann sich möglicherweise mit dem Roll-out von Smart Metern verändern. In der Industrie hingegen setzt sich der Strompreis typischerweise aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis zusammen [45]. Batteriesysteme können eingesetzt werden, damit ein Drosseln der Last sich nicht negativ auf den Produktionsprozess auswirkt.

6. Eigenverbrauchsmaximierung (EVM):

Endverbraucher mit eigenen Erzeugungsanlagen, zum Beispiel PV-Anlagen, können durch ein Batteriespeichersystem den Eigenverbrauch erhöhen. Mit der zunehmenden Differenz zwischen Erzeugungskosten und Strompreis werden Batteriespeichersysteme immer attraktiver für den Endverbraucher. So sind zum Beispiel die PV-Gestehungskosten und Einspeisevergütungen gesunken und liegen deutlich unter Kaufpreise für Strom aus

dem Netz [45]. Nichtsdestotrotz wird der eigenverbraachte Strom seit dem EEG aus dem Jahr 2014 aus Anlagen über 10 kW Anlagenleistung oder 10.000 kWh/a Energieeinspeisung besteuert. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Attraktivität dieses Geschäftsmodells hochgradig von der Höhe der Besteuerung auf den eigenverbrauchten Strom abhängt.

#### 7. Netzentlastung:

Aufgrund der steigenden Energienachfrage, einer Entkopplung der Last- und Erzeugungsregionen und des volatilen Charakters der meisten Erneuerbaren Energieanlagen sind zukünftige Investitionen in Netzausbau unerlässlich [5]. Großbatterien können zukünftigen Netzausbau verhindern oder verzögern, indem sie Spannungsprobleme lösen und thermische Überlastungen von Betriebsmitteln verhindern. Trotzdem ist der Einsatz von Batteriesystemen mit dem einzigen Ziel Netzausbau zu verhindern in der Regel kostintensiver als der traditionelle Netzausbau und wird zur Zeit in der Anreizregulierungsverordnung ARGeV nur unzureichend berücksichtigt.

Basierend auf einer Analyse des deutschen Marktes mit Daten aus dem Jahr 2013 können die potenziellen Erlöse nach dem Marktpotenzial gruppiert werden. Die Zusammenfassung der Marktanalyse für die oben beschriebenen Applikationen sind in Tabelle 4.1 aufgelistet. Das Marktpotenzial besteht aus drei Kernaspekten: mögliche Einnahmen, die Anwendbarkeit auf Batteriesysteme und einen günstigen rechtlichen Rahmen. Ein geringes Potenzial für Großbatterien wird in Netzentlastung, Spannungshaltung und Systemwiederherstellung gesehen, während für Redispatch, Demand Side Management und Blindleistungsmanagement ein mittleres Marktpotenzial identifiziert werden konnte. Die höchsten Erlöspotenziale für markt-basierte Anwendungen liegen im Primärregelleistungsmarkt und das höchste Kostensenkungspotenzial liegt in der Eigenverbrauchsmaximierung, vor allem für Haushalte mit Photovoltaikanlagen. Die aktuelle und weltweite Datenbank für Batteriesystemprojekte des Energieministeriums der USA [11], sowie die Arbeiten von Malhotra et al. [60] bestätigen dieses Ergebnis. Da in dieser Arbeit Großbatterien im Fokus stehen, wird in Abschnitt 4.1.1 vor allem der Einsatz am Primärregelmarkt und die Optimierung der Betriebsstrategie untersucht. Ergänzend zu der Untersuchung der einzelnen Geschäftsmodelle werden in Abschnitt 4.1.2 verschiedene Kombinationen aus Geschäftsmodellen untersucht, mit dem Ziel, den potenziellen Profit durch eine optimale Kombination gegenüber einem einzelnen Geschäftsmodell zu steigern.

#### **4.1.1. Einsatz von Großbatterien am Primärregelleistungsmarkt**

Aufgrund der Tatsache, dass es im elektrischen Energiesystem heutzutage nur sehr begrenzte Möglichkeiten zur Stromspeicherung gibt, muss Stromerzeugung und -verbrauch permanent im Gleichgewicht gehalten werden. Ein Indikator für Abweichungen in dieser Balance ist die Systemfrequenz, da sie ein Maß für die Drehgeschwindigkeit der mit dem Netz synchronisierten Generatoren ist. Ein Anstieg der Last verringert die Drehzahl der Generatoren und senkt somit die Systemfrequenz. Eine Verringerung der Nachfrage hingegen führt zu einer Erhöhung der Systemfrequenz.

Da Frequenzabweichungen nicht nur elektronische Geräte, welche an das Stromnetz angeschlossen sind, beschädigen können, sondern u.U. auch die Stabilität des gesamten elektrischen Netzes gefährden können, sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ge-

**Table 4.1.:** Abschätzungen des Erlöspotenzials verschiedener Geschäftsmodelle auf dem deutschen Strommarkt im Jahr 2013.

Anwendung	Erlöspotenzial	Kommentar
Day-Ahead-Markt	0,00-51,29 EUR/MWh [1]	basierend auf durchschnittlichen Stundenwerten
Intraday-Markt	0,00-69,10 EUR/MWh [1]	
PRL	17,60-20,01 EUR/MWh [61]	min. = durchschnittlicher Leistungspreis, max. = durchschnittlicher Grenzleistungspreis, Potenzial für SRL und TRL liegt höher, Arbeitspreis nicht berücksichtigt
SRL (pos.)	7,87-11,91 EUR/MWh [61]	
SRL (neg.)	11,83-53,17 EUR/MWh [61]	
TRL (pos.)	0,95-1,58 EUR/MWh [61]	
TRL (neg.)	5,72-8,63 EUR/MWh [61]	
Spannungshaltung	0,60 -8,70 EUR/MWh [62, 63, 64]	basierend auf Preistabellen der ÜNB
Systemwiederherstellung	6,85 EUR/MWh [65]	grobe Schätzung basierend auf Daten aus den USA
Bilaterale Verträge	9,72-47,54 EUR/MWh [66]	basierend auf Grenzkosten konventioneller Kraftwerke (=kostenbasierter Redispatch), min. = Grenzkosten Kernkraftwerke, max. = Grenzkosten Erdgaskraftwerke
Redispatch		
UVS	12,72 -27,72 EUR/MWh [67]	grobe Schätzung basierend auf Daten aus den USA
BKM: reBAP (pos.)	0,01-43,05 EUR/MWh [68]	max. = durchschnittlicher volumengewichteter reBAP Preis; Potenzial absteigend
BKM: reBAP (neg.)	0,01-9,39 EUR/MWh [68]	Exemplarische Kostenanalyse der "großen Vier" (E.on, RWE, Vattenfall and EnBW);
EKM (Haushalte)	9,00-98,00 EUR/MWh [69, 70, 71, 72]	Differenz zwischen hohem und niedrigem Tarif
EKM (Industrie)	10,7 EUR/MWh [1]	basierend auf Day-Ahead Marktpreise: Durchschnittlicher Preis für Blockkontrakte, peakload (Stunden: 09-20) and offpeak (Stunden: 21-08)
Kostenreduktion		
BM	13,00 EUR/MWh [59]	basierend auf dem Preis von Kompensationsanlagen [59]
DSM	15,00 EUR/MWh [63, 73, 74, 75]	basierend auf UNB Preise in der Hochspannungsebene <2.500 h/a
EVM (Haushalte)	85,00-191,00 EUR/MWh [76, 77]	basierend auf LCOE von PV-Aufdachsystemen [76] und durchschnittlichen Stromkosten für Haushaltskunden [77]
EVM (Industrie)	0,00-50,00 EUR/MWh [76, 78]	basierend auf LCOE von großen PV-Anlagen [76] und Strompreisen von Industriekunden [78]
Netzentlastung	0,10-0,20 EUR/MWh [19, 79, 80]	Netzausbaukosten: basierend auf dem "Bundesländerszenario" der dena-Verteilnetzstudie [19], Betriebsmittellebensdauer: 40 Jahre, Strombedarf im Verteilnetz: 300 TWh/a

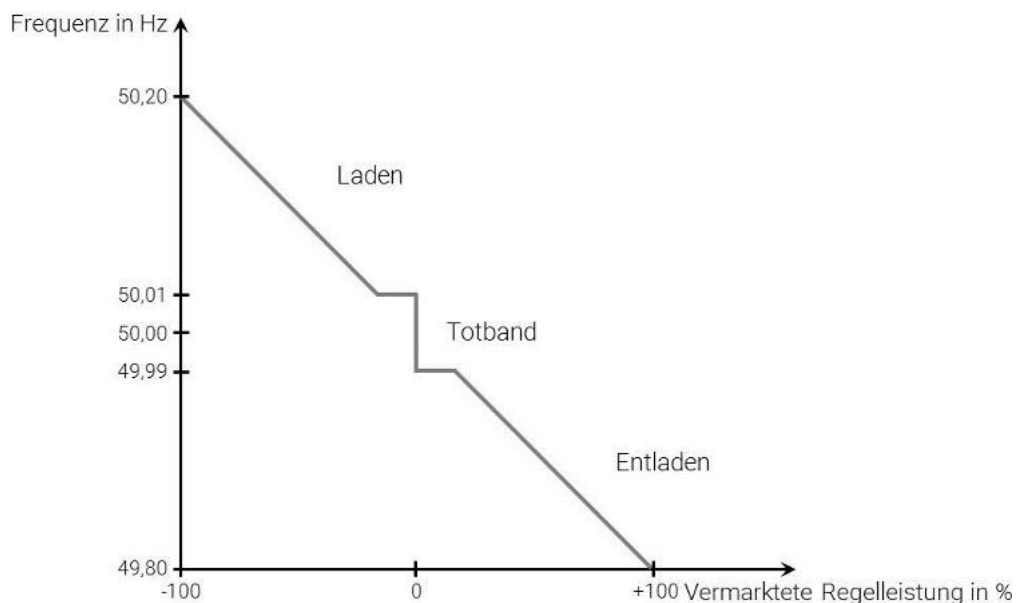


setzlich verpflichtet die Systemfrequenz in fest vorgegebenen Grenzen zu halten ( $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ ) [81, 82].

Zur Einhaltung dieser Vorgaben muss ein gewisses Maß an Wirkleistungsreserve (Regelleistung) vorgehalten werden, um diese Ungleichgewichte zwischen Nachfrage und Erzeugung auszubalancieren (dies können Ungleichgewichte zwischen momentanem Stromverbrauch und Erzeugung, aber auch größere Störungen im Netzbetrieb sein). [83]

Das „Operational Handbook“ des ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity), welches die allgemeinen Regeln und technische Empfehlungen in Bezug auf Regelleistung beinhaltet, definiert drei verschiedene Regelleistungsarten: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung [84, 85]. Entsprechend dem Grid Code der deutschen ÜNB gelten diese Regelleistungsarten auch in Deutschland [84].

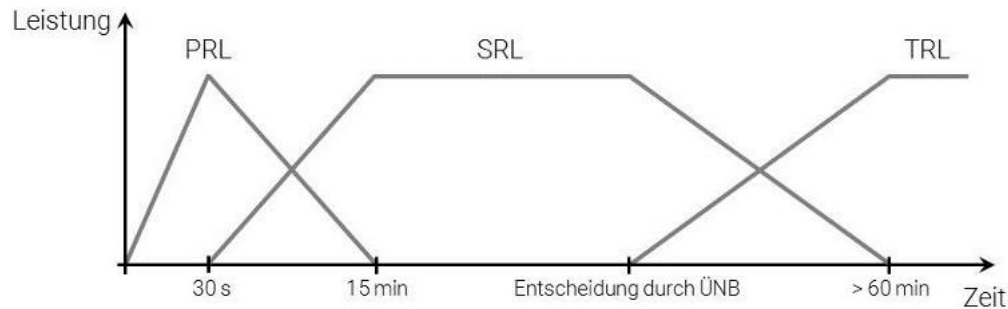
Die Primärregelleistung (PRL) wird nach einer Frequenzabweichung automatisch innerhalb weniger Sekunden entsprechend der in Abbildung 4.2 dargestellten Kurve aktiviert. Die PRL hat zum Ziel Verbrauch und Erzeugung im Stromsystem auszugleichen, so dass die Systemfrequenz stabilisiert. Die Hauptziele der Sekundärregelleistung (SRL) sind die Wiederherstellung der Nennfrequenz, die Ablösung der Primärregelleistung sowie die Wiederherstellung der Wirkleistungsflüsse zwischen den Regelzonen auf ihre Sollwerte. Die Tertiärregelleistung (TRL) zielt darauf ab die Sekundärregelleistung zu ersetzen, eventuelle Netzengpässe zu beheben sowie die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen, falls die Sekundärregelleistung nicht ausreicht. [12]



**Abbildung 4.2.:** Verhältnis zwischen Frequenzabweichung und Primärregelleistung.

In Abbildung 4.3 sind das Zusammenspiel sowie die Start- und Bereitstellungszeiten für die drei Regelleistungsarten nach den Richtlinien des Deutschen Grid Codes dargestellt [12].

In Deutschland werden Großbatterien fast ausschließlich im PRL-Bereich eingesetzt. Hierfür gibt sowohl technische als auch wirtschaftliche Gründe. Aus technischer Sicht erfüllen Batterien optimal die betrieblichen Anforderungen zur PRL-Bereitstellung, da sie in der Lage sind



**Abbildung 4.3.:** Start- und Einsatzzeiten der Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Tertiärregelung (TRL).

eine vorgegebene Leistung sehr präzise, innerhalb eines Zeitraums von weniger als einer Sekunde, mit einer sehr hohen Zuverlässigkeit zu liefern bzw. aufzunehmen [86, 87]. Und obwohl Großbatterien in der Regel eine sehr begrenzte Speicherkapazität im Vergleich zu anderen Speichertechnologien aufweisen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerken [53], ist diese Speicherkapazität völlig ausreichend (vorausgesetzt es wird sichergestellt, dass der Ladestand der Batterie (CL eng. charge level) zu jedem Betriebszeitpunkt auf einem optimalen Niveau gehalten wird (siehe unten)) um die Zeit zu überbrücken, bis die Primärregelung von der Sekundärregelung abgelöst wird (siehe Abbildung 4.3) [88]. Die Notwendigkeit einer relativ geringen Speicherkapazität hat natürlich auch den Vorteil, dass hierdurch die Investitionskosten sinken, was wiederum einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriesystems hat.

Aus wirtschaftlicher Sicht gibt es jedoch noch weitere Punkte, die die Bereitstellung von PRL zu einem attraktiven Geschäftsmodell für Großbatterien heutzutage macht [89]. Ein wesentlicher Faktor hierbei ist, dass es für das Anbieten von Primärregelung bereits einen existierenden Markt mit klar definierten Regeln gibt. Dadurch sind einerseits die zu erzielenden Einnahmen im Vergleich zu anderen Geschäftsmodellen relativ gut prognostizierbar und auf der anderen Seite reduziert sich hierdurch das Risiko für zukünftige Ertragserwartungen. Die theoretischen Erlöse der PRL-Marktteilnahme bestimmen sich nach den erzielten Preisen im Markt. Die historischen PRL-Preise schwanken im Jahresverlauf erheblich, die jährlichen Durchschnittswerte der wöchentlichen Gebote sind jedoch in den vergangenen drei Jahren leicht gestiegen [57]. Im Jahr 2015 lag der Jahresdurchschnittspreis der wöchentlichen Auktionen bei etwa 3.500 EUR/MW. Mit Einnahmen in dieser Größenordnung ist laut [89, 88] zu erwarten, dass sich PRL-Projekte mit Großbatterien schon in naher Zukunft finanziell lohnen könnten. In einem Interview mit dem Chefredakteur der Plattform "Energie und Technik" vom 19.02.2013 geht Prof. Dirk Uwe Sauer (Professor an der RWTH Aachen für elektrochemische Energiewandlung und Speichersystematik) sogar bei einer mittleren wöchentlichen PRL-Vergütung von 2.500 EUR/MW von einem lukrativen Geschäftsmodell aus.

Die aufgeführten technischen und wirtschaftlichen Gründe haben in den letzten Jahren zu einer Zunahme an PRL-Projekten mit Großbatterien in Deutschland geführt. Eine Übersicht solcher Projekte ist in Tabelle 4.2 zu finden. Die erste PRL-Batterie, welche im gesamten europäischen Stromnetz in Betrieb genommen wurde, war die NaS-Batterie des aufgeführten Younicos & Vattenfall Projektes. Diese Batterie wurde im Jahr 2012 in das deutsche Netz integriert. Wie der Tabelle entnommen werden kann, ist seit diesem Zeitpunkt die installierte Leistung der Batteriesysteme stetig angestiegen. Darüber hinaus ist zu sehen, dass in fast allen Projekten

die Li-Io-Technologie zum Einsatz kommt. Einer der Hauptgründe hierfür ist, dass die Investitionskosten für diese Speichertechnologie in den letzten Jahren stark rückläufig waren [88, 8]. Weiterhin weisen Li-Io-Batterien mit die höchsten Wirkungsgrade, eine sehr hohe Energiedichte, eine hohe Lebensdauer sowie ein sehr günstiges Energie-Leistungs-Verhältnis für die Bereitstellung von PRL im Vergleich zu anderen Batterietypen auf [90, 91]. Dies bedeutet, dass eine hohe installierte Leistung nicht zu einer unnötig hohen Speicherkapazität führt. Nichtsdestotrotz wird auch die Vanadium-Redox-Flow-Technologie für PRL-Batterieanwendungen in der Literatur diskutiert [92]. Derselbe Autor hebt weiterhin hervor, dass Batterien aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeiten sowie der Überlastfähigkeit einiger Systeme einen Vorteil gegenüber konventionellen Anlagen aufweisen.

Von dem Fakt, dass mehr und mehr private Unternehmen PRL-Batterieprojekte ohne die Inanspruchnahme öffentlicher Zuschüsse planen, lässt sich ableiten, dass dieses Geschäftsmodell nicht nur aus finanzieller Sicht vielversprechend scheint sondern auch aus technischer Sicht ausgereift ist. Zur Zeit ist das Präqualifikationsverfahren, welches jede Anlage vor dem Eintritt in den PRL-Markt durchlaufen muss, für Batterien noch eine wesentliche Hürde. Denn wie in der aufgeführten Tabelle zu sehen ist, wurden eine Vielzahl der bereits inbetrieb genommenen Anlagen noch nicht präqualifiziert.

Ob die Anzahl an PRL-Großbatterieprojekten in Zukunft weiter ansteigt, hängt im Wesentlichen von der weiteren Preisentwicklung von Batterien sowie der zukünftigen Entwicklung der Vergütung am PRL-Markt ab. Da die Nachfrage nach Batterien in den letzten Jahren stetig zugenommen hat, wird im Allgemeinen davon ausgegangen, dass die Batteriepreise mittel- bis langfristig fallen werden [87, 6, 94, 95]. Die künftige Entwicklung der PRL-Vergütung ist aus heutiger Sicht schwer prognostizierbar, da sie von einer Vielzahl an Faktoren abhängt, die kaum vorhersehbar sind. Dies sind zum Beispiel die Anzahl an Teilnehmern am PRL-Markt sowie die zukünftige Nachfrage nach Primärregelleistung. In [96] und [97] wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Nachfrage nach Primärregelleistung aufgrund einer erwarteten Zunahme an fluktuierenderen Energieerzeugern am Netz, deren Stromerzeugung nur bedingt vorhergesagt werden kann, steigen wird. In [89] und [98] wird auf der anderen Seite angenommen, dass die Nachfrage nach Primärregelleistung auch in Zukunft mehr oder weniger gleich bleiben wird. Dies wird durch die Tatsache begründet, dass der gesamte PRL-Bedarf in Europa auf Grundlage der Annahme berechnet wird, dass die zwei größten Kraftwerke innerhalb des europäischen Netzes zeitgleich ausfallen. Die Autoren gehen nicht davon aus, dass sich dies in Zukunft wesentlich verändern wird. Aufgrund der genannten Unsicherheiten bei der Vorhersage der PRL-Preisentwicklung ist eine Prognose in diesem Bereich kaum möglich. Dies ist der Grund dafür weshalb sich die Expertenmeinungen in diesem Punkt stark unterscheiden [87, 98, 57].

Ein weiterer wichtiger Faktor, welcher einen großen Einfluss auf die Entwicklung der Anzahl an Großbatterien am deutschen Stromnetz haben kann, sind zukünftige Anpassungen an den Teilnahmebedingungen für den Eintritt in den PRL-Markt. Der Grund dafür ist, dass auf deren Grundlage nicht nur beschlossen wird, welche Teilnehmer sich an dem Markt beteiligen dürfen und welche nicht, sondern sie setzen auch den operativen Rahmen für den Anlagenbetrieb. Dies kann wiederum einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PRL-Projekten haben. Zum Beispiel hat eine Erhöhung der geforderten Speicherkapazität von Batterien, wie sie derzeit diskutiert wird [87, 99], einen negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte.

Die Richtlinien für die Teilnahme am PRL-Markt werden von den ÜNB definiert, da diese rechtlich dazu verpflichtet sind einen sicheren zu zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten [81].

**Tabelle 4.2.:** Übersicht aktueller Großbatterieprojekte für die Bereitstellung von Primärregelleistung in Deutschland (Tabelle basiert auf [11] und Interviews mit den Batteriebetreibern).

Projektname	Batterie- typ	Nennleistung $P_n$ in kW	Entladedauer bei $P_n$ in h	Inbetriebnahme- datum	Finanzie- rungsquelle	Präquali- fiziert	Lebens- dauer in a
WEMAG Younicos Batteriepark <sup>a</sup>	Li-Io	5.000	1:00	16/09/2014	öffentlich / privat	ja	20
Yunicos und Vattenfall Projekt: Nas / Sodium Sulfur / Lithium Ion	Nas / Li-Io	1.000/ 200	6:00 / 1:00	01/12/2012	öffentlich / privat	ja	20
M5BAT (Modular Multi- Megawatt Multi-Technology Medium-Voltage Battery Stora- ge <sup>e</sup> )	Blei / Li-Io	5.000	1:00	Q3 2016	öffentlich / privat	nein	2
Feldheim Regional Regulating Power Station (RRKW)	Li-Io	10.000	1:00	21/09/2015	öffentlich / privat	nein	10+x
Bosch Braderup ES Facility	Li-Io / VRF	2.000/ 325	1:00 / 3:50	11/07/2014 // 15/09/2014	privat	nein	15
1,3 MW Batterie in Alt Daber	Advanced PbB	1.300	0:40	10/2014	öffentlich / privat	ja	15
Bosch Second Life Batteries REDMONDIS Electrocycling Plant	Li-Io Li-Io Li-Io	2.000 13.000	1:00 1:00	Q3 2016 Q3 2016	privat privat privat	nein nein nein	10 10+x
3 MW Batterie - Dörverden, Deutschland - Statkraft	Li-Ion	3.000	N/A	15/12/2015	N/A	N/A	N/A
LESSY	Li-Io	1,00	0:42	01/02/2014	öffentlich	ja	N/A
90 MW Energy Storage - STEAG GmbH	Li-Io	6 x 15.000	1:30	Q3 2016 bis Q1 2017	privat	nein	N/A

<sup>a</sup>Erste stand-alone Batterie in Europa [93]

Die wichtigsten Vorgaben für die Bereitstellung von PRL, welche aktuell von den Anlagenbetreibern eingehalten werden müssen, sind in Tabelle 4.3 zusammengefasst. Zudem müssen sich potentielle Anbieter von Regelleistung, wie bereits erwähnt, an einem Präqualifikationsverfahren beteiligen, bei dem sie den Nachweis erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung von Regelleistung erfüllen [12].

**Tabelle 4.3.:** Vorgaben für die Bereitstellung von Primärregelleistung [12, 13, 14].

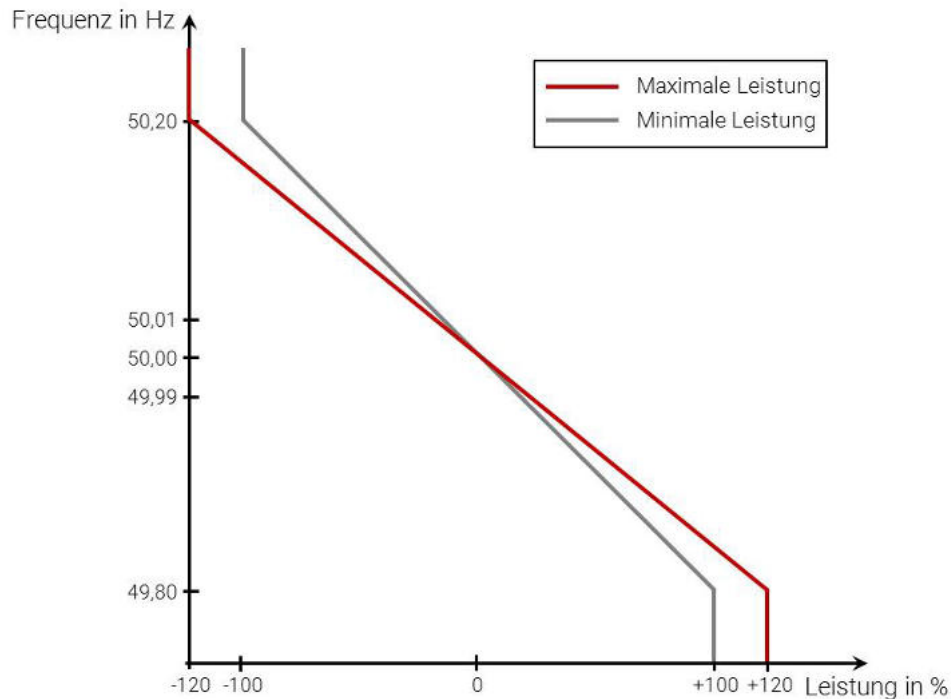
Mindestanlagengröße	±1	MW
Geforderte zeitliche Verfügbarkeit	100	%
Max. zulässige Messgenauigkeit	±10	mHz
Frequenzabweichung mit vollständiger Aktivierung	±200	mHz
Maximal zulässige Aktivierungszeit	30	s
Ausschreibungszeitraum	1	Woche

Wie in Tabelle 4.3 zu sehen ist, muss Primärregelleistung für einen Zeitraum von einer Woche mit einer Verfügbarkeit von hundert Prozent zur Verfügung gestellt werden. Für Batteriespeicher würde dies bedeuten, dass sie theoretisch für den Fall dimensioniert werden müssten, dass die volle angebotene Leistung kontinuierlich während einer ganzen Woche abgerufen wird. Eine Auslegung der Speicher für dieses unrealistische worst-case-Szenario würde jedoch jegliche Batterieprojekte unwirtschaftlich machen. Aus diesem Grund haben die deutschen ÜNB "Freiheitsgrade" definiert, welche es Batteriebetreibern ermöglichen den Ladestand der Speichersysteme während des Betriebes anzupassen [100]. Hierdurch reduziert sich die erforderliche Speicherkapazität für die PRL-Bereitstellung, da der Ladestand stets auf einem Niveau gehalten werden kann, welcher sicherstellt, dass die Batterie in der Lage ist die gewünschte Regelleistung zur Verfügung zu stellen bis die Primärregelleistung durch die Sekundärregelleistung abgelöst wird (siehe Abbildung 4.3). Für diesen Fall reicht ein Leistung-zu-Energie-Verhältnis von eins (z.B. 1 MWh/MW) völlig aus, zumal bei der Bereitstellung von Primärregelenergie statistisch gesehen in etwa 90% der Zeit lediglich 20% der vermarkteten Leistung abgerufen wird [88, 8].

Nach [86] und [8] liegt der optimale Ladestand für PRL-Batterien bei etwa fünfzig Prozent. Der Grund hierfür ist, dass die Netzfrequenz im allgemeinen mehr oder weniger normalverteilt um den Sollwert von 50 Hz schwankt [45]. Daher muss über die Zeit ungefähr die gleiche Menge an positiver (entladen) und negativer (laden) Regelleistung erbracht werden. Aufgrund von Speichersystemverlusten neigt der Ladestand jedoch auf lange Sicht dazu zu fallen. Daher ist es sinnvoll, den Ladestand leicht über fünfzig Prozent zu halten [86]. Insgesamt haben die ÜNB sechs Freiheitsgrade für Ladestandsanpassungen definiert. Diese sind in [100] zu finden. Der wesentliche Unterschied zwischen den Freiheitsgraden besteht darin, dass die Anwendung einiger zusätzlicher Kosten für die Batteriebetreiber generieren und andere nicht. Freiheitsgrade, welche keine Kosten erzeugen, können natürlich so oft angewendet werden wie erforderlich. Diejenigen, welche Kosten zur Folge haben, sollten auf der anderen Seite nur angewendet werden, wenn es unbedingt erforderlich ist.

Ein Freiheitsgrad, welcher beispielsweise keine Kosten erzeugt, ist die "optionale Übererfüllung". Dieser ermöglicht es dem Batteriebetreiber 20% mehr Regelleistung bereitzustellen als theoretisch erforderlich wäre, wenn es der Ladestandsanpassung dient (siehe hierzu Abbil-

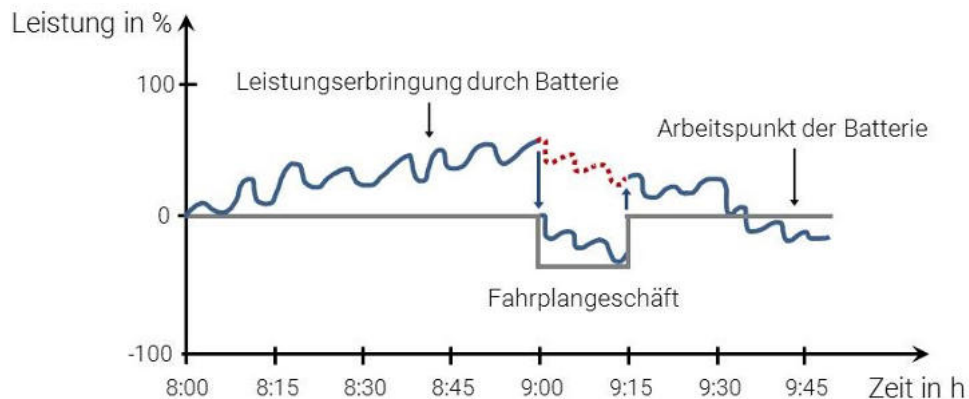
dung 4.4).



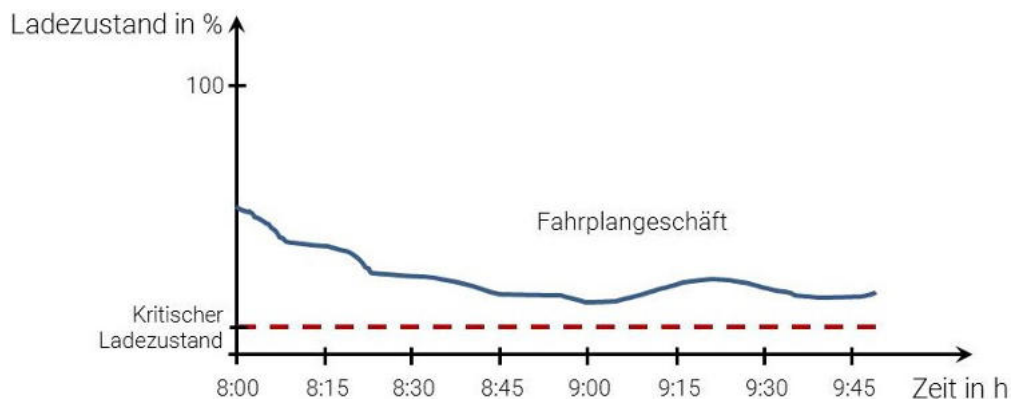
**Abbildung 4.4.:** Freiheitsgrad "optionale Übererfüllung".

Ein Freiheitsgrad, welcher Kosten erzeugt, wenn er angewendet wird, ist die Möglichkeit die Batterie anhand von Fahrplangeschäften zu laden bzw. zu entladen. In diesem Fall kann der Ladestand durch den Kauf oder Verkauf von Energie auf dem Energiemarkt (Börsen- oder OTC-Geschäfte) optimiert werden. Dabei muss natürlich sichergestellt werden, dass die Leistung aus dem Batteriespeicher minus der bezogenen Leistung von anderen Einheiten stets der geforderten Regelleistung entspricht. Ein beispielhaftes Verhalten für ein Fahrplangeschäft ist in Abbildung 4.5 und Abbildung 4.6 zu sehen. In diesem Fall befindet sich der Ladestand der Batterie um 8:00 Uhr in der unteren Hälfte. Da sich die Batterie aufgrund von Unterfrequenz von diesem Zeitpunkt an weiter entlädt, wird zwischen 9:00 und 9:15 Uhr ein Fahrplangeschäft getätigt. Wie den Abbildungen entnommen werden kann, stabilisiert die Maßnahme den Ladestand der Batterie und verhindert somit, dass dieser in einen kritischen Bereich gerät. Grund hierfür ist, dass die Batterie in dem genannten Zeitfenster beladen statt entladen wird.

Zusätzlich zu dem oben diskutierten Dokument "Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung", welches am 03.04.2014 von den ÜNB publiziert wurde, haben diese am 29.09.2015 das Dokument "Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung" in [99] veröffentlicht. [99] enthält die Anforderung an stand-alone Batterien, fortwährend Kapazität für 30 Minuten vollen PRL-Abruf vorzuhalten. Daraus wird abhängig vom Verhältnis der nutzbaren Kapazität des Speichers zur präqualifizierten Leistung rechnerisch ein symmetrischer Ladestandsbereich als zulässig abgeleitet (vgl. Abbildung 4.7 (a)). Da ein Batterieladestand von konstant 50% im Betrieb unrealistisch ist, ist das Verhältnis von nutzbarer Kapazität zu präqualifizierter Leistung zwingend größer als eins. Mit zunehmenden-



**Abbildung 4.5.:** Freiheitsgrad "Fahrplangeschäft".



**Abbildung 4.6.:** Ladestandsentwicklung beim Freiheitsgrad "Fahrplangeschäft".

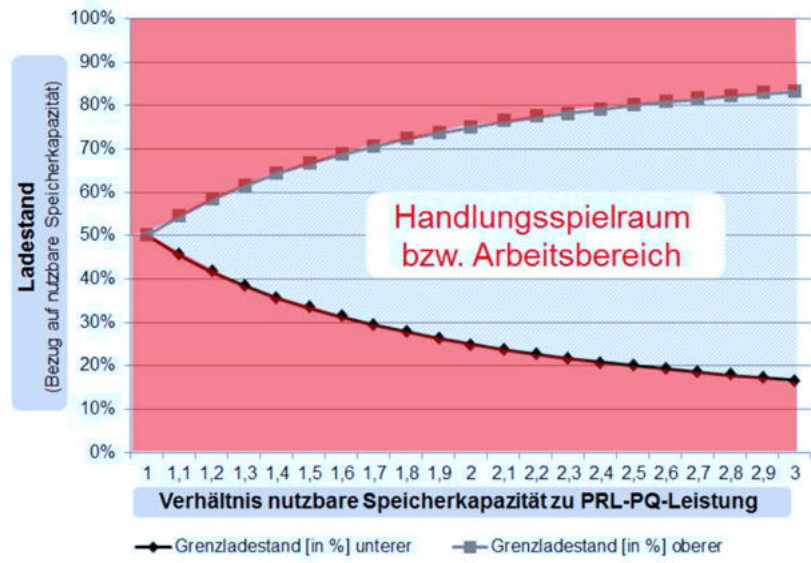
der vorgehaltener Kapazität vergrößert sich folglich der zulässige Arbeitsbereich, aber auch die Investitionskosten, nicht jedoch die vermarktbare Leistung (PQ-Leistung in Abbildung 4.7).

Es wird derzeit allerdings argumentiert, dass für alle Anlagen die gleichen Eintrittsbedingungen in den PRL-Markt gelten müssen und von daher entsprechend der Angaben in [101] auch für stand-alone Batterien nur das schwächere 15-Minuten-Kriterium anderer technischer Einheiten gültig sein muss (vgl. Abbildung 4.7(b)). Dadurch sinken die Anforderungen an die Systemauslegung entsprechend. Zudem befindet sich eine EU-Guideline derzeit im Komitologieverfahren [102], welche die ÜNB des Netzsynchronverbundes zu einer Revision der Kapazitätsanforderungen auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse veranlasst<sup>1</sup>. Laut [99] wird ggf. jedoch auch eine von den formulierten Anforderungen abweichende Nachladestrategie akzeptiert, welche das Erreichen kritischer Ladezustände verhindert.

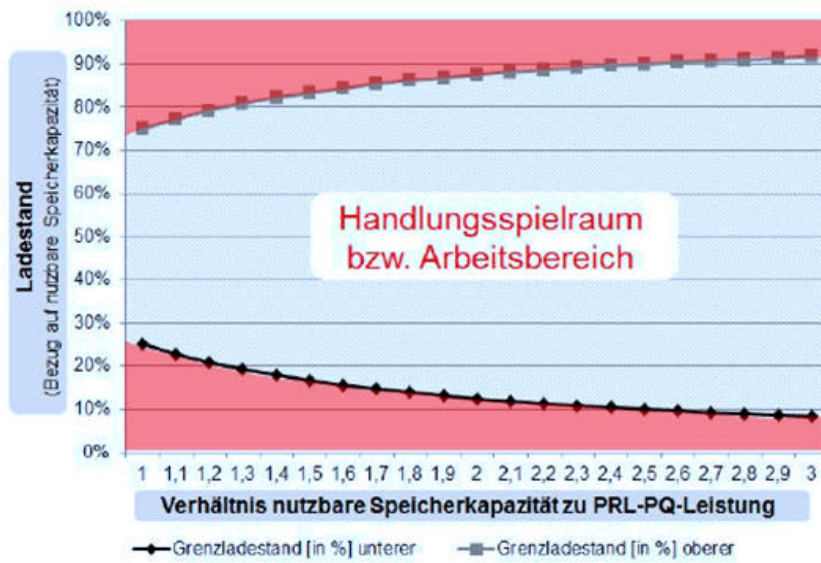
Eine endgültige Formulierung von Kapazitätsanforderungen und daraus abgeleitet eindeutige Definition eines Verfügbarkeitsnachweises bleibt somit unklar. Aus Investorensicht stellt dies eine erhebliche Unsicherheit dar.

Bezüglich der für den Einsatz am PRL-Markt in Frage kommenden Batterietechnologien zeigt

<sup>1</sup>Art.156(9)ff.



(a)



(b)

**Abbildung 4.7.:** Arbeitsbereich von Speichern mit 30-Minuten-Kriterium (a) und 15-Minuten-Kriterium (b).



sich, dass sich die freie Skalierbarkeit des Energie-zu-Leistungs-Verhältnisses von Vanadium-Redox-Flow-Batterien in Zukunft als vorteilhaft erweisen könnte, da für eine gegebene Batterieleistung die Batteriekapazität nach Belieben angepasst werden kann<sup>2</sup>.

#### 4.1.2. Einsatz von Großbatterien am Sekundärregelleistungsmarkt in Kombination mit Day-Ahead- und Intradaygeschäften

Wie bereits in Kapitel 4.1 beschrieben, sind kombinierte Geschäftsmodelle aus Intradaygeschäften, Day-Ahead-Geschäften und Sekundärregelleistungserbringung möglicherweise für Betreiber von Großbatterien interessant. Um das Gesamtpotenzial für einen Batteriespeicher zu bewerten, wurden die maximal erzielbaren Erlöse für einen einzelnen sowie kombinierten Speicherbetrieb simuliert und quantifiziert: in einem Betriebsmodus arbeitet der Speicher nach dem Arbitrageprinzip für den Folgetag (Day-Ahead (DA)) und in einer anderen Variante wird der Speicher zusätzlich zu den Day-Ahead-Geschäften am Sekundärregelleistungsmarkt vertrieben (DA+SRL). Die Kombination aus diesen zwei Märkten wurde für die Simulation des Erlösmodells ausgewählt, da in diesen Anwendungsbereichen bestehende Märkte mit einheitlichen und standardisierten Produkthanforderungen existieren (siehe Tabelle 4.4).

**Tabelle 4.4.:** Charakteristika der Märkte Day-Ahead und Sekundärregelleistung.

	Sekundärregelleistung (SRL)	Day-Ahead (DA)
Handelsperiode	wöchentlich	täglich
Produkte	peak (HT): Mo-Fr 8:00 bis 20:00 Uhr off-peak (LT): restlicher Zeitraum	Mo-So stündlich
Preisbildung	Pay-as-bid	Markträumender Preis
Entgelt	Arbeits- und Leistungspreis	Arbeitspreis (Grenzkosten)
Mindestangebotsgröße	±5 MW; 5 MWh	0,1 MW
Lieferzeitraum	≥12 h	1 h

Optional wurden mögliche Erlöse am Intra-Day abgeschätzt, wenn die Stillstandsstunden genutzt werden können, in denen der Speicher für den DA eingesetzt wird.

Um den Profit des Arbitragemodells und der Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt zu maximieren, wird eine lineare Optimierung mit dem Matlabsolver Linprog durchgeführt. Die mathematische Beschreibung der Zielfunktionen und der Nebenbedingungen für die beiden Modelle sind in [103] veröffentlicht und ausführlich beschrieben.

Das Modell weist mehrere Vereinfachungen auf. So werden die Wirkungsgradverluste nicht zwischen Lade- und Entladevorgang aufgeteilt, sondern fallen gänzlich beim Laden der Batterie an. Auf eine Modellierung der kalendarischen sowie zyklischen Alterung der Batterie wird verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass keine hohen Stillstandszeiten entstehen und bei VRF Batterien keine zyklische Alterung auftritt. Da die Simulation in 1-h Schritten erfolgt, werden die Zeiten für das Ent- und Beladen der Batterie und die entsprechenden Rampen vernach-

<sup>2</sup>Die Besonderheit der Vanadium-Redox-Flow-Technologie gegenüber anderen Batterietechnologien ist die Möglichkeit zur räumlichen Trennung von Energiemedium und Energiewandler. Insofern können die Leistung und die Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden (siehe Kapitel A.1).

lässigt. Durch den gewählten perfect foresight Ansatz bleiben Preisunsicherheiten unberücksichtigt, sodass der maximal mögliche Profit berechnet wird. Als letzte Einschränkung wird bei der Erbringung von SRL der Leistungspreis so gesetzt, dass die Batterie immer am SRL-Markt eingesetzt wird. Der Arbeitspreis hingegen wird so hoch gesetzt, dass die Batterie nicht abgerufen wird.

Um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, wird das in Tussenhausen eingesetzte Batteriesystem für die Simulation von 200 kW auf 5 MW hoch skaliert. Das Verhältnis von Energie zu Leistung von zwei wurde beibehalten. Die Batterieparameter sind in Tabelle 4.5 dargestellt.

**Tabelle 4.5.:** Simulationsparameter des Batteriesystems.

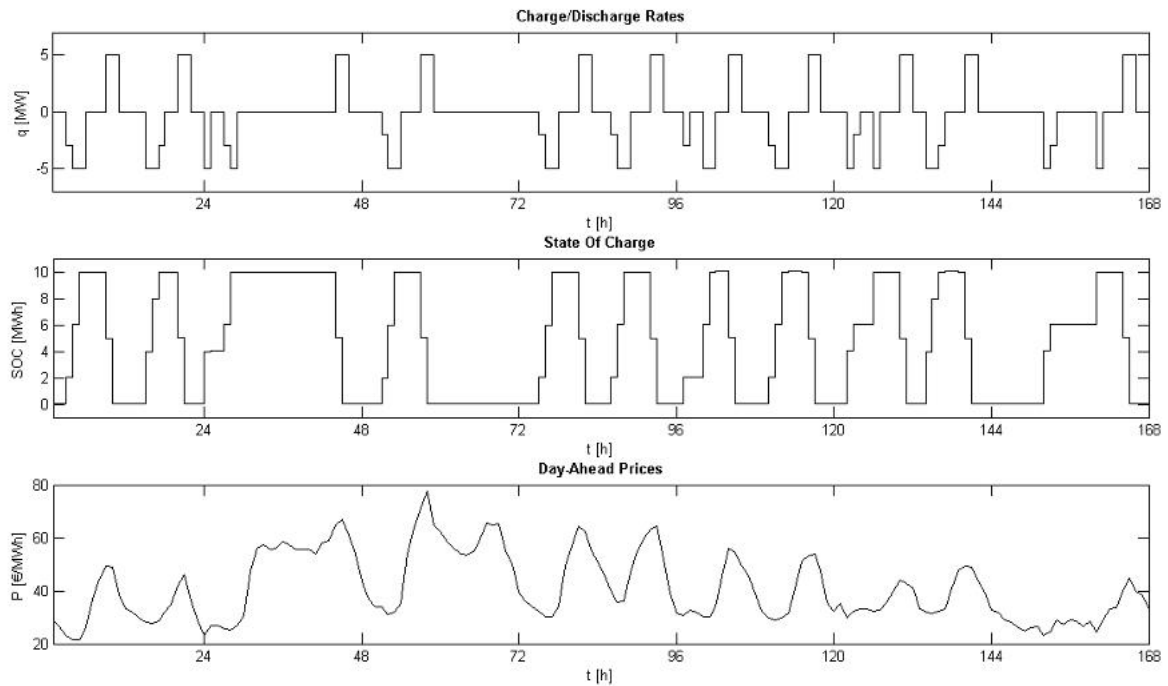
Parameter	Wert	Beschreibung
$q_{\max}$	5 MW	Maximale Lade-/Entladeleistung
$q_{\text{präq},\min}$	0,75 MW	Minimale präqualifizierte Leistung
$q_{\text{präq},\max}$	5 MW	Maximale präqualifizierte Leistung
$c_{\max}$	10 MWh	Maximale Batteriekapazität
$\eta$	0,8	Wirkungsgrad (Round Trip)

Für beide Betriebsarten (DA und DA\_SRL) wird angenommen, dass die stündlichen Preise für die entsprechenden Märkte bekannt sind. Die Preisdaten für den DA-Markt basieren dabei auf Ex-post-Marktdaten der EPEX\_SPOT von 2013, die Daten für die Sekundärregelleistung auf Daten von der Plattform regelleistung.net. Es gibt prinzipiell vier Möglichkeiten, Sekundärregelleistung zu vermarkten. Diese ergeben sich aus den zwei verschiedenen Vermarktungsperioden Low Time (LT), werktags von 20.00 - 8.00 Uhr sowie während des gesamten Wochenendes, und High Time (HT), werktags von 8.00 - 20.00 Uhr. Weiter kann negative (NEG) und positive (POS) Regelleistung angeboten werden. Wird positive Regelleistung angeboten, bedeutet das hier ein Entladen der Batterie und vice versa. Neben der reinen DA Vermarktung wird diese zusätzlich mit den vier Möglichkeiten am SRL Markt kombiniert und für jede der fünf Optionen (DA, DA\_HT\_POS, DA\_LT\_POS, DA\_HT\_NEG, DA\_LT\_NEG) Jahressimulationen in 1-h Schritten durchgeführt. Um Rechenzeit zu sparen, wird das Jahr in zwölf Optimierungszeiträume von jeweils einem Monat eingeteilt. Am Anfang jeder Optimierungsperiode wird der CL auf 0 gesetzt.

Geht man davon aus, dass das Batteriesystem während der zwölf Stunden des Ausschreibungszeitraums seine volle Leistung von 5 MW zur Verfügung stellen muss, so können lediglich 0,75 MW Leistung angeboten und vergütet werden. Diese angebotene Leistung wird als untere Grenze des Erlösmodells betrachtet. Werden die Angebotszeiträume verkürzt, sind analog zur Primärleistungserbringung Nachladegeschäfte möglich oder ist das Batteriesystem in einem Anlagenpool eingebettet, so kann als maximale obere Grenze eine vermarktbare Leistung von 5 MW angesetzt werden.

In Abbildung 4.8 und Abbildung 4.9 werden für eine exemplarische Woche (2.-9. September 2013) die beiden Betriebsarten DA und DA\_SRL gegenübergestellt.

Grundsätzlich wird in der Arbitrage-Betriebsart DA die Batterie in Stunden vergleichsweise niedriger Markträumungspreise geladen und entladen, wenn die Energie hohe Markträumungspreise erreicht. Ein positiver Profit kann nur dann erzielt werden, wenn die Einnahmen für die Entladung die Ausgaben der Ladung sowie die Wirkungsgradverluste übersteigen. Folglich ändert sich der Ladezustand in Abhängigkeit der Strompreise des Day-Ahead Marktes. Unter der An-

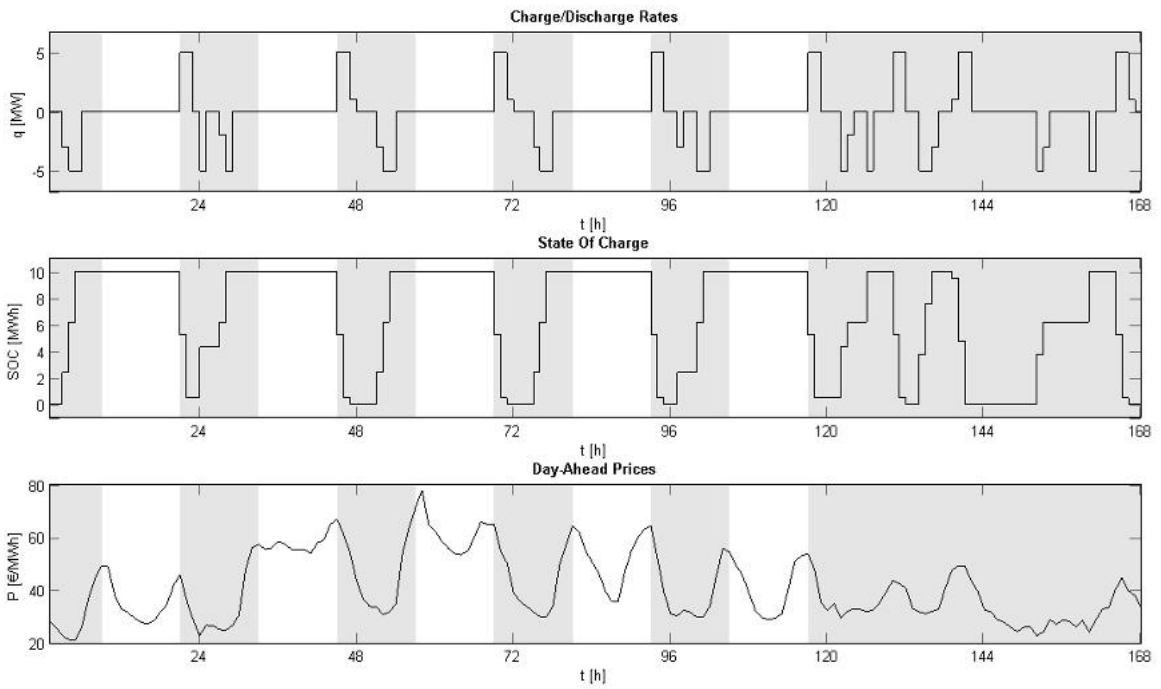


**Abbildung 4.8.:** Exemplarische Woche der DA Optimierung, 2.-9. September 2013.

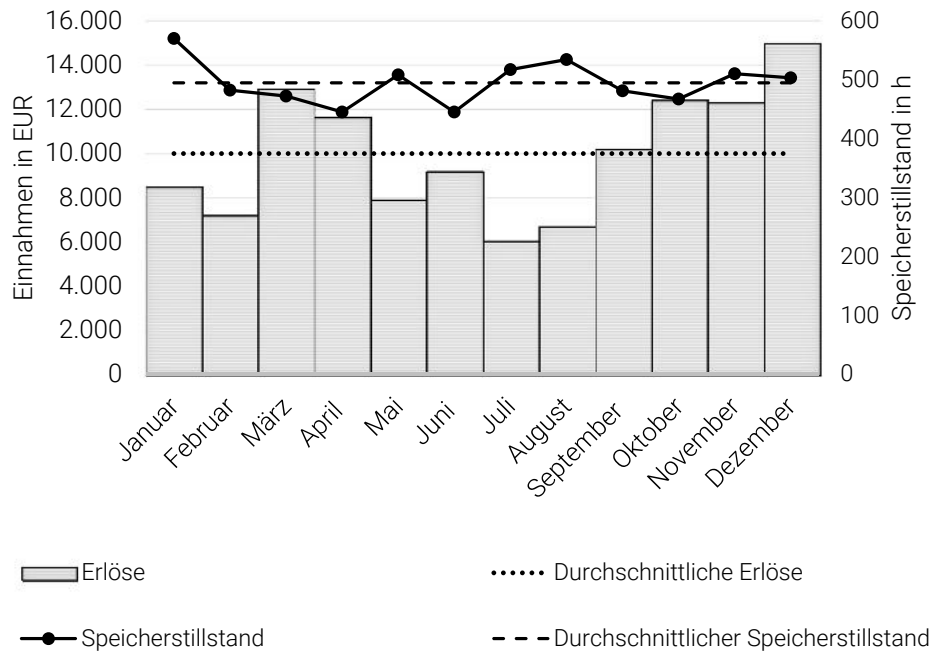
nahme, dass die Batterie mit voller Leistung be- und entladen wird, ergeben sich für die betrachtete Woche rund 1,5 Lade- / Entladezyklen pro Tag. In 67% der 168 Stunden wird die Batterie nicht eingesetzt (Stillstandstunden).

Die Kombination aus DA\_HT\_POS ist in Abbildung 4.9 dargestellt. In den grau hinterlegten Zeiträumen wird das Batteriesystem am DA-Markt eingesetzt, während es in den weiß hinterlegten Zeiträumen (werktags 8:00 - 20:00 Uhr) am SRL Markt teilnimmt, indem positive Regelleistung angeboten wird (Batterie wird entladen). Dabei wird der Arbeitspreis so hoch angenommen, dass die Leistung nicht abgerufen wird und lediglich der Leistungspreis für die fünf Werktage in der Optimierung berücksichtigt wird. Trotzdem ist eine Nebenbedingung, dass der CL in dieser Kombination vor jeder SRL-Periode bei 100% liegt, um über die ganze Periode seine präqualifizierte Leistung erbringen zu können (wenn negative SRL angeboten wird, ist der CL entsprechend minimal). Um diese Nebenbedingung erfüllen zu können, sieht man, dass am ersten Werktag vor Beginn der SRL-Angebotsperiode um 8:00 Uhr die Batterie geladen wird, wenn der Preis im Zeitraum zwischen 0:00 und 8:00 Uhr am geringsten ist. Erfolgt keine Nachfrage nach Sekundärausgleichsenergie, durchläuft die Batterie etwa acht Vollzyklen pro Woche. Auch während der 108 h in denen am DA-Markt gehandelt wird (für eine Woche HT\_POS), zeigt die Batterie in nur 40% der Zeit Aktivität um Preisunterschiede zu nutzen, ansonsten steht die Batterie still.

Ausgehend von einem allwissenden Batteriebetreiber und davon, dass die gehandelten Energiemengen zu gering sind, um einen Einfluss auf den Preis zu haben, hätten in dem Jahr 2013 die in Abbildung 4.10 dargestellten Erlöse erzielt werden können. Neben der operativen Erträge sind in Abbildung 4.10 die Stillstandszeiten des Batteriesystems (Zeiten in denen weder be- noch entladen wird) aufgeführt. Für das Jahr 2013 hätten in 2.814 Betriebsstunden Erlöse von



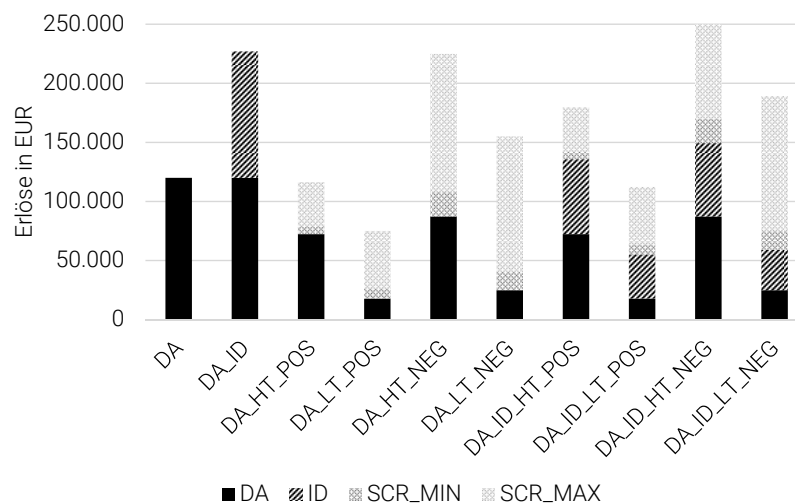
**Abbildung 4.9.:** Exemplarische Woche der DA\_HT\_POS Optimierung, mit einer angebotenen Leistung von 0,75 MW, 2.-9. September 2013.



**Abbildung 4.10.:** Erlöse und Batterieauslastung am Day-Ahead-Markt 2013.

120 EUR erzielt werden können. Damit wäre das System 32% des Jahres ausgelastet.

Da der Fokus des beschriebenen Modells die Kombination von Day-Ahead- und Sekundärregelmarkt ist, wird die zusätzliche Erlösquelle des Handels am Intra-Day-Markt grob abgeschätzt. Dies geschieht über die Stillstandszeiten des Batteriesystems für jede DA oder DA\_SRL Kombination. Die Abschätzung basiert auf Untersuchungen von Sterzing aus dem Jahr 2014, in der der Einsatz von Natrium-Schwefel-Batterien und Vanadium-Redox-Flow-Batterien für Arbitragegeschäfte in Bezug auf die zukünftige Preisentwicklung auf dem Day-Ahead- und Intra-Day-Markt untersucht wird [104]. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Simulation des Day-Ahead-Marktes, die Batterien werden aber in Stillstandszeiten am Folgetag auf Stundenbasis am Intra-Day-Markt vertrieben. Für Natrium-Schwefel-Batterien und Vanadium-Redox-Flow-Batterien werden bei diesem Ansatz Renditen von durchschnittlich 4,03 EUR/MW und 3,57 EUR/MW pro Stunde Stillstand erzielt. In dieser Arbeit wird für die Intra-Day-Schätzungen der Wert 3,57 EUR/MW pro Stunde Stillstand angenommen.



**Abbildung 4.11.:** Erlöse für DA, SRL\_min, SRL\_max und ID in 2013.

In Abbildung 4.11 sind alle möglichen berechneten einzelnen und kombinierten Geschäftsmodelle aufgeführt.

Im besten Fall kann für die Kombination aus Vermarktung am Day-Ahead-Markt, Anbieten von negativer Sekundärregelleistung (SRL\_max mit 5 MW) und optimaler Ausnutzung der Stillstandszeiten am Intra-Day-Markt (DA\_ID\_HT\_NEG) ein Erlös von rund 250 kEUR erwirtschaftet werden. Vernachlässigt man die (geschätzten) Erlöse am ID-Markt, sind immer noch Gesamterlöse von rund 225 kEUR möglich. Verglichen mit den Erlösen am DA-Markt ist das ein zusätzlicher Erlös von 105 kEUR und zeigt, dass eine Kombination von Geschäftsmodellen sinnvoll sein kann. Anders verhält es sich, wenn nur 0,75 MW SRL vermarktet werden können (SRL\_min.). In diesem Fall ist es lukrativer, das Batteriesystem lediglich am Day-Ahead-Markt einzusetzen, auch wenn die Stillstandszeiten genutzt werden, um die Batterie zusätzlich am ID-Markt zu vermarkten. Folglich kann gezeigt werden, dass der SRL-Markt für Batteriesysteme sehr attraktiv sein kann, wenn die Präqualifikationvoraussetzungen geändert werden (entweder durch eine Reduktion von Ausschreibeziträumen oder durch spezielle Bedingungen für Batteriesysteme) oder die vermarktbar Leistung durch Poolung mit anderen Markt-

teilnehmern erhöht wird. Das Erlöspotenzial kann weiter gesteigert werden, wenn mögliche Erlöse des Batteriesystems durch aktive Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt mitberücksichtigt werden. Zukünftige Arbeiten sollten daher bei der Modellierung des Erlösmodells die Arbeitspreise und daraus generierte potenzielle Erlöse ebenfalls berücksichtigen.

## 4.2. Vergleich der Geschäftsmodelle für den Einsatz des Batterieprototyps

In Kapitel 4.1 wurden verschiedene Geschäftsmodelle für den Einsatz von Großbatterien unter aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht. Ziel der Untersuchung war es herauszufinden, welche Geschäftsmodelle bzw. Geschäftsmodellkombinationen für den Einsatz der Vanadium-Redox-Flow-Batterie des SPF-Projektes besonders lukrativ sein könnten. Hierzu wurde in Kapitel 4.1.1 die Vermarktung von Großbatterien am Primärregelleistungsmarkt näher analysiert. In Kapitel 4.1.2 wurde die Kombination der Geschäftsmodelle "Vermarktung am Sekundärregelleistungsmarkt", "Arbitragegeschäfte am Day-Ahead-Markt" und "Arbitragegeschäfte am Intradaymarkt" untersucht.

Die Analyse in Kapitel 4.1.1 hat gezeigt, dass der Einsatz von stand-alone Batterien am PRL-Markt aufgrund der von den Übertragungsnetzbetreibern definierten "Freiheitsgrade" zur Laststandsanpassung heutzutage möglich ist und bereits Anwendung findet. Bei wöchentlichen Einnahmen von 3.500 EUR/MW (Durchschnittspreis im Jahr 2015) gehen Experten heute schon davon aus, dass sich die Vermarktung von Großbatterien am PRL-Markt aus finanzieller Sicht lohnen kann.

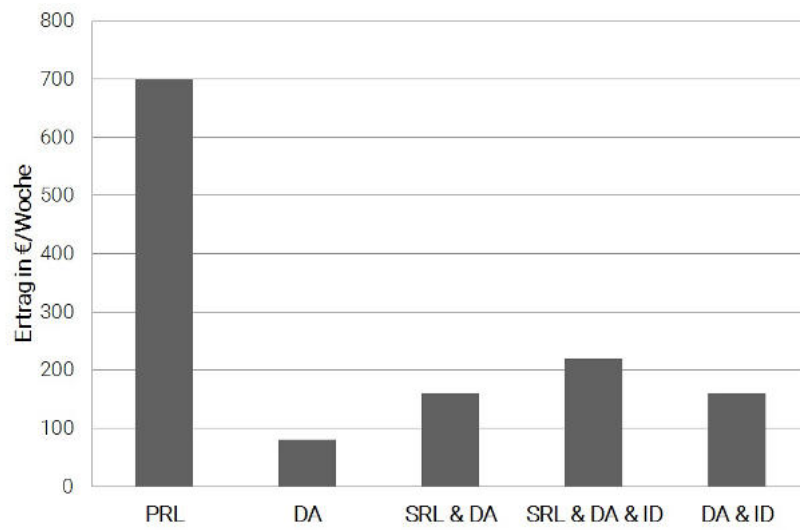
Kapitel 4.1.2 hat ergeben, dass selbst bei einem perfect-forecast die Einnahmen am Sekundärregelleistungsmarkt bei einem gleichzeitigen Einsatz eines 5 MW/10 MWh Speichers für Arbitrage-Geschäfte und am Day-Ahead- und Intradaymarkt im besten Falle bei 250 kEUR liegen.

Werden nun die Ergebnisse aus Kapitel 4.1 auf theoretisch mögliche, wöchentliche Einnahmen des SPF-Speichers, welcher eine Nennleistung von 200 kW und eine Kapazität von 400 kWh aufweist, heruntergerechnet, ergeben sich die Werte aus Abbildung 4.12 (für die Ergebnisse aus Kapitel 4.1.2 sind hier lediglich die Maximalwerte angegeben).

Es ist klar erkennbar, dass das profitabelste Geschäftsmodell für den Einsatz der SPF-Batterie deren Vermarktung am PRL-Markt ist. Inwiefern dieser Einsatzbereich lukrativ sein kann, wird in Kapitel 6.2 näher untersucht (da die SPF-Batterie nicht die aktuell geforderte Mindestgröße von 1 MW für die Teilnahme am PRL-Markt aufweist, wird in Kapitel 6.2 eine Poolung mit typgleichen Batterien betrachtet). Grundlage hierfür ist ein Batteriemodell, welches auf Feldmessungen des PRL-Einsatzes der SPF-Batterie basiert.

---

<sup>3</sup>PRL=Primärregelleistung, SRL=Sekundärregelleistung, DA= Day-Ahead-Geschäfte, ID= Intradaygeschäfte



**Abbildung 4.12.:** Zu erwartender wöchentlicher Ertrag für den Einsatz der Vanadium-Redox-Flow-Batterie des SPF-Projektes bei unterschiedlichen Geschäftsmodellen.<sup>3</sup>





## 5. Netzdienlicher Einsatz des Batterieprototyps

In Kapitel 5 wird die Möglichkeit eines netzdienlichen Einsatzes des Batterieprototyps näher untersucht. Grundlage hierfür ist die in Kapitel 5.1 durchgeführte Analyse zur Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen mit Batterien. Basierend auf dieser Analyse wird anschließend in Kapitel 5.2 eine Methodik zur netzdienlichen Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen präsentiert. Diese Methodik wurde zur Bestimmung des Installationsortes des Batterieprototyps verwendet.

### 5.1. Verhinderung von Netzausbau mit Batterien

Im folgenden Kapitel wird der Aufbau des Verteilnetzes und deren technische Eigenschaften erklärt. Weiter werden die rechtlichen Grundlagen erläutert die für die Planung und den Betrieb dieser Netze unerlässlich sind. Es werden mögliche Stabilitätsprobleme erläutert, die mit einem steigenden Anteil an fluktuierenden Erzeugungsanlagen im Verteilnetz einhergehen. Als Gegenmaßnahmen zu den Stabilitätsproblemen werden neben dem traditionellen Netzausbau verschiedene technische Alternativen, insbesondere der Einsatz von Batterien, eingehender erläutert.

#### 5.1.1. Allgemeiner Aufbau des Verteilernetzes

In dieser Arbeit liegt der Fokus auf den Verteilnetzen in Deutschland. Elektrische Netze lassen sich anhand der Normspannungen  $U_N$  einteilen, die in der DIN VDE 0175 festgelegt sind. Im Rahmen dieser Arbeit ist das Verteilnetz als Netz definiert, das aus dem NS-Netz und dem MS-Netz (bis inklusive der 20 kV Spannungsebene) besteht. Je nach Lastdichte, historischem Verlauf, Bebauung und wirtschaftlichen Betrachtungen werden verschiedene Netzstrukturen in den MS- und NS-Netzen realisiert.

Die eingesetzten Netzstrukturen in der Mittelspannungsebene basieren überwiegend auf Ring- und Strangstrukturen [31]. Der Unterschied zwischen diesen beiden Netzformen besteht darin, dass Strangnetze im Gegensatz zu Ringnetzen eine Verbindung zwischen zwei unterschiedlichen Umspannstationen darstellen. In einer repräsentativen Umfrage von Melzer et al. [105] wurde ermittelt, dass 84% der MS-Netze in Deutschland als offene Ringnetze betrieben werden. Üblicherweise speisen Ring- und Strangnetze fünf bis zehn Ortsnetzstationen. Aus einer Analyse der veröffentlichten Daten von 444 Verteilnetzbetreibern (VNB) ergeben sich im Mittel acht Abgänge an der Sammelschiene (SS) der Umspannwerke (UW) [106].

Niederspannungsnetze dienen hauptsächlich der Versorgung von Privat- sowie kleineren Gewerbetunden. Sie werden heutzutage fast ausschließlich als Strahlennetze betrieben (wobei bei einer hohen Stationsdichte in der Regel Verbindungsstellen zu benachbarten Netzbezirken vorhanden sind) [107]. Der Aufbau von NS-Netzen orientiert sich maßgeblich an der Siedlungsstruktur. So sind zum Beispiel Kabel und Freileitungen in der Regel am Straßenrand oder an Grundstücksgrenzen verlegt.

Die Anbindung der Niederspannungsnetze an die Mittelspannungsnetze erfolgt über Ortsnetzstationen (ONS). Diese sind mit einem oder maximal zwei MS/NS-Transformatoren ausgestattet, die eine Bemessungsscheinleistung von jeweils 100 bis 1.250 kVA aufweisen [108]. Die Anzahl der von einer Netzstation abgehenden Netzstrahlen hängt vom Siedlungstyp und somit von den örtlichen Gegebenheiten ab. Je nach Siedlungstyp versorgt ein Stationstransformator etwa 2 bis 7 Leitungsabgänge, wobei Netzstationen mit geringerer Leistung tendenziell niedrigere Werte aufweisen [107]. Aus einer Analyse der veröffentlichten Daten von 617 VNB ergeben sich im Mittel vier Abgänge an der SS einer ONS [106].

Das NS- und MS-Netz sind starr gekoppelt. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber im laufenden Betrieb keine Möglichkeit hat, die Spannung zwischen HS/MS-UW und Endverbraucher zu beeinflussen. Die einzige Möglichkeit der Regelung findet über den Stufensteller des HS/MS-Transformators am UW statt. Der Stufensteller regelt die Spannung an der MS SS des UW entweder auf einen festen Sollwert oder auf einen leistungsflussabhängigen Sollwert [109]. Eine eher theoretische Möglichkeit bietet die Änderung des Übersetzungsverhältnisses am ONT. Eine typische Stufenhöhe beträgt  $\pm 2\%$  oder  $\pm 4\%$ . Da in Ortsnetzstationen meist keine Leittechnik installiert ist, hat die Änderung des Übersetzungsverhältnisses am Transformator im getrennten Zustand manuell zu erfolgen und kann somit nicht während des normalen Netzbetriebs angepasst werden.

### **5.1.2. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen**

Nach § 14 Abs. 1 EnWG [110] sind Netzbetreiber verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten. Die Netzbetreiber haften bei fahrlässiger Verursachung von Schäden. Werden die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten, kann ein fahrlässiges Verhalten ausgeschlossen werden. Durch optimale Planung und Betrieb ihrer Netze stellen Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber sicher, dass keine unzulässige Betriebsmittelbelastung entsteht. Dies kann geschehen, wenn Strom und Spannung außerhalb bestimmter Grenzwerte liegen. In diesem Abschnitt wird nur auf Normen und Richtlinien eingegangen, die für die Planung und den Betrieb der Verteilnetze von Bedeutung sind.

#### **5.1.2.1. Thermische Betriebsmittelbelastung**

Eine Überschreitung des Bemessungsstromes führt zu erhöhten thermischen Belastungen des Betriebsmittels, welches dadurch schneller altert. Zur Bewertung eines nötigen Netzausbaus sind Auslastungsgrade und Grenzwertüberschreitungen von elektrischen Leitungen (Kabel und Freileitungen) und Transformatoren besonders kritisch. Andere Betriebsmittel, wie zum

**Tabelle 5.1.:** Übersicht der zulässigen Betriebsmittelbelastungen im Normalbetrieb für die MS- und NS-Ebene

Betriebsmittel	Starklastfall	Rückspeisefall
HS/MS-Transformator	max. 60% $S_r$	max. 100% $S_r$
MS-Leitung oder -Kabel	max. 60% $S_r$	max. 100% $S_r$
MS/NS-Transformator (ONT)	max. 100% $S_r$	max. 100% $S_r$
NS-Leitung oder -Kabel	max. 100% $S_r$	max. 100% $S_r$

Beispiel Muffen, sind auf die Bemessungsgrößen der Transformatoren und elektrischen Leitungen abgestimmt und müssen daher nicht gesondert betrachtet werden. Sie werden - wenn nötig - beim Austausch berücksichtigt. In dieser Arbeit werden für alle Betriebsmittel Bemessungsgrößen nach aktuellem Stand der Technik verwendet. In diesem Zusammenhang besonders hervorzuhebende Normen sind die DIN EN 600763-2 / VDE 0532 Teil 102, in der die Bemessungsgrößen bei Öl-Verteilnetztransformatoren genannt werden und die DIN-VDE 0276-603, welche die Größen für Niederspannungsenergiekabel bestimmt.

Ebenfalls bindend ist der (n-1)-Planungsgrundsatz [12]. Dieser Planungsgrundsatz wurde in [3] eingehender definiert, in Abstimmung mit den 16 größten über Deutschland verteilten VNB erarbeitet, und kann als aktueller Stand der Technik vorausgesetzt werden. Für die Versorgung der Verbraucher muss in der MS das (n-1)-Kriterium angewendet werden. Kurzzeitig wird im Lastfall eine Belastung der Betriebsmittel (für HS/MS-Transformatoren, MS-Kabeln und MS-Freileitungen) von 120% der Bemessungsscheinleistung  $S_r$  zugelassen. Fällt ein bestimmtes kritisches Betriebsmittels aus, folgt im Normalbetrieb eine maximale Belastungsgrenze von 60% für die Betriebsmittel in der MS. Überwiegt die Erzeugung von DEA der abgenommenen Last, kommt es zu einem Leistungsfluss aus dem Verteilnetz in das HS-Netz und man spricht in diesem Fall von Rückspeisung. Im Rückspeisefall wird anders als im Lastfall eine maximale Betriebsmittelbelastung von 100% zugelassen. Das ist darauf zurückzuführen, dass im (n-1) Fall sämtliche DEA vom Netz getrennt werden müssen um eine Überlastung zu vermeiden. Zusammenfassend sind die in dieser Arbeit verwendeten zulässigen Betriebsmittelbelastungen im Normalbetrieb in Tabelle 5.1 dargestellt.

### 5.1.2.2. Spannungshaltung

Spannungen jenseits der Bemessungsspannung ziehen eine verstärkte Beanspruchung der Isolation mit sich, was im schlimmsten Fall zu einem Wärmedurchschlag (Kurzschluss) führen kann. Hauptgrund für den Netzausbau in Deutschland (80% der Fälle) ist die Überschreitung von Spannungsgrenzwerten in Niederspannungsnetzen [111].

Die Norm DIN-EN 50160 legt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen hinsichtlich Frequenz, Amplitude, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen fest [82]. Die Netzbetreiber sind für die Einhaltung der Spannungsqualitätsmerkmale verantwortlich. Die Norm unterscheidet für das Verteilnetz andauernde Phänomene von Spannungsereignissen. Spannungsereignisse treten im Fehlerfall, bei Schalthandlungen und bei Lasttrennung auf. Sie können in Unterbrechungen der Versorgungsspannung, Einbrüche und Überhöhungen der Versorgungsspannung sowie transiente Überspannungen eingeteilt werden. Für diese Ereignisse werden keine Grenzwerte sondern nur Anhaltswerte angegeben.

Andauernde Ereignisse und dazugehörige definierte Grenzwerte hingegen treten im normalen Betrieb auf. Dieser ist definiert als „Betriebszustand in einem Elektrizitätsversorgungsnetz, bei dem die Last- und Stromnachfrage gedeckt, Netz-Schalthandlungen durchgeführt und Fehler durch automatische Schutzsysteme behoben werden.“ [82]

In Verteilnetzen ist der Hausanschluss (HA) meist der kritischste Punkt des Netzes, an dem die definierten Grenzwerte überschritten werden. Andauernde Ereignisse werden unterteilt in Netzfrequenz, sowie in langsame und schnelle Spannungsänderungen. Weiter sind die Flickerstärke, Oberschwingungen sowie die Zwischenharmonischen, Unsymmetrien der Spannung, als auch die Netz-Signalübertragungsspannung im Normalbetrieb zu berücksichtigen. Für die Berechnung der Netzaufnahmefähigkeit und abgeleiteter Ausbaumaßnahmen sind nur diese Spannungsänderungen von Bedeutung.

Schnelle Spannungsänderungen, insbesondere solche, die durch Photovoltaikanlagen verursacht werden, beurteilt Scheffler als unkritisch [107]. Daher werden diese hier nicht weiter berücksichtigt. Weiter geht aus Studien hervor, dass im Normalfall selbst bei einer hohen Durchdringung des Verteilnetzes mit Photovoltaikanlagen keine Grenzwertverletzung bezüglich Flickerstärke und Oberschwingungspegel zu erwarten ist [112, 113]. Für zwischenharmonische Schwingungen (Sinusschwingungen deren Frequenz kein ganzzahliges Vielfaches der Netzfrequenz ist) gibt es noch keine Grenzwerte, daher werden Sie in dieser Arbeit ebenfalls nicht berücksichtigt. Eine Unsymmetrie der Versorgungsspannung tritt in der Praxis dann auf, wenn die zyklische Phasenvertauschung beim Anschluss von einphasigen Photovoltaikanlagen (PVA) oder Lasten nicht eingehalten wurde. Da diese Störung, einmal bemerkt, leicht zu beheben ist, wurde auf die Berücksichtigung von Unsymmetrien verzichtet und alle Netze mit einer symmetrischen Einspeisung oder Last berechnet. Die Netz-Signalübertragungsspannung auf der Versorgungsspannung dient der Übertragung von Signalen und ist damit ebenfalls nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Langsame Spannungsänderungen hingegen sind für die Bewertung der Netzaufnahmefähigkeit von maßgeblicher Bedeutung. Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung in jeder Woche innerhalb des Bereichs  $\pm 10\% U_n$  liegen. Dabei darf das Intervall von  $+10\%/-15\% U_n$  nicht verlassen werden. Um eine gewisse Redundanz zu gewährleisten, wird als Grenzwert zu jedem Zeitpunkt eine feste Spannungsgrenze von  $\pm 10\% U_n$  angenommen.

Neben der bindenden Norm regeln zwei Anschlussrichtlinien für dezentrale Erzeugungsanlagen eine Spannungsänderung am Netzverknüpfungspunkt in der Niederspannung [114] und in der Mittelspannung [115]. Diese Richtlinien lassen eine Spannungsänderung von 2% in der MS und von 3% in der NS zu. Dabei wird in VDE AR-4105, auch Niederspannungsrichtlinie genannt, folgende Formulierung verwendet [114]:

„Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3% gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.“

Werden die in den Richtlinien genannten möglichen Spannungsänderungen angewandt, ist leichter zu berechnen, ob Erzeugungsanlagen in der entsprechenden Spannungsebene angeschlossen werden können. Soll etwa geprüft werden, ob eine zusätzliche PVA in einem NS-Netz angeschlossen werden kann, muss die Spannungsänderung im NS-Netz jeweils einmal ohne

Erzeugungsanlagen und einmal mit angeschlossenen und voll einspeisenden Erzeugungsanlagen berechnet werden. Wird trotz des Neuanschlusses dieser Anlage an jedem Verknüpfungspunkt im Netz die Spannungsabweichung  $\leq 3\% U_n$  eingehalten, so ist die Niederspannungsrichtlinie und damit in den meisten Fällen auch die DIN-EN 50160 erfüllt. Da dies aber die Netzanschlusskapazität von dezentralen Anlagen erheblich einschränkt, wurde in beiden Richtlinien die Möglichkeit offen gelassen, die Zulässigkeit des Anschlusses nach dem  $\pm 10\%$ -Kriterium der DIN-EN 50160 zu bewerten. In VDE AR-4105 [114] heißt es:

„Nach Maßgabe des Netzbetreibers und ggf. unter Berücksichtigung der Möglichkeiten der statischen Spannungshaltung kann im begründeten Einzelfall von dem Wert von 3% abgewichen werden.“

In der MS-Richtlinie [115] ist die Formulierung bis auf den genannten Wert identisch. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf die Einhaltung des 2%- und des 3%-Kriteriums verzichtet, da NS- und MS-Netz zusammen berechnet werden. Dadurch wird die vorgeschriebene Spannungsabweichung von  $\pm 10\% U_n$  im gesamten Verteilnetz sichergestellt.

### **5.1.3. Stabilitätsprobleme in Verteilnetzen mit steigenden Anteilen an fluktuierenden Erzeugern**

In diesem Abschnitt wird erläutert, welche Anforderungen bei der Integration von fluktuierenden Erzeugern im Verteilnetz entstehen können.

Der sichere und zuverlässige Betrieb von elektrischen Netzen war auch vor dem vermehrten Einsatz fluktuierender Erzeuger gefährdet. Kabelschäden durch Bauarbeiten, eine nicht exakt prognostizierbare Last oder Schalthandlungen bei Planung und Betrieb der Netze mussten bereits vorher beachtet werden. Zusätzlich zu diesen Problemen haben sich durch den Einsatz Erneuerbarer Energieanlagen weitere Anforderungen ergeben. Hervorzuheben sind dabei:

- ein gesteigener Bedarf an Regelenergie
- eine lokale Spannungsanhebung
- die Zunahme von Netzengpässen
- ein fehlender Beitrag zur Momentanreserve
- ein schwankender Kurzschlussleistungsbeitrag

Normen, Richtlinien und wirtschaftliche Anreize für Betreiber von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern regeln die Erbringung sogenannter Systemdienstleistungen (engl.: „ancillary services“), die einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Systemdienstleistungen sind für das Europäische Verbundnetz gemäß dem Branchenverband der europäischen Elektrizitätswirtschaft EURELECTRIC in englischer Originalsprache wie folgt definiert [116]:

„Ancillary services are all services required by the transmission or distribution system operator to enable them to maintain the integrity and stability of the transmission or distribution system as well as the power quality.“

Die Systemdienstleistungen werden dabei nach Stabilitätskriterien eingeteilt [116]. Unterschieden werden dabei Dienstleistungen für den Normalbetrieb, die Fehlerprävention und die Systemwiederherstellung. In dieser Arbeit werden lediglich Systemdienstleistungen, die für den Normalbetrieb nötig sind, eingehender betrachtet. Diese sind:

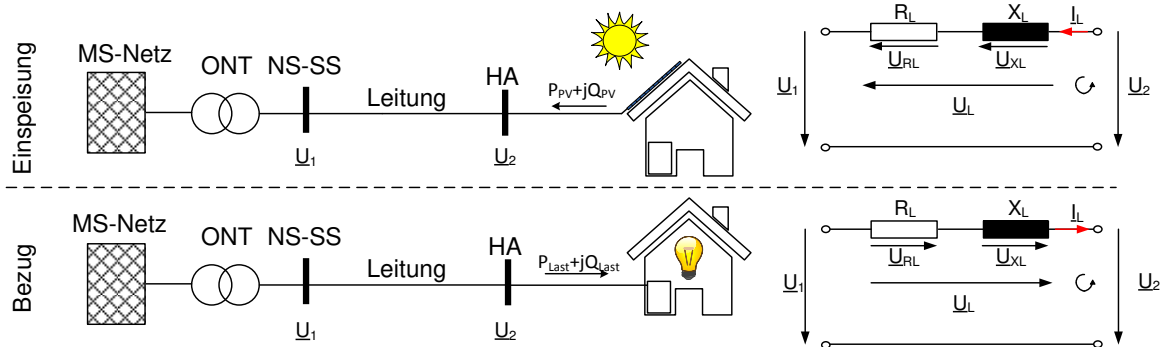
- Frequenzregelung
- Spannungsregelung
- Erzeugungsregelung per Fernzugriff

Durch diese Systemdienstleistungen werden unzulässige Spannungsanhebungen vermieden, Netzengpässe verhindert und Regelenergie bereitgestellt.

Da, wie bereits erwähnt, laut einer Umfrage unter Verteilnetzbetreibern der Hauptnetzausbau grund in Verteilnetzen die Überschreitung von Spannungsgrenzwerten ist, werden die Ursachen lokaler Spannungsanhebungen aufgrund von Erneuerbaren Energieanlagen näher analysiert.

Um zu verstehen, wie es zu einem Spannungsanstieg oder -abfall am HA kommt, wird im Folgenden darauf eingegangen, wie sich die Einspeisung oder der Bezug von elektrischem Strom auf die Spannung an einem Knoten im Netz auswirkt.

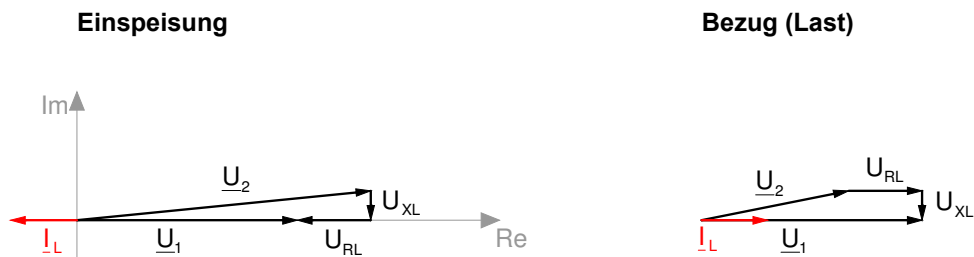
Abbildung 5.1 stellt die Auswirkung der Stromeinspeisung beziehungsweise des Strombezugs auf die Spannung am HA in einem stark vereinfachten NS-Netz dar.



**Abbildung 5.1.:** (links) NS-Netz mit Stromeinspeisung und -bezug (rechts) Ersatzschaltbild der Leitung im Verbraucherzählpeilsystem.

Das betrachtete NS-Netz (Abbildung 5.1 (Bild links)) weist eine Netzeinspeisung auf der Oberspannungsseite des MS/NS-Transformators auf. Für diese einfachen Netzverhältnisse kann das Ersatzschaltbild der kurzen elektrischen Leitung (Bild rechts) verwendet werden.  $\underline{U}_1$  ist die Spannung an der NS-Sammelschiene des Ortsnetztransformators und kann ausgehend von der Annahme einer idealen Spannungsquelle als konstant angenommen werden. Der HA kann als PQ-Knoten aufgefasst werden. Das bedeutet, dass der HA-Knoten als Netzknoten definiert ist, an dem mit bekannter und konstanter Wirk- und Blindleistung in das Netz eingespeist wird (Einspeisung: Haus oben) oder bezogen wird (Last: Haus unten).  $\underline{U}_2$  ist die gemessene Spannung am HA. Die Leitung wird im Ersatzschaltbild in Leitungsresistenz  $R_L$  und Leitungsreaktanz  $X_L$  aufgeteilt. Über den Wirk- und Blindwiderstand der Leitung fallen die entsprechenden Spannungen  $\underline{U}_{RL}$  und  $\underline{U}_{XL}$  ab. Der Strom, der über die Leitung fließt, wird als  $I_L$  bezeichnet. Die Pfeilrichtung ist durch das Verbraucherzählpeilsystem festgelegt.

Aus den Ersatzschaltbildern in Abbildung 5.1 rechts lassen sich die entsprechenden Zeigerdiagramme ableiten (siehe Abbildung 5.2).



**Abbildung 5.2.:** (links) Zeigerdiagramm für den Einspeisefall (rechts) Zeigerdiagramm für den Lastfall.

Die Spannung  $\underline{U}_2$ , welche sich aufgrund von Einspeisung oder Bezug am HA einstellt, ist gesucht. Für den Einspeisefall gilt gemäß dem 2. Kirchhoffschen Gesetz (Maschenumlauf in Abbildung 5.1 eingezeichnet):

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 + \underline{I}_L \cdot (R_L + jX_L) \quad (5.1)$$

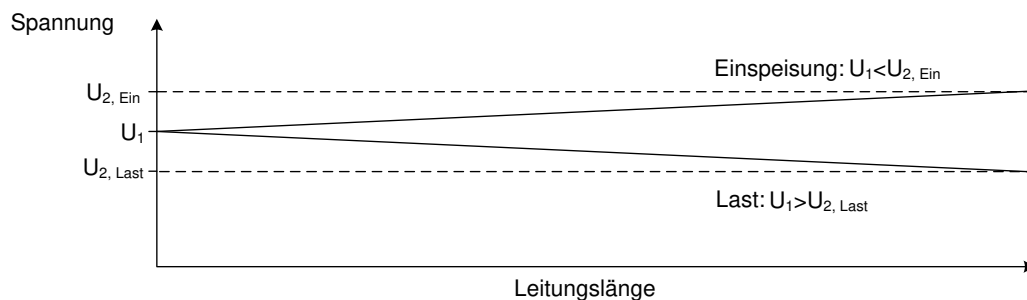
Wird  $\underline{I}_L$  in Wirkstrom  $I_W$  und Blindstrom  $I_B$  aufgeteilt, ergibt sich:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 + (I_W + jI_B) \cdot (R_L + jX_L) \quad (5.2)$$

Multipliziert man die obige Gleichung aus und trennt dann deren Summanden in Realteil und Imaginärteil auf, so lässt sich der Betrag von  $\underline{U}_2$  berechnen:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 + I_W R_L - I_B X_L)^2 + (I_B R_L + I_W X_L)^2} \quad (5.3)$$

Den Zeigerdiagrammen (siehe Abbildung 5.2) kann entnommen werden, dass bei Einspeisung  $U_2 > U_1$  ist, während es sich im Lastfall genau andersrum verhält. Wie in Abbildung 5.3 dargestellt, weicht  $U_2$  von  $U_1$  umso stärker ab, je länger die Leitung, beziehungsweise höher die Netzimpedanz, oder je größer der Strom ist.



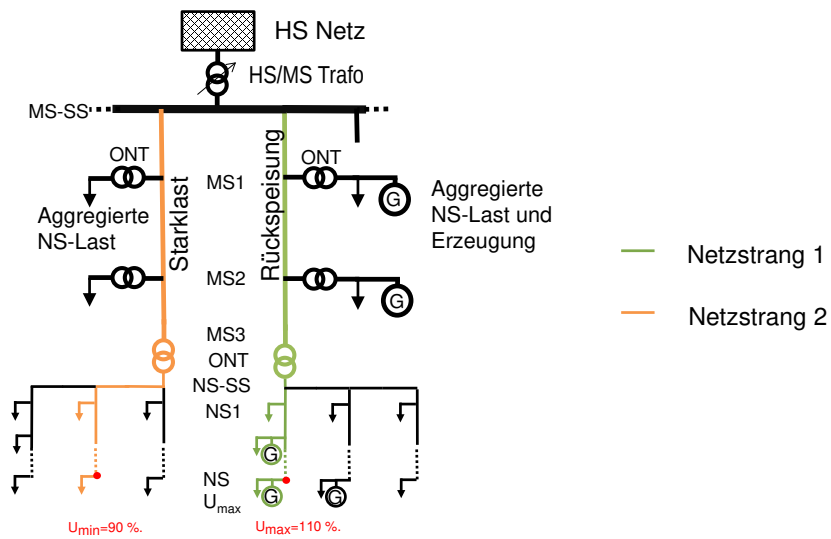
**Abbildung 5.3.:** Spannungsänderung in Abhängigkeit der Leitungslänge.

Wie bereits diskutiert, sind die MS-Netze und NS-Netze bisher starr gekoppelt. Die letzte Regelmöglichkeit zur Änderung der Netzspannung ist mittels des oben besprochenen Stufenstellers

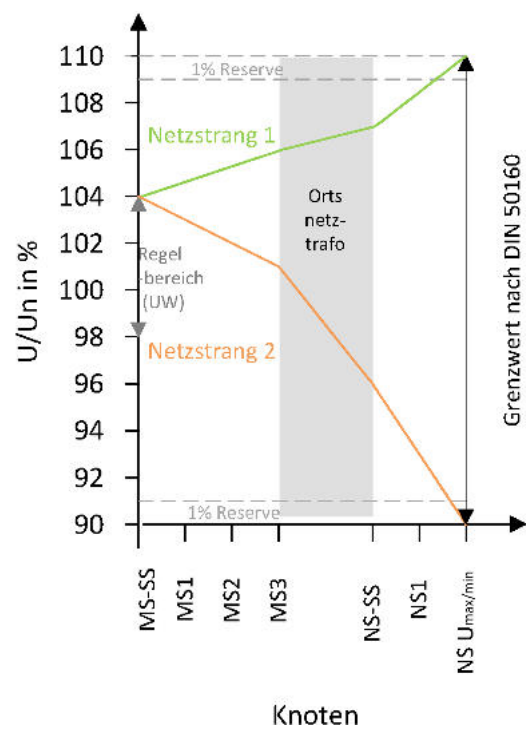
am HS/MS-Transformator. Die Spannungen der einzelnen Netzknoten im Verteilnetz ergeben sich aus den momentanen Lastverhältnissen. Das Netz muss so dimensioniert werden, dass die Spannungen jederzeit innerhalb der vorgeschriebenen Grenzwerte bleiben. Um das sicherzustellen, geht man vom schlimmstmöglichen noch wahrscheinlichen Fall aus (Worst-Case-Szenario). Bisher wurde nur ein Netzstrang bei Starklast betrachtet. Es ist aber auch denkbar, dass an einem Netzstrang Starklast anliegt, während an einem anderen Leistung eingespeist wird. In Abbildung 5.4 ist zur Veranschaulichung der Thematik ein stark vereinfachtes Verteilnetz im Worst Case dargestellt. Zeitgleich tritt in Netzstrang 1 eine Rückspeisung auf (Leistungsfluss in Richtung UW) und in Netzstrang 2 eine starke Last (Leistungsfluss hin zum Strangende). Das führt zu einer Spannungsanhebung über der Leitung in Netzstrang 1 und zu einer Absenkung in Netzstrang 2.

Abbildung 5.5 zeigt den Spannungsverlauf dieses Beispiels. Es werden außerdem die gerade noch zulässigen Spannungen  $U_{\min}$  von 90% und  $U_{\max}$  von 110% an den jeweiligen Kundenübergabestellen (meist der Hausanschluss) dargestellt. Die dadurch entstehende Spannungsdifferenz zwischen  $U_{\min}$  und  $U_{\max}$  beträgt 20%. Da in dem dargestellten Szenario beide Fälle zeitgleich auftreten, kann der Stufensteller im Umspannwerk die Spannung an der MS-Sammelschiene nicht mehr ausgleichen.





**Abbildung 5.4.:** Netzschema in der Mittel- und Niederspannung eines vereinfachten Verteilnetzes im Worst Case.



**Abbildung 5.5.:** Spannungsverlauf des vereinfachten Verteilnetzes.

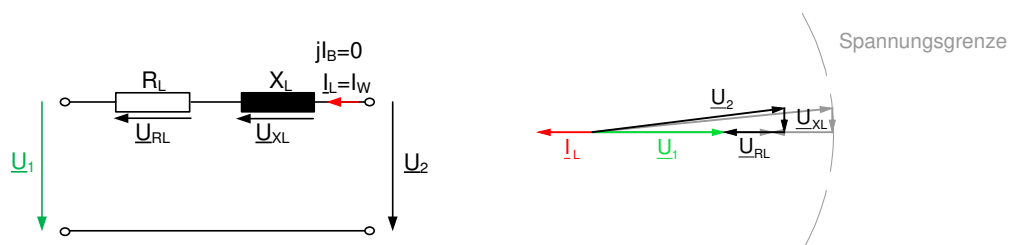
### 5.1.4. Technische Möglichkeiten zur Lösung von Stabilitätsproblemen

Da die höchsten Spannungen im Verteilnetz in der Niederspannung auftreten und Spannungsprobleme am effektivsten lokal gelöst werden, konzentrieren sich mögliche technische Lösungen auf eine Verbesserung der Spannungsverhältnisse auf dieser Netzebene. Exemplarisch für den Einspeisefall werden die Parameter der Formel 5.3 hinsichtlich der Maßnahmen untersucht, die zur Beeinflussung der Spannung  $U_2$  am HA ergriffen werden können:

- Reduktion der Netzspannung  $U_1$ ,
- Reduktion der Netzimpedanz  $R_L$  und  $X_L$ ,
- Reduktion des übertragenen Wirkstromes  $I_W$  und
- Reduktion des übertragenen Blindstromes  $I_B$ .

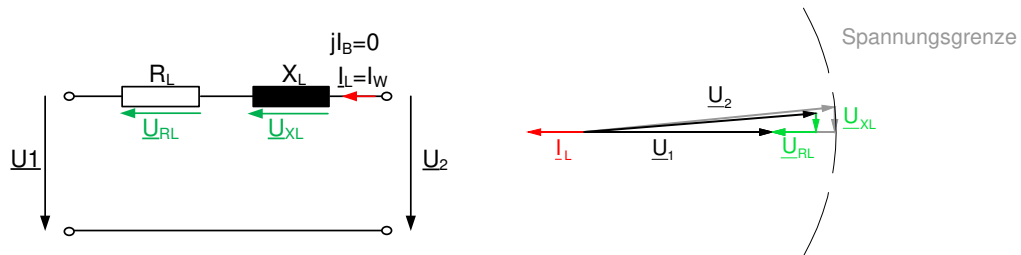
Zur Veranschaulichung der Auswirkungen dienen die Zeigerdiagramme für jede Maßnahme. Ausgehend vom Zeigerdiagramm (in grau), bei dem  $U_2$  an die Spannungsgrenze stößt (Kreissegment in grau), führt jede Maßnahme zu einer Änderung von  $U_2$  in Betrag und Winkel. Die geänderte Größe wird in grün dargestellt. Der maßgebliche Leiterstrom zur Berechnung der Betriebsmittelbelastung ergibt sich aus der eingespeisten oder verbrauchten Leistung am Hausanschluss. Da in diesem Abschnitt die Beeinflussung der Spannung exemplarisch für den Einspeisefall untersucht wird, ist das in Abbildung 5.1 oben dargestellte NS-Netz und Ersatzschaltbild Grundlage der folgenden Ausführungen. Die PVA kann eine Wirkleistung  $P_{PV}$  und eine Blindleistung  $Q_{PV}$  in das Netz einspeisen. Aus diesen Leistungen ergeben sich der übertragene Wirkstrom  $I_W$  und Blindstrom  $I_B$  und bilden zusammen den Leitungsstrom  $I_L$ . Für die Zeigerdiagramme der ersten drei Maßnahmen wurde angenommen, dass die PV-Anlage nur Wirkleistung einspeist.

In Abbildung 5.6 wird die Auswirkung der Reduktion der Netzspannung  $U_1$  auf die elektrischen Größen im NS-Netz als Zeigerdiagramm (rechts) dargestellt. Im Ersatzschaltbild ist die reduzierte Spannung  $U_1$  grün markiert. Die Netzspannung  $U_1$  ist in diesem Fall die Spannung, die sich an der Unterspannungsseite des ONT einstellt. Sie ist abhängig von der Spannung auf der Oberspannungsseite des Transformators (MS-Netz), der Transformatorimpedanz und dem Übersetzungsverhältnis.



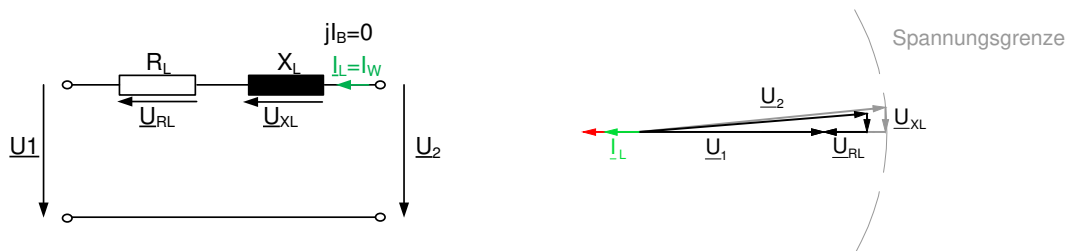
**Abbildung 5.6.:** Auswirkung der Reduktion der Netzspannung  $U_1$ : Ersatzschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts).

Die Netzimpedanz besteht im Niederspannungsnetz aus der Leitungsimpedanz und der Transformatorimpedanz des ONT. In Formel 5.3 wird vereinfachend nur die Leiterimpedanz in Resistanz  $R_L$  und Reaktanz  $X_L$  aufgeteilt, da sie einen größeren Einfluss auf  $U_2$  als die Transformatorimpedanz hat. Die Netzimpedanz kann nur durch einen Austausch oder Veränderung der Betriebsmittel beeinflusst werden. So verringert zum Beispiel eine parallele Leitung  $R_L$  und  $X_L$ .



**Abbildung 5.7.:** Auswirkung der Reduktion der Leitungsresistenz  $R_L$  und Leitungsreaktanz  $X_L$ : Blockschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts).

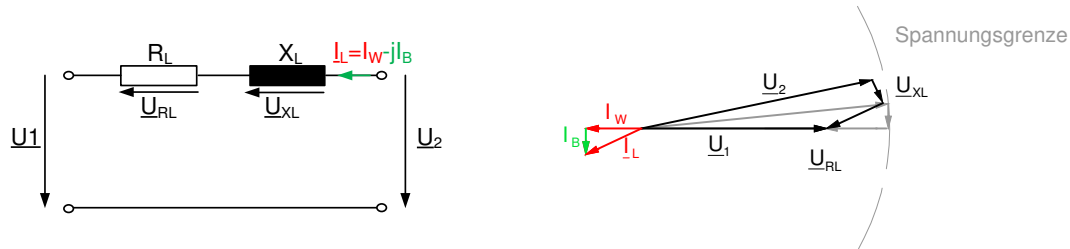
Ob ein reduzierter Wirkleistungsfluss - und damit Wirkstrom - zur Senkung von  $U_2$  führt, ist abhängig vom R/X-Verhältnis des Betriebsmittels, über dem die Spannung abfällt. Wird der Wirkstrom am HA gesenkt (wie in Abbildung 5.1), so ist das resistive Verhalten des NS-Netzes ( $R_L/X_L=2,5$ ) ausschlaggebend. Dieser Fall ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Bei Senkung des Wirkstromes am ONT wird aufgrund des induktiven Verhaltens des Transformators ( $R_T/X_T=0,3$ ) keine signifikante Reduzierung von  $U_2$  erreicht.



**Abbildung 5.8.:** Auswirkung der Reduktion des Wirkstromes  $I_W$ : Ersatzschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts).

Um  $U_2$  am HA zu reduzieren, kann ein induktiver Blindstrom bezogen werden. Dazu muss der Wechselrichter der PV-Anlage sich induktiv verhalten. Aufgrund der Blindleistungsflussrichtung zur PV-Anlage spricht man auch von Blindleistungsbezug. Für diese Maßnahme gelten die gleichen Überlegungen wie für den Wirkstrom. Das bedeutet, ein Blindleistungsbezug an der Unterspannungsseite des ONT ist effektiver als am HA. Soll die PV-Anlage trotz des Blindleistungsbezuges gleich viel Wirkleistung einspeisen, muss beachtet werden, dass der Betrag

des Leitungsstromes  $I_L$  größer wird. Das führt zu erhöhten Leitungsverlusten und einer zusätzlichen Betriebsmittelbelastung.



**Abbildung 5.9.:** Auswirkung des Bezugs von Blindstrom  $I_B$ : Ersatzschaltbild (links) und Zeigerdiagramm (rechts).

Eine Maßnahme um die Parameter  $U_1$ ,  $X_L$ ,  $R_L$  und  $I_L$  zu beeinflussen ist der Netzausbau. Im NS-Netz wird die Netzverstärkung laut [3] und [20] entweder durch eine partielle Parallelleitung oder durch eine zusätzliche Abspannung, also eine neue ONS, realisiert. Im MS-Netz wird in den einfachsten Fällen ebenfalls eine partielle Parallelleitung gelegt. Wenn die Maßnahme nicht ausreicht, wird ein neuer MS-Ring oder im ungünstigsten Fall ein neues Umspannwerk gebaut.

Wird ein regelbarer Ortsnetztransformator (RONT) mit erweiterten und automatischen Stufungsmöglichkeiten in der MS/NS-Umspannebene eingesetzt, so wird das MS-Netz vom NS-Netz entkoppelt. Es kann somit theoretisch sowohl für die MS als auch die NS das volle Spannungsband von  $\pm 10\%$   $U_N$  genutzt werden. In der Praxis sind ONT-Stufenstellungen von 0,2% und 4% üblich. Weiterführende Informationen findet man in [117], [118] und [119]. Diese Maßnahme ändert  $U_1$ .

Eine weitere Möglichkeit ist eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung und eine Anpassung des Blindleistungsflusses durch PV-Anlagen. Diese ist die für den Netzbetreiber am schnellsten realisierbare und kostengünstigste Lösung. Eine gute Übersicht zur Regelung von PV-Anlagen gibt Stetz [20]. Eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zur Begrenzung der eingespeisten Jahresenergie zum Beispiel auf 95 % wird von Wieben et al. [120] diskutiert. Diese Maßnahmen ändern den Betrag und die Phase von  $I_L$ , beziehungsweise die Beträge von  $I_W$  und  $I_B$ .

Lastmanagement ist eine Anpassung des Wirkleistungsflusses. Bei zeitgleicher Anpassung des Verbrauchs an die Einspeisung verringert sich die zu transportierende Leistung. In einer Studie für den süddeutschen Raum wird ein theoretisch realisierbares Potenzial von circa einem GW berechnet, das für eine Zeitdauer von einer Stunde bereitgestellt werden kann [121]. Da zu der Zeit geeignete Programme und Rahmenbedingungen fehlen, erfüllt ein Großteil der in dieser Studie identifizierten Lasten nicht die Anforderungen, um an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten teilzunehmen. Diese Maßnahme reduziert genau wie eine Begrenzung der Einspeisewirkleistung bei PV-Anlagen den Wirkstrom  $I_W$ .

Durch den Einsatz von elektrischen Speichern kann wie beim Lastmanagement eine Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch erfolgen und dadurch ein geregelter Wirkleistungsfluss

erfolgen. Weiterhin ist die Leistungselektronik des Speichersystems in der Lage, den Blindleistungsfluss im Netz zu regeln. Zur lokalen Regelung von Spannung und Strombelastung eignen sich Speicher durch die Regelmöglichkeit von  $I_W$  und  $I_B$  sehr gut [122]. Darüber hinaus können weitere Systemdienstleistungen wie zum Beispiel Frequenzregelung angeboten werden. Vergleicht man elektrische Speicher mit anderen DEA, so zeigt sich, dass diese sich für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen am vielseitigsten einsetzen lassen [123]. Weiterführende Studien beschreiben den wachsenden Anstieg an Systemdienstleistungen, die von DEA aus dem Verteilnetz angeboten werden müssen [89]. Je nach Anwendungsfall werden dabei verschiedene Batterietechnologien eingesetzt [48]. Neben der aufwendigen informationstechnischen Vernetzung der Speicher sind die hohen Anschaffungskosten die wichtigsten Gründe, warum elektrische Speicher bisher noch nicht großflächig eingesetzt werden [122].

### 5.1.5. Stand der Technik bei der Netzplanung und Besonderheiten beim Einsatz von Batterien

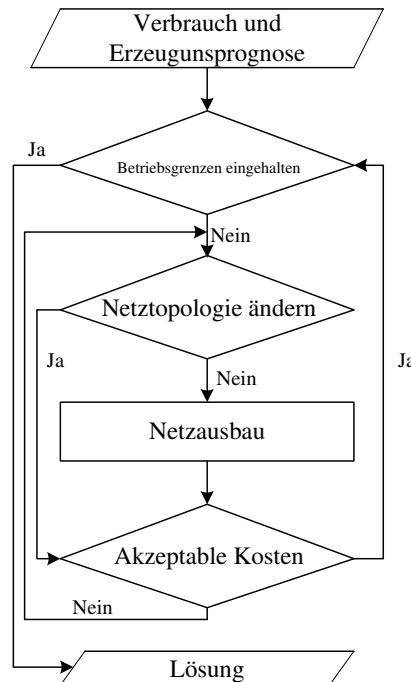
Heutzutage ist der Netzausbau der konventionelle Lösungsansatz, wenn unzulässige Spannungen und Ströme im Stromnetz auftreten. Zur Umsetzung der Netzverstärkungsmaßnahmen gibt es auf nationaler [124] und internationaler Ebene [125] verschiedene Planungsrichtlinien. Des Weiteren gibt es Empfehlungen, wie beispielsweise in [126]. Dennoch haben die Verteilnetzbetreiber, aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften ihrer Stromnetze, in der Regel verschiedene Natzausbauplanungsprozesse [127]. Um die verschiedenen Planungsansätze zu standardisieren, wurde unter Beteiligung von 17 Verteilnetzbetreibern, welche mehr als 50% des gesamtdeutschen Netzgebietes abdecken, eine Studie durchgeführt. Diese ist in [3] zu finden und kann als Stand der Technik angesehen werden. In Abbildung 5.10 ist die herkömmliche Vorgehensweise bei der Netzplanung schematisch dargestellt.

Betriebsmittel, welche heutzutage in diversen Studien zur Behebung von Netzproblemen eingesetzt werden, sind in Tabelle 5.2 zu finden.

**Tabelle 5.2.:** Standardmäßig eingesetzte Betriebsmittel zur Netzverstärkung.

Betriebsmittel	Dena [3]	Stetz et al. [128]	Idlbi et al. [129]	Ackermann et al.[130]
NS-Kabel (NAYY)	4x150 mm <sup>2</sup>	(3x150; 3x240) mm <sup>2</sup>	4x150 mm <sup>2</sup>	4x150 mm <sup>2</sup>
MS/NS Transf. ( $S_{r,t}$ )	630 kVA	(400; 600; 800) kVA	(400; 600; 800; 1000) kVA	630 kVA
MS-Kabel (NA2XS2Y)	3x1x185 mm <sup>2</sup>	-	-	3x1x240 mm <sup>2</sup>
HS/MS Transf. ( $S_{r,t}$ )	40 MVA	-	-	-

Ein Problem des in Abbildung 5.10 dargestellten Ansatzes liegt bei den Eingangsdaten: die Last auf der NS-Ebene wird in der Regel nicht gemessen und muss von daher abgeschätzt werden.



**Abbildung 5.10.:** Aktuelles Vorgehen bei der Netzplanung. [2, 3]

Dies kann durch Verwendung der (gemessenen) Jahreshöchstlast der Ortsnetztransformatoren [131], die Nennleistung dieser Transformatoren [132] oder Strukturdaten, wie dem Grad der Elektrifizierung oder der Bevölkerungsdichte [131, 124], erfolgen. Auch Kombinationen dieser Ansätze sind möglich, wie in [3] beschrieben wird. Auf der Erzeugerseite ist in der Regel die Nennleistung der Generatoren bekannt und veröffentlicht [133].

Verteilnetze werden traditionell auf deterministische Art und Weise geplant [125]. Ursprünglich wurde das Stromnetz ausschließlich nach dem Lastfall ausgelegt, wobei die Einspeisung als konstant angenommen wurde. Die bereits erwähnte Zunahme an dezentralen Erneuerbaren Energieanlagen hat jedoch zu zwei worst-case Szenarien geführt. Diese sind [125]:

- Starklastfall (SLF): Maximale Last, keine Einspeisung
- Rückspeisefall (RSF): Minimale Last, maximale Einspeisung

Diese extremen Szenarien berücksichtigen allerdings nicht die zeitliche und räumliche, bzw. anlagenspezifische Variabilität von Stromnachfrage und -erzeugung bei einer größeren Anzahl von Lasten und Generatoren. Deswegen werden basierend auf einem einfachen probabilistischen Ansatz Skalierungsfaktoren für Lasten und Generatoren in einem Netzgebiet bestimmt, welche alle auftretenden Netzzustände berücksichtigen und die beiden worst-case Szenarien realistischer abbilden [3]. Für Lasten wird dieser Skalierungsfaktor definiert als die durchschnittliche aufgenommene Last in Abhängigkeit der installierten Leistung [125]. Für Generatoren sind eher die räumliche Verteilung und die verschiedenen Anlagenkonfigurationen und Ausrichtungen ausschlaggebend. Der Skalierungsfaktor für Generatoren ist definiert als der Quotient der aktuellen und installierten Leistung [35]. Unter der Prämisse, dass Erzeugung und

Last gleichzeitig auftreten können, wurden Skalierungsfaktoren in diversen Studien bestimmt [15, 3, 16, 17].

**Tabelle 5.3.:** Skalierungsfaktoren für Generatoren mit Anschluss an der Nieder- oder Mittelspannung, basierend auf [15, 3, 16, 17].

	Wind	PV	Biomasse	Wasser
SLF	0 [3]	0 [15, 3, 16, 17]	0 [3], 0.6 [15]	1 [3]
RSF	0.95 [15], 1 [3]	0.85[3, 16, 17], 0.89 [15]	0.98[15], 1 [3]	1[3]

**Tabelle 5.4.:** Skalierungsfaktoren für Lasten mit Anschluss an der Nieder- oder Mittelspannung, basierend auf [3, 18].

	Last (NS)	Last (MS)	Großlast (MS)
SLF	1 [3]	1 [3]	1 [18]
RSF	0.1 [3]	0.15 [3]	0.5 [18]

Die Skalierungsfaktoren beziehen sich auf die Nenn-/Bemessungsscheinleistung von Generatoren und die Spitzenleistung von Lasten. Bei PV-Anlagen bezieht sich dieser Faktor auf die installierte Modulleistung  $P_{STC}$  [16, 17]. Im Rückspeisefall wird der Skalierungsfaktor für die Lasten, die an der Mittelspannung angeschlossen sind, höher angesetzt, um eine höhere Gleichzeitigkeit dieser Lasten zu berücksichtigen. Manche größere Verbraucher besitzen eigene MS/NS-Transformatoren und sind direkt an die Mittelspannung angeschlossen (Großlast). Die Spitzenlast dieser Großlasten kann mit 40% der Bemessungsscheinleistung  $S_{B,t}$  des eigenen Transformators angenommen werden [18]. Erfahrungswerte zeigen, dass diese Skalierungsfaktoren alle möglichen eintreffenden Netzzustände abdecken. Deswegen werden sie üblicherweise in Arbeiten verwendet, die ohne Messdaten der Niederspannung durchgeführt wurden [106, 53, 3]. Da diese extremen Netzzustände eventuell niemals in der Realität eintreten [134] und unter anderem die Wechselwirkung der Betriebsmittel untereinander weitgehend unberücksichtigt bleibt, werden Verteilnetze in der Regel überdimensioniert. Um den Planungsprozess effektiver zu gestalten, wird von [135] und [125] ein Paradigmenwechsel von traditionellen Planungsmethoden passiver Verteilnetze hin zu neuen Planungsmethoden von aktiven Verteilnetzen, definiert in [136], gefordert. Der Übergang wird detailliert in [125] beschrieben. Diese neuen Planungsansätze sollen sowohl Betriebsmittel effizienter nutzen [126] als auch redundante Investitionen verhindern und O&M Kosten minimieren [137].

In neuen Planungsansätzen von Verteilnetzen wird der Planungsprozess oft als nicht-lineares gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem aufgefasst, in dem versucht wird, unter anderem Netzverluste, Netzausbau und Kosten zu minimieren [138]. Eine allgemeine Beschreibung, Klassifizierung und Bewertung von neuen Planungsansätzen findet sich in [139, 140, 141], während [138, 142, 143] vor allem auf die Einbindung von Erneuerbaren Energieanlagen in die Netzplanung eingehen. Es zeigt sich, dass meist deterministische Ansätze mit numerischen und evolutionären Methoden gewählt werden, in denen die Zuverlässigkeit der Stromversorgung implizit vorausgesetzt ist. Wird die Zuverlässigkeit der Stromversorgung als Vorgabe in der Netzplanung berücksichtigt, so werden in der Regel Methoden wie z.B. evolutionäre Algorithmen für eine multikriterielle Optimierung bevorzugt. Diese haben den Vorteil, dass neben dem

eigentlichen Ziel der Optimierung (z.B. minimale Netzausbaukosten) auch andere Ziele (z.B. minimale Nichtverfügbarkeit in min/a) berücksichtigt werden können. Die Versorgungszuverlässigkeit kann über die Häufigkeit, Dauer, Wahrscheinlichkeit und Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen quantifiziert werden.

Vorteile der neuen Plaungansätze gegenüber der manuellen traditionellen Verteilnetzplanung sind, dass durch die systematische Methodik Unsicherheiten und Kosten minimiert und der Prozess durch die Automatisierung beschleunigt werden kann. Trotzdem bleibt das Problem bestehen, dass Verteilnetze überdimensioniert werden, solange Extremszenarien die Basis für die Planung sind. Um diesem Problem zu begegnen, kann man possibilistische oder probabilistische Methoden anwenden. So kann zum Beispiel durch probabilistische Algorithmen, basierend auf Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen, quantifiziert werden, wie wahrscheinlich verschiedene (extreme) Netzzustände auftreten. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass zur Erstellung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen hochaufgelöste Zeitreihen der Lasten, Generatoren und Batteriesysteme benötigt werden, die in Niederspannungsnetzen oft nicht verfügbar sind.

Ist die Datenlage für Lasten (SmartMeter) und Generatoren (größere Erneuerbare Energieanlagen sind oft an die Leitwarte des Netzbetreibers angeschlossen) noch relativ gut, so werden Wirk- und Blindleistungszeitreihen von Batteriesystemen oft nicht erfasst oder sind schwer prognostizierbar. Aus diesem Grund wird in der Regel auf synthetische Zeitreihen zurückgegriffen. Dies gilt vor allem für den Wirkleistungsfluss von Batteriesystemen, da ihre Betriebsstrategien von Geschäftsmodellen abhängen, die zum Beispiel auf Preisfluktuationen auf dem Energiemarkt basieren. Darüber hinaus hängt das Verhalten des Batteriesystems, wie beispielsweise der Blindleistungsfluss, auch von anderen Netzkomponenten ab. Um realistische Zeitreihen zu modellieren, müssen folglich Lastflussberechnungen durchgeführt werden in denen die Betriebsstrategie des Batteriesystems sowohl das Geschäftsmodell als auch das Verhalten der Batterie auf Netzzustände berücksichtigt. Je nach Anwendung und Technologie müssen für die Erstellung der Zeitreihen verschiedene Zeitschritte realisiert werden [125]. [144] zeigt, dass für die Anwendung von Batteriesystemen zur Eigenverbrauchsmaximierung die Betriebsstrategie, vor allem in Bezug auf die Begrenzung der Wirkleistung am Verknüpfungspunkt, mindestens in 1-min Schritten simuliert werden sollte, um kurzzeitige Einspeisespitzen zu verhindern. Bei der Modellierung von Batterien die am Primärregelmarkt teilnehmen scheint eine Simulationsschrittweite von einer Sekunde angebracht, da sonst einige Freiheitsgrade, wie sie in Abschnitt 4.1.1 beschrieben wurden, nicht abgebildet werden können.

In mehreren Studien werden Erneuerbare Energieanlagen und Batteriespeicher in die Verteilnetzplanung integriert: zum Beispiel wird in [145, 146, 147] eine netzdienliche Wirkleistungsregelung betrachtet und in [148] die Teilnahme an Energiemärkten berücksichtigt. Da neben einer netzdienlichen Wirkleistungsregelung durch Batteriesysteme vor allem die Blindleistungsregelung eine ladestandsunabhängige und sehr kostengünstige Art der Spannungbeeinflussung ist, schlägt EURELECTRIC vor, diese vermehrt zu untersuchen [149]. Dabei werden meistens zwei verschiedene Konzepte betrachtet: Ein zentraler Ansatz in dem mittels Lastflussberechnung ermittelt wird, welche Blindleistung das Batteriesystem erbringen soll, oder ein dezentraler Ansatz, der auf einer autonomen Spannungsregelung basiert, wie es zum Beispiel bei einer Q(U)-Regelung der Fall ist [20]. Zur Zeit werden in technischen Anschlussbedingungen von Erneuerbaren Energieanlagen und Speichern autonome Spannungsregelungen favorisiert [150].



Die Herausforderung der aktuellen Forschung liegt also in der Modellierung von Batteriesystemen zur Berechnung von Wirk- und Blindleistungszeitreihen für verschiedene Anwendungsfälle, um neue Planungsansätze von aktiven Verteilnetzen sinnvoll einsetzen zu können.

## **5.2. Angewendete Methodik zur netzdienlichen Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen**

Ziel der hier vorgestellten Methodik ist es, optimale Standorte für den Einsatz von Großbatterien in Niederspannungsnetzen zu finden. Das entscheidende Kriterium ist hierbei die maximale Verhinderung von Netzausbaukosten aufgrund zunehmender Erneuerbarer Energieeinspeisung.<sup>1</sup> Ergebnis des dargestellten Ansatzes ist eine Priorisierung der potentiellen Installationsorte anhand des erwähnten Kriteriums.

Das präsentierte Vorgehen wurde zur Positionierung der Batterie im Projekt SmartPowerFlow verwendet. Aufgrund der großen Anzahl von möglichen NS-Netzen wurden vom Verteilnetzbetreiber 80 Ortsnetze mit einem hohen Anteil an PV vorausgewählt. Für diese potenziellen Netzgebiete wurde die Standortermittlung durchgeführt. Der gewählte Installationsort im Projekt wies die Priorität Nr.11 auf. Die ersten 10 Standorte wurden aufgrund nicht technischer Gründe nicht berücksichtigt (z.B. Lärmbelästigung, Standortverfügbarkeit, etc.).

Über die Positionierung der Batterie im Projekt hinaus konnten mit dem Ansatz drei allgemeine Auswahlkriterien entwickelt werden, anhand derer in Zukunft eine Vorauswahl potenzieller Batteriestandorte vereinfacht vorgenommen werden kann. Damit wird Verteilernetzbetreibern ein Werkzeug an die Hand gegeben, mit dem sie ohne aufwändige Simulationen potenzielle Batteriestandorte in ihrem Netzgebiet bestimmen können.

Wie oben bereits erwähnt, lautet die Kernfrage bei der Positionierung von Großbatterien in Niederspannungsnetzen:

Wo muss ein Batteriesystem in einem gegebenen Netzgebiet eingesetzt werden, um maximale Netzausbaukosten zu verhindern?

Zur Beantwortung dieser Frage müssen die Faktoren ausgemacht werden, die zu maximalen Netzausbaukosten führen. Dabei spielen örtliche und zeitliche Komponenten eine Rolle. Ein Standort wird danach bewertet, wie viele - möglichst kostenintensive - Betriebsmittel durch den Batterieeinsatz entlastet werden. Zeitlich wird betrachtet, wie durch den Batterieeinsatz zeitnahe Investitionen verschoben oder verhindert werden können. Aufgrund der Abzinsung einer Investition ist bei gleich hoher Investitionssumme und gleichen Betriebskosten die zeitnähere Investition stets die ungünstigere.

Der Batteriespeicher sollte ein ganzes Netzgebiet und nicht nur dessen spannungskritischen Knoten entlasten. Trotzdem müssen Spannungsbandverletzungen möglichst ortsnahe, also im günstigsten Fall im NS-Netz, gelöst werden. Aus diesem Grund wird gezielt nach einem Standort an der NS-Sammelschiene (NS-SS) einer Ortsnetzstation (ONS) gesucht, um dort

---

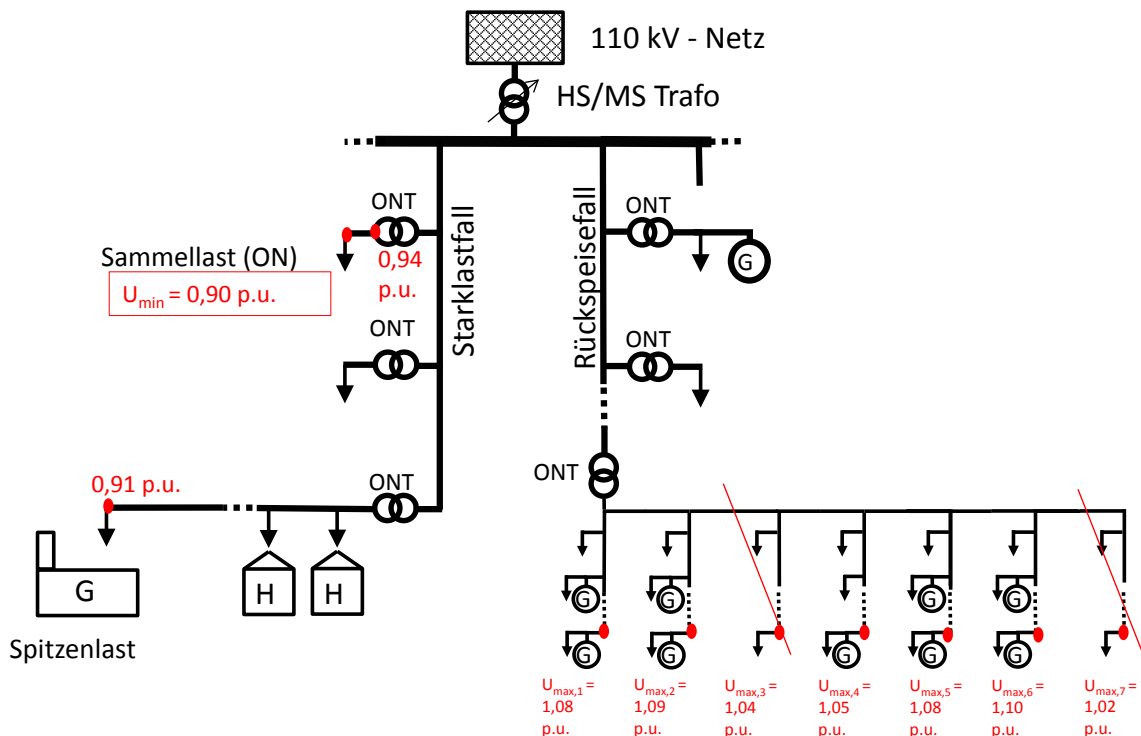
<sup>1</sup>Der Ansatz postuliert einen homogenen DEA Zubau im Verteilnetz. D.h. für die betrachteten Netzgebiete existiert kein DEA-Ausbaupfad.

über eine Blindleistungsregelung die Spannung zu beeinflussen. Das vorgegebene Batteriesystem ist an der NS-SS der ONS mit dem Niederspannungsnetz verbunden (siehe Anhang A.2). Da Spannungsbandverletzungen im Netzgebiet der LVN vor allem durch den Zubau von PVA bedingt sind, wird das Batteriesystem in ein NS-Netz eingebaut, in dem der obere Grenzwert der Nennspannung  $U_n+10\%$  (nach DIN 50160) kritisch ist. Diese Spannungssenkung führt zu einer Entkoppelung des NS-Netzes von dem MS-Netz bezüglich der starren Spannungs-kopplung. Darüber hinaus werden aber durch den Blindleistungsfluss in Richtung Umspannwerk in geringem Maße auch benachbarte Ortsnetze entlastet, also deren Spannungen gesenkt. Ein weiterer Grund für den Anschluss des Batteriesystems an der NS-SS statt am Knoten mit der höchsten Spannung ist, dass die thermische Belastung der Leitung nicht zusätzlich in nur einem Strang erhöht werden soll. Zudem kann durch den Wirkleistungsbezug der Batterie die Auslastung überlagerter Betriebsmittel reduziert werden.

Da ein zeitnahe Ausbau im Vergleich zu einem späteren ebenfalls die Netzausbaukosten steigert, werden vorrangig spannungskritische NS-Netze behandelt. Spannungskritisch sind in diesem Zusammenhang die Netze, die mit dem Stufensteller am Umspannwerkstransformator nicht auf einen zulässigen Sollwert geregelt werden können. Dieser Fall tritt auf, wenn die Spannungsdifferenz zweier Knoten verschiedener MS-Stränge mehr als 20% der Nennspannung  $U_n$  ( $\pm 10\% U_n$  nach DIN 50160) beträgt.

Postuliert man einen homogenen Zubau von DEA im Verteilnetz, so muss an diesen spannungskritischen Knoten ein spannungsbedingter Netzausbau priorisiert erfolgen. Wird ein Worst Case (Starklast- und Rückspeisefall) betrachtet, muss das jeweils spannungskritischste Strangpaar mit der höchsten Spannungsdifferenz ermittelt werden. Je mehr NS-Stränge einen bestimmten Schwellenwert  $\Delta U$  erreichen, desto höher sind die zeitnahen Netzausbaukosten. Der Schwellenwert wurde in Abstimmung mit Experten des Netzbetreibers LVN auf 15% festgelegt. Summiert man alle maximalen Spannungsdifferenzen  $\Delta U_{\max}$  zu einem Wert für jedes Ortsnetz, so erhält man  $\sum \Delta U_{\max, ON}$ , siehe Abbildung 5.11. Der Grenzwert  $\Delta U_{\max}$  wurde eingeführt, damit ausgeschlossen werden kann, dass ONS die zwar viele Abgänge und einen hohen  $\sum \Delta U_{\max, ON}$ -Wert, aber keine hohen Knotenspannungen aufweisen, als spannungskritisch angesehen werden.

Beispielhaft ist ein Verteilnetz dargestellt, in dem an einem Strang ein Starklastfall, an anderen ein Rückspeisefall anliegt. Im gesamten Verteilnetz liegen NS-Lasten und -Einspeiser entweder in aggregierter Form vor (in der Abbildung als Sammellast bezeichnet), dann sind sie direkt an die Unterspannungsseite des Ortsnetztransformators angeschlossen, oder sie liegen in einem realen NS-Netz verteilt auf die Hausanschlüsse vor. Beschriebene Knoten und deren Spannungen sind in der Abbildung mit einem roten Punkt markiert. In dem Strang, an dem der Starklastfall vorliegt, liegt in einem Ortsnetz eine minimale Spannung an einem Gewerbebetrieb von 91% vor. An einem anderem Ortsnetztransformator mit einer Sammellast liegt an der Unterspannungsseite des ONT eine Spannung von 94% vor. Um den Spannungsabfall im nicht vorliegenden NS-Netz zu berücksichtigen, wird ein Spannungsabfall von 4% angenommen [19]. Die minimale Spannung  $U_{\min}$  in diesem Abgang des Umspannwerkes liegt also bei 90%. Weiter wird angenommen, dass diese die niedrigste auftretende Spannung in diesem Szenario ist. In dem UW-Abgang an dem der Rückspeisefall vorliegt, wird jeweils die höchste Spannung die an einem NS-Abgang anliegt berücksichtigt. Liegt die Differenz von  $U_{\max,x}$  und  $U_{\min}$  höher als der oben festgelegte Grenzwert von 15%, wird dieser Wert bei der Summenbildung von  $\sum \Delta U_{\max, ON}$  berücksichtigt. Für das Beispiel aus Abbildung 5.11 gilt damit:



**Abbildung 5.11.:** Schematische Darstellung zur Bestimmung des Parameters  $\sum \Delta U_{max, ON}$ .

$$\sum \Delta U_{max, ON} = (U_{max,1} - U_{min}) + (U_{max,2} - U_{min}) + \dots + (U_{max,6} - U_{min}) = 90 \% \quad (5.4)$$

Der Vorteil dieser Methode ist, mit  $\sum \Delta U_{max, ON}$  einen Wert zu erhalten, der es ermöglicht, verteilnetzübergreifend verschiedene Ortsnetze bezüglich ihrer spannungsinduzierten maximalen Netzausbaukosten zu vergleichen und damit den optimalen Batteriestandort zu bestimmen.

Allgemein ist ein Optimierungsproblem dann gegeben, wenn eine zu minimierende beziehungsweise maximierende Zielfunktion sowie das Problem beschreibende Nebenbedingungen vorliegen. Als Optimierungsmethode wird in dieser Arbeit ein Brute-Force-Ansatz, bei dem alle möglichen Kombinationen berechnet werden, gewählt. Die Zielfunktion zur optimalen Standortbestimmung ist die Maximierung der Summe aller Spannungsdifferenzen  $\Delta U_{max}$  für jede Ortsnetzstation  $\sum \Delta U_{max, ON}$ . Dieser Wert wird, wie bereits erläutert, als indirekter Indikator für maximale Netzausbaukosten angenommen.  $\sum \Delta U_{max, ON}$  wird durch eine Automatisierung in MATLAB für jedes der 80 vom Verteilnetzbetreiber vorausgewählten Ortsnetze ermittelt. Einzuhaltende Nebenbedingung ist eine nötige Spannungsdifferenz  $\Delta U_G$  von 15%. Dieser Suchalgorithmus begünstigt Ortsnetzstationen mit einer hohen  $\Delta U$  je NS-Strang und solche mit vielen Strängen beziehungsweise Abgängen von der NS-Sammelschiene. Zur Ermittlung des optimalen Standortes eines Batteriesystems sind die vorangegangenen Überlegungen in die automatisierte Berechnung mit MATLAB eingeflossen. Als Programmausgabe wird eine Excel-Liste erstellt, in der alle untersuchten Ortsnetze nach  $\sum \Delta U_{max, ON}$  absteigend sortiert sind. Die Liste erlaubt es, Ortsnetze verschiedener Verteilnetze miteinander zu vergleichen. So können

Ortsnetze identifiziert werden, in denen die erwarteten Netzausbaukosten hoch sind. An diesen Standorten können gezielt weitere Schritte unternommen werden, um durch ein netzentlastendes Batteriesystem Netzausbau zu verzögern oder zu verhindern.

Anhand der erstellten Prioritätenliste für die 80 potentiellen Standorte wurden allgemeine Kriterien für eine Standortwahl identifiziert. Dabei wurden neben Spannungswerten weitere Parameter untersucht, die bei vorhandenen Netzdaten einfach zu ermitteln sind und die mit einem hohen Platz in der Rangliste korrelieren. Folgende Kriterien wurden ermittelt:

- Kriterium 1: Das Ortsnetz befindet sich in der zweiten Hälfte eines MS-Strangs, an dem viele Photovoltaikanlagen angeschlossen sind.
- Kriterium 2: Im Ortsnetz übersteigt die angeschlossene Photovoltaikleistung die Hälfte der Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators und ist über mindestens die Hälfte der NS-Stränge verteilt.
- Kriterium 3: Im parallelen MS-Strang muss mindestens eine niedrige Knotenspannung in einem Ortsnetz vorliegen.

Treffen alle drei Kriterien für ein Ortsnetz zu, so ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass es sich für den Einsatz einer Großbatterie eignet. Neben dieser wirtschaftlich-technischen Planungsgrundlage müssen für eine praktische Standortwahl weitere Gesichtspunkte wie Verfügbarkeit, Lärmbelastung und Auslastung des ON-Transformators berücksichtigt werden.

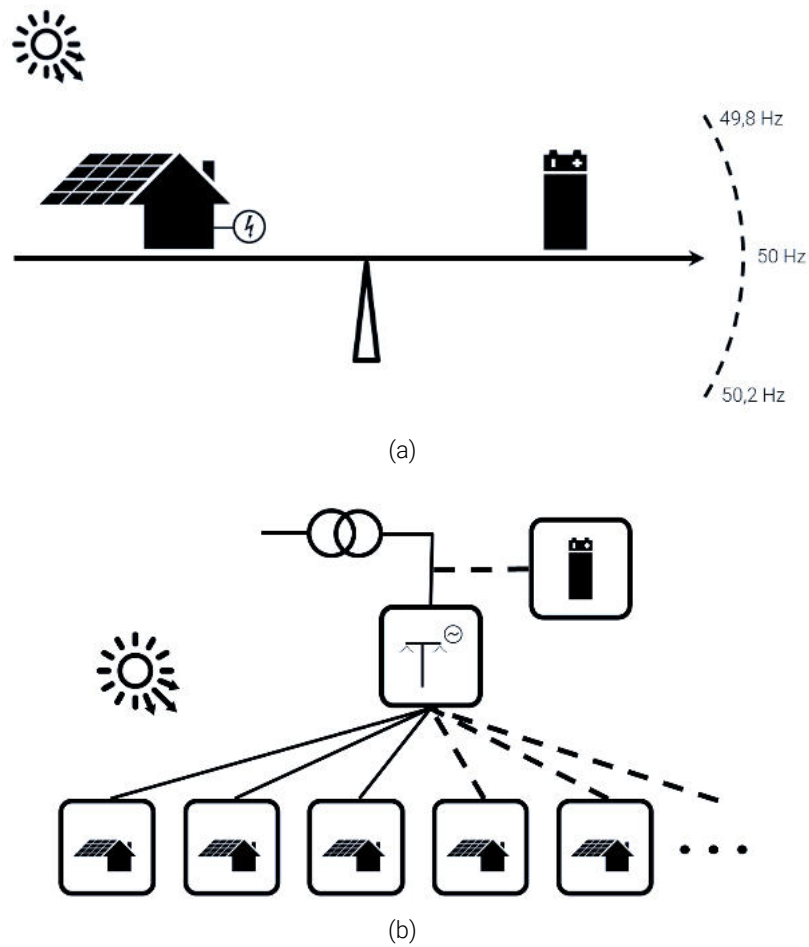
## 6. Optimierung des marktgetriebenen und zugleich netzdienlichen Betriebes des Batterieprototyps

Der Anteil an Großbatterieprojekten kann auf der Verteilnetzebene nur durch die Entwicklung einer Betriebsstrategie, welche eine marktgetriebene und eine netzdienliche Speicheranwendung optimal miteinander kombiniert, erreicht werden (vgl. Kapitel 1) .

Die Analyse marktgetriebener Einsatzmöglichkeiten für Großbatterien in Kapitel 4 hat gezeigt, dass unter heutigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Einsatz am Primärregelleistungsmarkt das mit Abstand lukrativste Geschäftsmodell für Großbatterien ist (siehe Abbildung 4.12). Dies ist der wesentliche Grund dafür, weshalb der Fokus in dem Projekt SmartPowerFlow auf diesem Geschäftsmodell lag. Ein weiterer Grund ist jedoch, wie in Kapitel 4.1.1 erwähnt wurde, dass es bisher keine Erfahrung mit Vanadium-Redox-Flow-Batterien am PRL-Markt gibt. Die freie Skalierbarkeit des Energie-zu-Leistung-Verhältnisses dieser Speichertechnologie könnte sich jedoch in Zukunft, gerade vor dem Hintergrund der Diskussionen bezüglich der von den ÜNB gestellten Kapazitätsanforderungen an PRL-Batterien, als vorteilhaft erweisen.

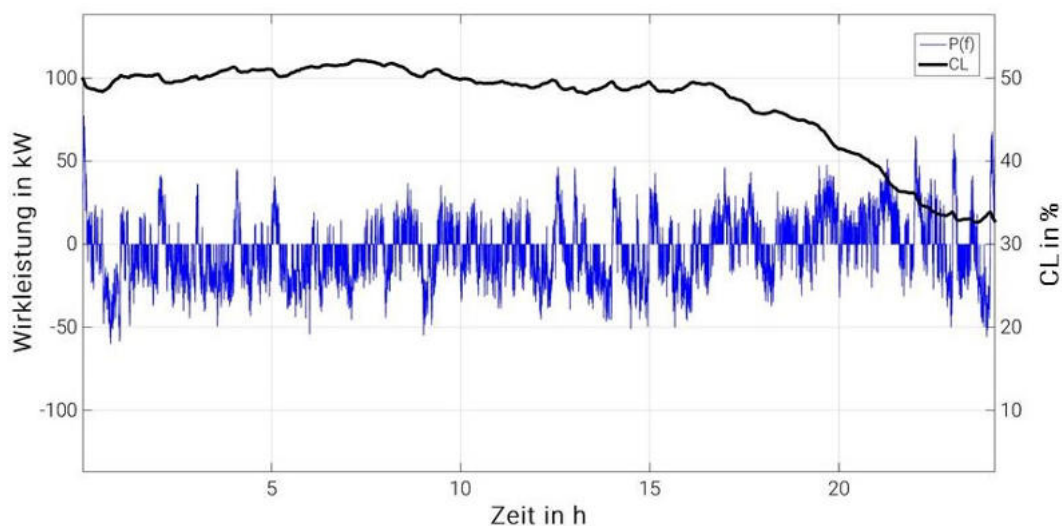
Generell reagieren Batterien mit ihrer Wirkleistungsabgabe bei einer Teilnahme am PRL-Markt auf die Netzfrequenz (vgl. Abbildung 4.2) und nicht auf die aktuelle Netzsituation. Von daher verhält sich ein solcher Speicher aus Perspektive der Netzstabilität zunächst kontraproduktiv, da davon ausgegangen werden muss, dass die Batterie den Netzanforderungen für einen stabilen Betrieb bei kritischen Netzzuständen entgegenwirkt. Um trotz dieses Sachverhaltes einen netzdienlichen Einsatz der SPF-Batterie zu ermöglichen, wurde diese an die Niederspannungssammelschiene einer Ortsnetzstation angeschlossen (vgl. Kapitel 2.1). Dadurch hat die Wirkleistungsabgabe des Speichers nur eine minimale Auswirkung auf die Netzspannung in dem Ortsnetz. Und wie bereits in Kapitel 5.1.2.2 erläutert wurde, sind Spannungsbandverletzungen die Hauptursache für Netzausbaumaßnahmen in Verteilnetzen. Die Netzdienlichkeit des SPF-Speichers wird trotz einer nicht netzdienlichen Wirkleistungsabgabe sichergestellt, indem die Batterie über eine Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme die Spannung in dem Ortsnetz dahingehend regelt, dass vorgegebene Spannungsstabilitätskriterien eingehalten werden (siehe hierzu Abbildung 2.5). Da die Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme also ausschließlich in Abhängigkeit der Netzspannung an der Sammelschiene erfolgen soll, wurde die SPF-Batterie mit einer Q(U)-Regelung ausgestattet (vgl. Kapitel 2.1).

Ziel der in diesem Kapitel entwickelten Betriebsstrategie ist es somit, die Primärregelleistungserbringung optimal mit einer Blindleistungsregelung zur Netzaufnahmefähigkeitserhöhung für Erneuerbare Energieanlagen zu kombinieren (siehe schematische Darstellung in Abbildung 6.11).



**Abbildung 6.1.:** Ziel der entwickelten Betriebsstrategie: Optimale Kombination von Primärregelleistungserbringung (a) und Blindleistungsregelung zur Netzaufnahmefähigkeitserhöhung für Erneuerbare Energieanlagen (b).

Die Herausforderung beim Erreichen dieses Zieles ist, dass die beiden Dienstleistungen "Primärregelungsbereitstellung" und "Spannungshaltung" mit einer hundertprozentigen Verfügbarkeit erbracht werden müssen. Denn zum einen muss laut heutigen gesetzlichen Vorgaben dem Endverbraucher zu jedem Zeitpunkt Elektrizität innerhalb eines fest vorgegebenen Spannungsbandes bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 5.1.2.2). Zum anderen ist eine hundertprozentige Verfügbarkeit der Anlagen, welche einen Zuschlag am PRL-Markt erhalten, in den Teilnahmebedingungen des PRL-Marktes festgeschrieben (siehe Tabelle 4.3). Da Batteriespeicher jedoch im Unterschied zu konventionellen Anlagen eine begrenzte Kapazität aufweisen, muss sichergestellt werden, dass der Ladestand der Batterie zu jedem Zeitpunkt auf einem Level gehalten wird, der die Erbringung der Dienstleistungen ermöglicht. Abbildung 6.2 verdeutlicht jedoch, dass die im Projekt betrachtete Batterie durch Wirkungsgradverluste, selbst bei temporär vermehrt negativem PRL-Abwurf (Laden), der Ladestand fast kontinuierlich sinkt. Bei netzdienlichem PRL-Betrieb wird dem Speicher durch Blindleistungsbereitstellung noch zusätzliche Energie entzogen, da der Wechselrichter den Energiebedarf für die Blindleistungsbereitstellung der Batterie entnimmt. Die Steuerung des Ladestands ist folglich notwendig, um ein Leerlaufen des Speichers zu verhindern und die Verfügbarkeit zu gewährleisten.



**Abbildung 6.2.:** PRL-Erbringung in einem Feldtest durch den SPF-Speicher ohne Betriebsstrategie über einen zufälligen Tag.

Wie in Kapitel 4.1.1 erläutert wurde, liegt der optimale Ladestand für Batterien, welche am PRL-Markt eingesetzt werden, bei etwa fünfzig Prozent. Der Grund hierfür ist, dass statistisch gesehen über die Zeit ungefähr die gleiche Menge an positiver und negativer Regelleistung erbracht werden muss. Da der Ladestand von PRL-Batterien jedoch auf lange Sicht dazu neigt zu fallen, haben die deutschen ÜNB insgesamt sechs "Freiheitsgrade" zur Ladestandsanpassung während des Batteriebetriebes definiert. Diese sind in [151] näher erläutert.

In dem Projekt SmartPowerFlow wurden folgende Freiheitsgrade für Ladestandsanpassungen angewendet:

- Totbandnutzung: Leistungserbringung auch innerhalb des Frequenz-Totbands.
- Optionale Übererfüllung: Überschreiten des proportionalen PRL-Werts um bis zu 20 Pro-

zent.

- Leistungsgradient: Ausnutzung des technisch möglichen Leistungsgradienten über die maximale Aktivierungsdauer von 30 s hinaus.
- Be- oder Entladen durch Fahrplangeschäfte: Kauf oder Verkauf von Energie am Intraday-Markt unter Berücksichtigung von Fahrplanmeldefrist (30 min) und Kontraktdauer (15 min).

Die Möglichkeit Ladestandskorrekturen mittels anderer technischer Einheiten vorzunehmen, wie sie von den ÜNB gestattet wird, kommt hier nicht in Betracht, da gerade die Umsetzbarkeit des stand-alone Betriebs einer netzdienlichen Großbatterie gezeigt werden soll. Des weiteren wird der Freiheitsgrad "Verschiebung des Totbandes abhängig von der veränderten Sollfrequenz" nicht berücksichtigt, da dieser Informationen über bevorstehende Systemzeitkorrekturen mittels eines ÜNB-Anschlusses erfordert. Dieser war jedoch im Projekt nicht vorhanden.

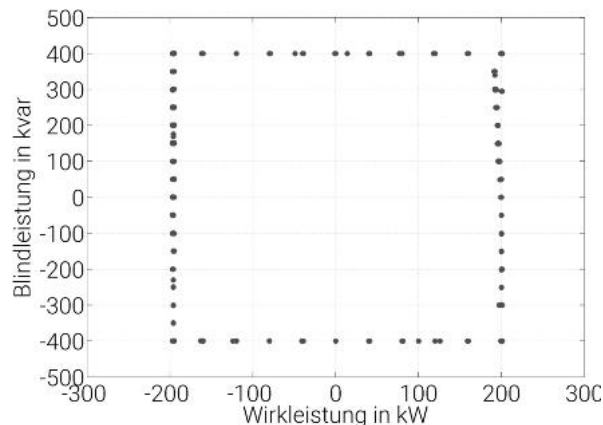
Die ersten drei der aufgelisteten Maßnahmen sind kostenneutral und können kontinuierlich angewendet werden. Droht der Ladestand dennoch, in einen kritischen Bereich zu gelangen, ist paralleles Be- oder Entladen erforderlich. Dieses erfolgt für die betrachtete stand-alone Batterie durch Fahrplangeschäfte am Intraday-Markt, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Die Anwendung dieser Ladestandskorrekturen erfordert somit eine Optimierung, welche die zusätzlichen Kosten minimiert und gleichzeitig die Verfügbarkeit des Speichers für PRL-Erbringung sowie Blindleistungsregelung gewährleistet.

Im Folgenden wird die wirtschaftlich optimale PRL-Betriebsstrategie, die die Vorhaltung von sowohl Wirk- als auch Blindleistung des stand-alone Systems sicherstellt, bestimmt (Kapitel 6.2). Dazu dient ein anhand von Messwerten erstelltes Simulationsmodell des SPF-Batteriesystems (Kapitel 6.1). Im Zuge dessen wird die Auswirkung der von den ÜNB formulierten Freiheitsgrade und der zusätzlichen Blindleistungsbereitstellung bewertet. Ein Feldtest mit den ermittelten Parametern demonstriert die technische Umsetzbarkeit des Anwendungsfalls. Abschließend werden die Gesamtwirtschaftlichkeit eines auf dem betrachteten System basierenden PRL-Pools und eines exemplarischen Lithium-Ion-Systems (wie in Tabelle 4.2 zu sehen ist, ist dies die gängigste Technologie am PRL-Markt heutzutage) unter verschiedenen ökonomischen Annahmen beurteilt und die Ergebnisse in einem Fazit zusammengeführt.

## **6.1. Modellierung des Batterieprototyps auf Grundlage von Messwerten**

Das Ziel der Batteriesystemmodellierung ist es, den Einsatz der Batterie am PRL-Markt mit zugleich netzdienlichem Verhalten über einen längeren Zeitraum möglichst real abzubilden und damit den Betrieb des Speichers wirtschaftlich zu optimieren. Dazu muss unter Vorgabe der zu erbringenden Wirkleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz sowie der zu erbringenden Blindleistung in Abhängigkeit der Spannung die Änderung des CL der Batterie abgebildet werden. Im Folgenden wird zunächst die Abbildung der beiden Komponenten Wechselrichter und Batteriespeicher im Modell detailliert erläutert und abschließend eine Validierung des Modells durch einen Vergleich des gemessenen CL-Verlaufs mit dem simulierten Verlauf durchgeführt.





**Abbildung 6.3.:** Demonstration des 4-Quadrantenbetriebs des Wechselrichters im Feld

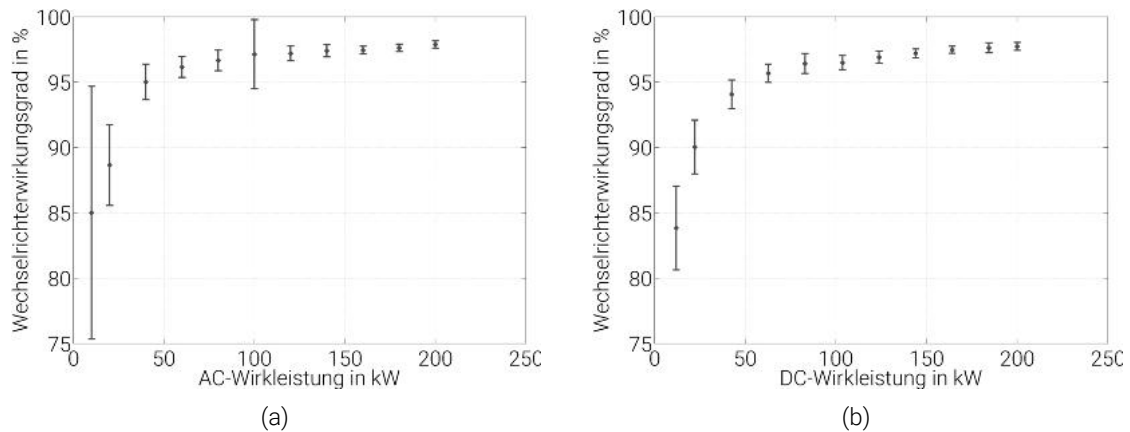
### Abbildung des Wechselrichters

Im Betrieb des Wechselrichters treten im Wesentlichen Leerlaufverluste und Scheinleistungsverluste auf. Leerlaufverluste sind von der Scheinleistung unabhängige Verluste, welche hauptsächlich durch Schaltverluste der IGBTs (Insulated-Gate Bipolar Transistor) der Wechselrichterbrücke entstehen. Für den im SmartPowerFlow Projekt eingesetzten SMA-Wechselrichter betragen diese Verluste 2,3 kW. Bestimmt wurden sie durch das Messen der DC-Leistung zwischen Batterie und Wechselrichter (vgl. Abbildung A.3) bei netzseitigen 0 kW Wirkleistung und 0 kvar Blindleistung.

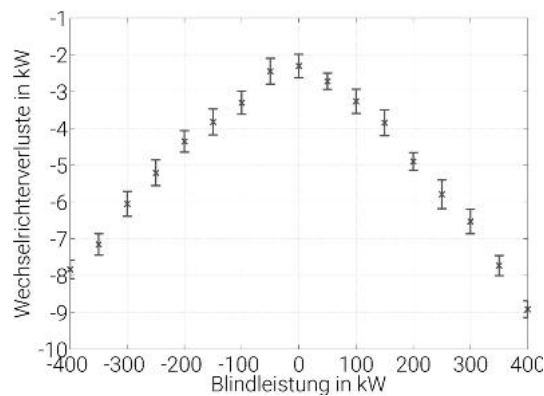
Die Scheinleistungsverluste setzen sich aus den Verlusten durch die Erbringung der Wirk- sowie der Blindleistung zusammen. Der hier untersuchte Wechselrichter hat einen Arbeitsbereich von  $\pm 200$  kW sowie  $\pm 650$  kvar. Im Betrieb des Batteriesystems konnte dieser Arbeitsbereich allerdings nicht realisiert werden, da die Batterie ab Blindleistungen von etwa 600 kvar abschaltete. Als Grund hierfür wird angenommen, dass der Umrichter bei der Erbringung der Blindleistung Schwingungen auf dem DC-Bus verursachte. Die Spannung fiel dadurch unter 650 V, was dazu führte, dass die DC-Links der Batterie die Leistungsabgabe unterbrachen. Ein stabiler Betrieb des Batteriesystems war bis 400 kvar möglich, sodass dieser als maximaler Blindleistungswert festgelegt wurde (das geschilderte Problem wurde im Rahmen des Projektes nicht behoben, da das Konsortium der Meinung war, dass eine Blindleistung von 400 kvar in der Niederspannungsebene zur Netzstabilisierung mehr als ausreichend ist). Die Vermessung des 4-Quadrantenbetriebs von  $\pm 200$  kW sowie  $\pm 400$  kvar ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

Zur Ermittlung der Verluste in Abhängigkeit der Wirkleistung wurde diese bei einer Blindleistung von 0 kvar über den gesamten genannten Arbeitsbereich von  $\pm 200$  kW variiert und über das Verhältnis von DC- zu AC-Leistung für den Modus Laden bzw. AC- zu DC-Leistung für den Modus Entladen der Wirkungsgrad bestimmt. Die Ergebnisse dieser Messungen sind in Abbildung 6.4 dargestellt. Bei niedrigen Leistungen von unter 50 kW liegt der Wirkungsgrad des Wechselrichters demnach zwischen rund 85% - 95% und für Leistungen größer 50 kW zwischen 95% - 98%.

Die Bestimmung der Verluste in Abhängigkeit der Blindleistung erfolgte analog zu der Bestimmung der Verluste in Abhängigkeit der Wirkleistung durch ein variieren der Blindleistung über



**Abbildung 6.4.:** Gemessene Wirkungsgrade des Wechselrichters beim Laden (a) und Entladen (b) der Batterie.



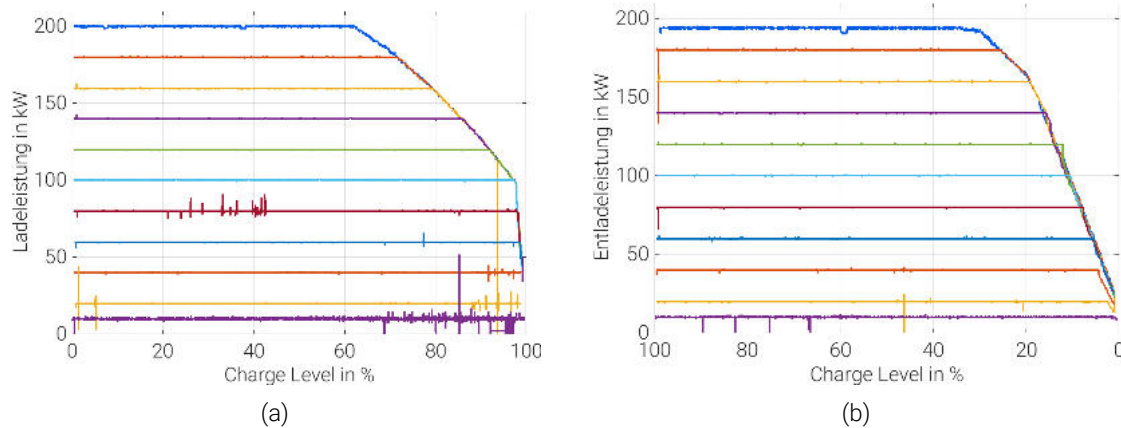
**Abbildung 6.5.:** Gemessene Wechselrichterverluste bei der Erbringung von Blindleistung.

den gesamten Arbeitsbereich von  $\pm 400$  kvar bei einer AC-Wirkleistung von 0 kW. Die Ergebnisse dieser Messung sind in Abbildung 6.5 dargestellt. Der Messpunkt bei einer Blindleistung von 0 kvar entspricht dabei den oben genannten Leerlaufverlusten von rund 2,3 kW. Die Verluste steigen mit zunehmender Blindleistung und erreichen bei maximaler Blindleistungserbringung rund 9 kW.

Die gesamten Scheinleistungsverluste  $S_{loss}$  werden im Modell wie folgt berechnet:

$$S_{loss} = \sqrt{P_{loss}^2 + Q_{loss}^2} \quad (6.1)$$

wobei  $P_{loss}$  die Verluste in Abhängigkeit der Wirkleistung und  $Q_{loss}$  die Verluste in Abhängigkeit der Blindleistung sind. Zwischen den Messwerten wird jeweils linear interpoliert.



**Abbildung 6.6.:** Gemessene Batteriekennlinien für Laden (a) und Entladen (b) der Batterie .

### Abbildung des Batteriespeichers

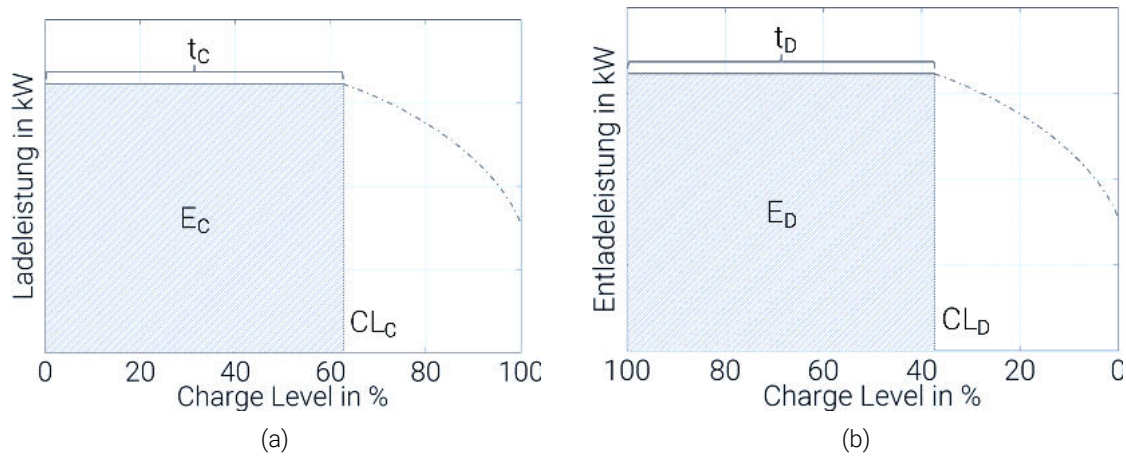
Für die Abbildung des Batteriespeichers wurden Lade- sowie Entladekennlinien aufgenommen. Der Speicher wurde dazu unter Vorgabe verschiedener Leistungen vollständig be- bzw. entladen, wobei bei der Entladung zur Vermeidung einer Tiefenentladung nur bis zu 1% CL entladen wurde. Die Ergebnisse dieser Messungen sind in Abbildung 6.6 dargestellt. Die Abweichungen in den vorgegebenen Lade- und Entladeleistungen sind auf verschiedene Ursachen wie unter anderem den Leistungseinbruch aufgrund einer zu hohen Elektrolyttemperatur, den Ausfall einer DC-Link Gruppe oder auch falsche Steuerungsbefehle durch das Batteriemanagementsystem zurückzuführen.

Die Kennlinien zeigen, dass der Speicher nur bis zu einem gewissen CL mit konstanter Leistung be- bzw. entladen werden kann. Nach Erreichen dieser CL-Grenze, welche abhängig von der Leistung ist, sinkt die Lade- bzw. Entladeleistung stetig ab. So kann bei einer Ladeleistung von 200 kW diese nur bis zu einem CL von 62% von der Batterie aufgenommen werden. Ab diesem Punkt, der hier mit  $CL_C$  bezeichnet wird (Index  $C$  für charge, zu Deutsch: Laden), fällt die Ladeleistung bis zur vollständigen Ladung der Batterie bis auf 53 kW ab. Die bis zu dem Punkt  $CL_C$  dem Speicher zugeführte Energie wird mit  $E_C$  bezeichnet (vgl. Abbildung 6.7(a)). Analog gilt dies für das Entladen. Der CL, ab welchem die konstante Entladeleistung absinkt, wird hier mit  $CL_D$  (Index  $D$  für discharge, zu Deutsch: Entladen) bezeichnet, die bis dahin dem Speicher entnommene Energie mit  $E_D$  (vgl. Abbildung 6.7(b)).

Da die Batterie stets die angeforderte Leistung  $P$  erbringen können muss, kann sie nur innerhalb der Grenzen  $CL_C$  und  $CL_D$  der maximal abrufbaren Leistung betrieben werden. Die Berechnung der Änderung des CL in diesem Bereich wird im Modell wie folgt berechnet:

$$\text{Laden:} \quad \Delta CL = CL_C \cdot \frac{\Delta t \cdot P}{E_C} \Bigg|_P \quad \text{mit } CL_i, CL_f < CL_C \quad (6.2)$$

$$\text{Entladen:} \quad \Delta CL = (100 - CL_D) \cdot \frac{\Delta t \cdot P}{E_D} \Bigg|_P \quad \text{mit } CL_i, CL_f > CL_D \quad (6.3)$$



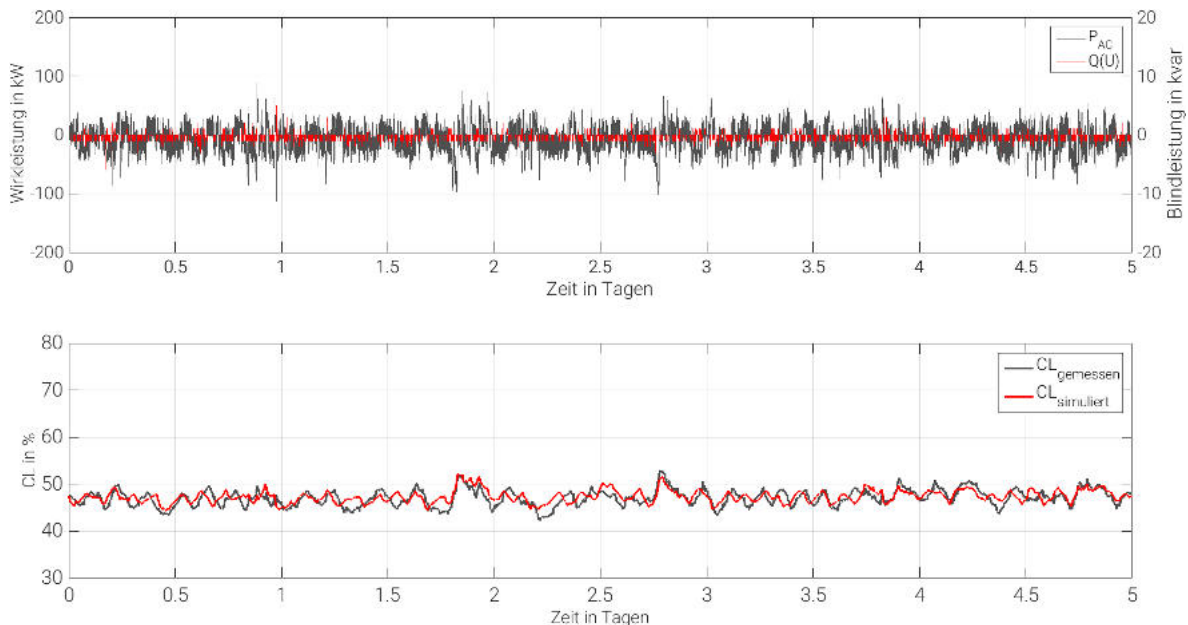
**Abbildung 6.7.:** Messergebnisse der Aufnahme der Batteriekennlinien für Laden (a) und Entladen (b) der Batterie .

wobei die Kennwerte  $CL_C$  und  $E_C$  sowie  $CL_D$  und  $E_D$  aus den Kennlinienaufnahmen ermittelt wurden. Für Lade- und Entladeleistungen zwischen den aufgenommenen Leistungen werden die Kennwerte linear interpoliert.

### Modellvalidierung und Batterieverhalten

Für die Validierung des Batteriesystemmodells wurde die Batterie über zwei Wochen in dem Betriebsmodus PRL- und Blindleistungserbringung vermessen und der CL-Verlauf anschließend durch Vorgabe der erbrachten AC-Wirkleistung und Blindleistung simuliert. Einen Ausschnitt aus der Messreihe sowie den Vergleich von simuliertem und gemessenem CL-Verlauf zeigt Abbildung 6.8. Für den gesamten Messzeitraum konnte eine sehr gute Übereinstimmung von Simulation und Messung erzielt werden, mit einem relativen Fehler von 2,5%. Der simulierte Verlauf eilt dem gemessenen Verlauf allerdings zumeist leicht voraus, was durch eine Trägheit der Messung des CL begründet ist, die im Modell nicht abgebildet ist. Der CL wird über die Leerlaufspannung eines Stacks gemessen, an dem keine Last angeschlossen ist. Da sich das Elektrolyt der an die Last angeschlossen Stacks erst mit dem Elektrolyt in den Tanks mischen muss, bevor es in den im Leerlauf betriebenen Stack gepumpt wird, wird der geänderte Ladezustand erst mit einem gewissen Verzug gemessen. Dieser liegt zwischen 0-19 min.

Die Auswertung der Feldmessungen zeigt, dass das Gesamtsystem insbesondere bei geringen Leistungen sehr niedrige Wirkungsgrade aufweist. Wie Abbildung 6.9 verdeutlicht, liegt dieser bei einer Leistung von 10 kW bei nur 15%. Wird in der Energiebilanz zusätzlich der netzbezogene Hilfsstrom für den Betrieb der Elektrolytpumpen berücksichtigt, verschlechtert sich der Gesamtwirkungsgrad auf 11%. Der im Datenblatt genannte Wirkungsgrad von 75% wird nur bei ca. 80 kW erreicht.



**Abbildung 6.8.:** Batteriemodellvalidierung.

## 6.2. Optimierung eines netzdienlichen Einsatzes des Batterieprototyps am Primärgelleistungsmarkt

Ziel der in diesem Kapitel präsentierten Methodik ist es eine Betriebsstrategie für den Batterieprototyp zu identifizieren, welche einen möglichst lukrativen Speichereinsatz garantiert. Das Vorgehen basiert auf einer Frequenzdatenanalyse, welche die von den ÜNB geforderte hundertprozentige Verfügbarkeit bei der Erbringung der Dienstleistungen "Primärregelungsbereitstellung" und "Spannungshaltung" über den gesamten Betriebszeitraum sicherstellt.

Grundlage der entwickelten Optimierung ist die Barwertmethode [31]. Bei dieser Methode wird sämtlichen Zahlungen vor und nach einem beliebig wählbaren Bezugszeitpunkt ein Barwert bzw. ein Gegenwartswert zugeordnet. Dazu werden alle Aufwendungen und Einnahmen, welche während des Lebenszyklus auftreten, mit einem vorgegebenen Zinsfaktor auf den Bezugszeitpunkt auf- oder abgezinst. Ausschlaggebend für die Sinnhaftigkeit einer Investition ist der Kapitalwert. Dieser ist definiert als die Summe der Barwerte auf den Bezugszeitpunkt unmittelbar vor der ersten Zahlung.

Im Folgenden ist die Systemauslegung vorgegeben und damit die Investitionskosten fix. Entsorgungskosten werden für die Analyse vernachlässigt, zumal u.U. am Ende der Lebensdauer mit dem weiterverwendbaren Elektrolyt noch Erlöse erzielt werden können [152].

Die durch die Betriebsstrategie zu beeinflussenden wirtschaftlichen Faktoren bestehen in der Folge somit aus den erzielbaren Erlösen am PRL-Markt und den Kosten bzw. Erlösen der erforderlichen Korrekturenergie. Vor diesem Hintergrund werden auf Basis der im nächsten Abschnitt erläuterten Kostenannahmen die Parameter der Betriebsstrategie optimiert und so der maximal mögliche Kapitalwert der betrachteten Investition berechnet.

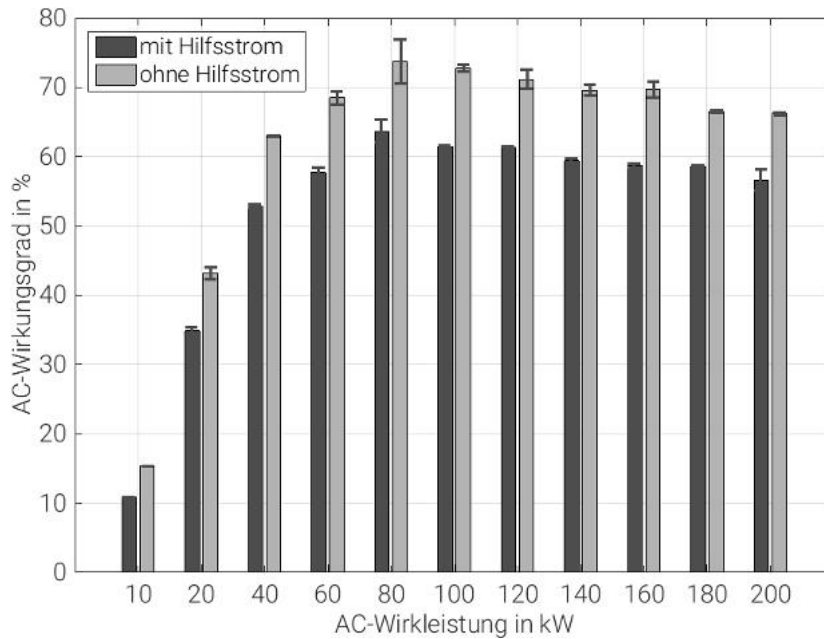


Abbildung 6.9.: Systemwirkungsgrad mit und ohne Hilfsstrom

### 6.2.1. Eingangsparameter

Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsanalyse sind Daten zur Bewertung der angebotenen PRL-Leistung und der Korrekturenergie sowie Investitionskosten des Speichersystems und Angaben zu Kosten des laufenden Betriebs.

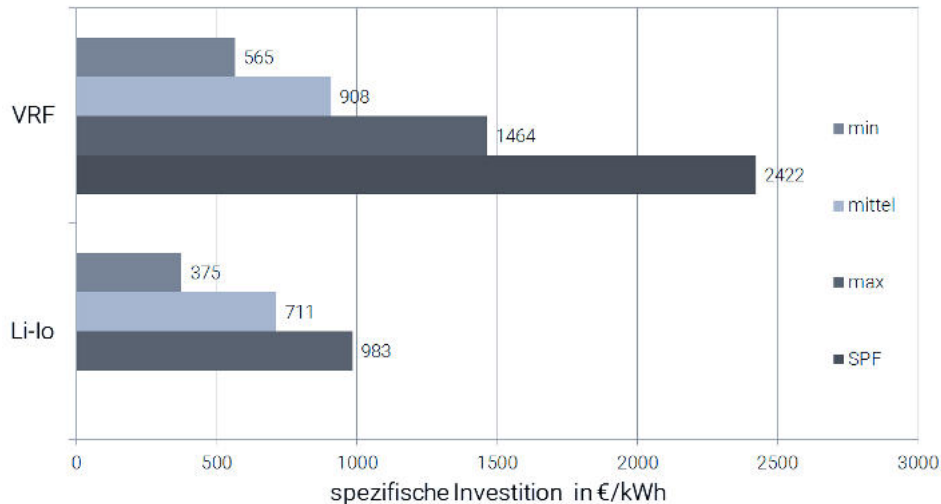
#### Investitionskosten

Investitionskosten für Batteriesysteme können grundsätzlich aus Kosten der leistungsgebundenen Komponenten  $c_P$ , Kosten der kapazitätsgebundenen Komponenten  $c_E$ , und Anlagenperipheriekosten  $C$ , welche nicht zwangsläufig mit der Systemauslegung skalieren und stark projektabhängig sein können [8], für eine gegebene Leistung  $P_{max}$  und eine gegebene Kapazität  $E_{max}$  mit

$$I_0 = c_P \cdot P_{max} + c_E \cdot E_{max} + C \quad (6.4)$$

berechnet werden [4]. Vorliegend wurden sie auf dieser Basis und mit einer Literaturrecherche für die beiden betrachteten Technologien ermittelt. Insbesondere für noch kaum marktlich etablierte Vanadium-Redox-Flow-Großbatterien [5][153] existiert dabei derzeit eine große Bandbreite schwer zu verallgemeinernder Kostenangaben [154]. Bei Lithium-Ionen-Batterien ist das Bild etwas einheitlicher [154]. Konkrete Kostensenkungspotenziale werden aktuell v.a. für Lithium-Ionen-Batterien diskutiert [155], bei VRF-Batterien kann aufgrund der technologischen Neuheit auch mit einem hohen Kostensenkungspotenzial gerechnet werden, welches

jedoch nur schwierig zu quantifizieren ist. Die resultierenden Investitionskosten je Großbatterie bezogen auf die installierte Kapazität veranschaulicht Abbildung 6.10.



**Abbildung 6.10.:** Investitionskosten der betrachteten Systemauslegung, Spannweite und Mittelwert der verwendeten Literaturangaben. VRF nach [4][5][6][7], Li-Io nach [7][6][8][9].

Zusätzliche Investitionskosten sind für die Poolung der betrachteten Großbatterien zur Erfüllung der PRL-Mindestgebotsgröße von 1 MW, etwa durch Kommunikationsinfrastruktur und geeignete Software, anzunehmen. Dazu liegen jedoch noch keine wissenschaftlichen Kostangaben vor, sodass sie vernachlässigt werden. Allerdings erhöht das Pooling die Investitionskosten weiterhin durch die in [99] geforderte Redundanz der größten Einheit, wodurch eine zusätzliche Batterie vorgehalten werden muss.

### Einnahmen und Ausgaben der Betriebsphase

Die Erlöse der PRL-Marktteilnahme bestimmen sich nach den im Markt erzielten Preisen und werden daher auch durch die eigene Bietstrategie sowie Struktur und Kosten der anderen Anbieter beeinflusst [156]. Vorliegend wird vereinfachend mit einem historischen Durchschnittswert der wöchentlichen Gebote und der Annahme, dass das Speichersystem an 50 Wochen im Jahr erfolgreich bietet und betriebsbereit ist [8], gerechnet.

Die historischen PRL-Preise schwanken im Jahresverlauf erheblich, die wöchentlichen Durchschnittswerte sind in den vergangenen drei Jahren leicht gestiegen und insgesamt nicht so volatil wie in den anderen Regelleistungsmärkten [57]. Im Jahr 2015 lag der Jahresdurchschnittspreis der wöchentlichen Auktionen bei ca. 3500 EUR/MW [157]. Für die Zukunft hingegen besteht grundsätzliche Unsicherheit hinsichtlich der absoluten Effekte fundamentaler Faktoren wie hoher Anteile fluktuierender Erzeugung im Energiesystem oder den Markteintritt von Batteriespeichern auf Bedarf und Preisbildung.

Derzeit sind rund 30 MW Batterieleistung am deutschen PRL-Markt präqualifiziert [158] und für die kommenden Jahre Projekte von insgesamt über 100 MW angekündigt, sodass die präqualifizierte Batterieleistung gut 150 MW [158] erreichen könnte. Dies würde die historisch deut-

lich von konventionellen Kraftwerken mit verpflichtendem Regelband geprägte Anbieterstruktur [156] grundlegend ändern. Nach [158] resultieren 250 MW zusätzlicher Batterieleistung, was die derzeit angekündigte um zwei Drittel übersteigt, in einem 6% niedrigeren Jahresdurchschnittspreis. Dies dient hier als erster Referenzwert für eine pessimistische Preisentwicklung, eine tiefere Diskussion der theoretischen Auswirkungen der Batterien im Markt scheint als Gegenstand weiterer Untersuchungen jedoch sinnvoll.

Die zur Korrektur des Ladestands am Intraday-Markt gehandelte Energie wird mit dem Jahresdurchschnittspreis für das 15-Minuten-Produkt von 33,09 EUR/MWh im Jahr 2015 [159] bewertet, obgleich auch die mittelfristige Entwicklung dieses Marktes nicht absehbar ist. Für die vorliegende Berechnung wird jedoch gezeigt, dass die hiermit verursachten Kosten relativ gering sind, wodurch auch die Auswirkungen der Preisentwicklung weniger stark sein dürften als beim PRL-Preis. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die benötigte Leistung jederzeit kontrahiert werden kann und für Zusatzkosten wird der Handelsteilnahme ein überschlägiger Wert von 2 EUR/MWh angesetzt [160].

### **Weitere Annahmen der Kapitalwertanalyse**

Weiterhin wurden in Anlehnung an [9] für die Kapitalwertanalyse eine Umsatzsteuer von 19% auf Kosten und Erlöse, Stromsteuer von 20,50 EUR/MWh<sup>1</sup> auf gehandelte Energie und Kosten für den Messstellenbetrieb an der Niederspannung von 508,86 EUR/Jahr [162] angesetzt. Weiterhin wurde für die VRF-Batterie die zusätzlich für den Pumpbetrieb verbrauchte Energie berücksichtigt. Für laufende Wartungs- und Betriebskosten wurde ein technologieneutraler kalkulatorischer Wert von 2% der Investitionskosten angesetzt, der auch Ersatzaufwendungen einzelner Komponenten während der Lebensdauer abdeckt [163][164]. Der Kalkulationszinssatz beträgt 4% [8] und die angenommene Lebensdauer beider Technologien 15 Jahre [8][53].

### **6.2.2. Betriebsoptimierung**

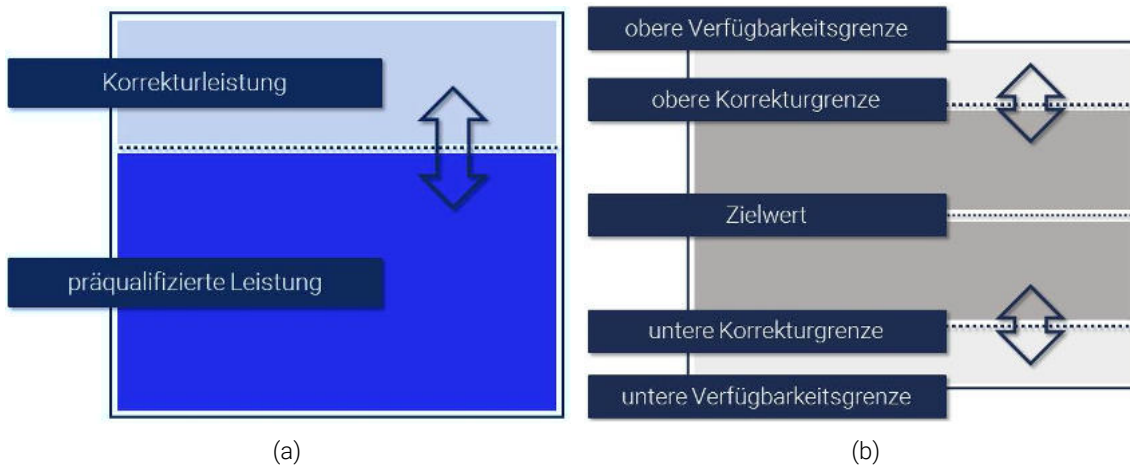
Die Parameter der Betriebsstrategie, die vor dem erläuterten wirtschaftlichen Hintergrund zu optimieren sind, stellt Abbildung 6.11 schematisch dar. Dabei geht es zum einen um die Aufteilung der verfügbaren Leistung, zum anderen um die Aufteilung der vorhandenen Kapazität.

Die präqualifizierte Leistung bestimmt bei gegebenem PRL-Preis die theoretischen Erlöse und die Lage der batteriespezifischen Verfügbarkeitsgrenzen (hierbei handelt es sich um Ladestandsbereiche bei welchen die Batterie nicht mehr die volle Leistung erbringen kann (siehe Kapitel 6.1)). Die korrespondierenden Korrekturgrenzen lösen Fahrplangeschäfte zur Gewährleistung der Verfügbarkeit aus und beeinflussen die Menge benötigter Korrekturenergie. Durch sie erhöht bzw. reduziert sich die Wirkleistung mit einer Verzögerung von 30 Minuten für den Lieferzeitraum von 15 Minuten [165] um den kontrahierten Wert (vgl. Abbildung 4.5). Der Zielwert des Ladestands dient als Kriterium für die Anwendungsrichtung der kostenlosen Freiheitsgrade. Bei dem Freiheitsgrad "Optionale Übererfüllung" in Abbildung 4.4 bedeutet dies z.B., dass die Batterie bei Überfrequenz nur dann mit einer höheren Leistung beladen wird als es

---

<sup>1</sup>Die Steuer- und Abgabenbelastung für Stromspeicher im Einzelnen ist strittig. Lt. [161] ist Stromsteuer jedoch in jedem Falle zu zahlen.





**Abbildung 6.11.:** Schematische Darstellung der Betriebsstrategieparameter: Aufteilung der verfügbaren Leistung (a), Aufteilung der verfügbaren Kapazität (b).

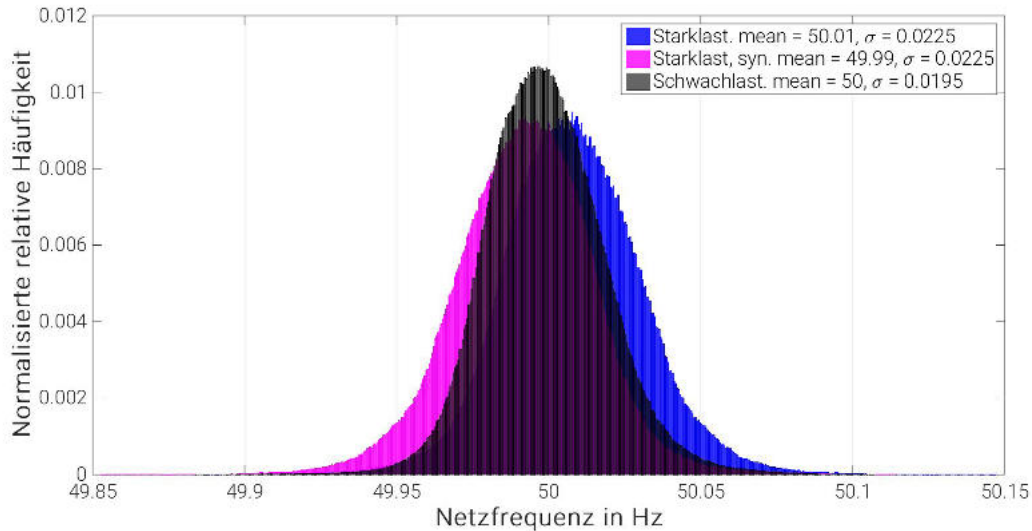
theoretisch erforderlich wäre, wenn sich der Ladestand des Speichers unter dem festgelegten Zielwert befindet. Aufgrund der aus dem geringen Systemwirkungsgrad folgenden Asymmetrie der Ladestandsentwicklung (vgl. Abbildung 6.2) wurde der Zielwert, oberhalb der Mitte, auf 60% angesetzt.

Die maximal zur Verfügung stehende Leistung des Systems muss folglich zwischen der Korrekturleistung für Transaktionen und der in dem Markt gebotenen Leistung aufgeteilt werden. Die Korrekturgrenzen sind für eine gegebene Leistung dann so zu wählen, dass sie ein Erreichen der oberen oder unteren Verfügbarkeitsgrenze verhindern. Kritisch ist dabei die Überwindung des Zeitraums bis zur Erfüllung der Transaktion ausgehend vom Ladestand zum Auslösungszeitpunkt. Angesichts der aufgezeigten Wirkungsgradverluste des Speichersystems und der asymmetrischen Lage der Verfügbarkeitsgrenzen sind die obere und untere Korrekturgrenze individuell zu bestimmen.

Zur Bestimmung der Korrekturgrenzen wurden die Annahme getroffen, dass die Verfügbarkeitsgrenzen auch in einem besonders über- bzw. unterfrequenten Monat nicht überschritten werden dürfen, selbst wenn sich der Ladestand bereits am Monatsanfang an der entsprechenden Korrekturgrenze befindet. Als Grundlage der Betrachtung dienten Frequenzzeitreihen der Netzgesellschaft Swissgrid AG. Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber hat als Ergebnis einer umfassenden Frequenzdatenanalyse zwei worst-case-Zeitreihen identifiziert. Hierbei handelt es sich um eine Starklast- und eine Schwachlastmonatszeitreihe. Diese sind in Abbildung 6.12 dargestellt. Wie zu erkennen ist, zeigt die blau dargestellte Starklastmonatszeitreihe<sup>2</sup> im Schnitt ein überfrequentes Verhalten auf. Da der Speicher bei Überfrequenz vermehrt Energie aufnehmen muss, wurde diese Zeitreihe zur Bestimmung der oberen Korrekturgrenze verwendet. Die untere Korrekturgrenze wurde unter Verwendung der an der 50 Hz-Achse gespiegelten Starklastmonatszeitreihe ermittelt. Diese ist in Abbildung 6.12 in rosa dargestellt.

Die verwendeten Spannungszeitreihen stammen aus Messungen des Jahres 2013 am Netz-

<sup>2</sup>Aufgrund entsprechend höherer Nachfragelastgradienten schwankt die Netzfrequenz in Starklastperioden charakteristisch stärker als in Schwachlastperioden.



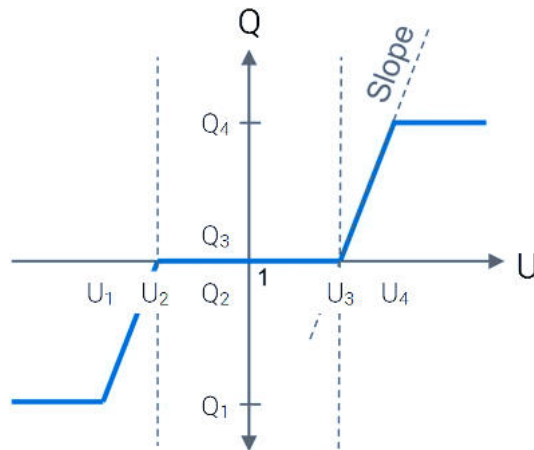
**Abbildung 6.12.:** Häufigkeitsverteilungen der verwendeten Frequenzzeitreihen.

verknüpfungspunkt des Speichers. Die Klassifizierung charakteristischer Monatsperioden erfolgte analog zu den Frequenzeingangsdaten mit jeweils in Summe besonders hohem oder niedrigem sowie dem Jahresdurchschnitt entsprechendem Blindleistungsabruf. Zur Festlegung der  $Q(U)$ -Kennlinie (Abbildung 6.13) wurden die maximalen Spannungsgrenzen nach DIN EN 50160 von  $\pm 0,1$  p.u. festgelegt [82] und eine Toleranz von  $\pm 0,01$  p.u. aufgrund von Messgenauigkeiten angenommen [128]. Da in Niederspannungsnetzen ein maximaler Spannungsabfall von  $0,04$  p.u. nicht überschritten werden darf [3], wird  $U_4$  auf  $1,05$  p.u. festgelegt ( $1,1$  p.u. -  $0,01$  p.u. -  $0,04$  p.u.). Ausgehend von einer Kennliniensteigung von  $11\%/V$  (Leiter-Erde-Spannung) [150], ergibt sich für  $U_3$  ein Wert von  $1,027$  p.u. Da die Kennlinie punktsymmetrisch zum Ursprung angenommen wird [150], ergeben sich  $U_2$  und  $U_1$ . Im WR-Prototypen in Tussenhausen ist ein PI-Regler mit den Parametern ( $K_p = 0,12$  und  $K_i = 0,4$ ) eingesetzt. Das PT1-Glied ist derzeit nicht parametrierbar. Vereinfachend zu der bestehenden Regelung und um diese mit der  $Q(U)$ -Regelung von Heimspeichern vergleichbar zu machen (vgl. Kapitel 7), wurde ein PT-1 Glied angenommen mit einem Verstärkungsfaktor  $K=1$  und einer Zeitkonstante  $T=5$  s [150].

Auf Basis der worst-case Frequenz- und Blindleistungszeitreihen wurde schlussendlich durch iterative Simulationen einer gegebenen präqualifizierten Leistung jeweils eine obere und untere Korrekturgrenze zugeordnet, sowie die entsprechende Menge an Korrekturenergie ermittelt. Optimal ist diejenige Kombination aus präqualifizierter Leistung und oberer sowie unterer Korrekturgrenze mit der höchsten Differenz aus theoretischem PRL-Erlös und Kosten der anfallenden Korrekturenergie.

Um angesichts der skizzierten Unsicherheiten der PRL-Preise und Investitionskosten ein Ergebnisspektrum abzudecken, wurden die in Tabelle 6.1 dargestellten Szenarien vergleichsweise untersucht.

Für alle Szenarien wurden Simulationen über die Lebensdauer der betrachteten Speicher durchgeführt sowie die entsprechenden Kapitalwerte berechnet. Als Grundlage der Wirtschaftlichkeitsanalysen wurde die Schwachlastmonatszeitreihe aus Abbildung 6.12 gewählt. Grund hier-



**Abbildung 6.13.:** Schematische Darstellung der im SPF-Speicher implementierten Q(U)-Kennlinie.

Szenario	Angenommene Kosten und Preise
Optimistisches Szenario	Niedrige Investitionskosten und PRL-Durchschnittspreis 2015
Realistisches Szenario	Durchschnittliche Investitionskosten und PRL-Durchschnittspreis 2015
Pessimistisches Szenario	Hohe Investitionskosten und 6 % niedrigerer PRL-Durchschnittspreis
SmartPowerFlow (SPF)	Investitionskosten wie im Projekt und PRL-Durchschnittspreis 2015

**Tabelle 6.1.:** Betrachtete Szenarien der ökonomischen Eingangsdaten.

für ist, dass die Abweichungen der Netzfrequenz dieser Zeitreihe langfristig annähernd normalverteilt um den Nennwert [8, 166] sind und somit auch die durch die Batterie aufzunehmende und abzugebende PRL im Mittel ausgeglichen ist [167, 45]. Da dies dem Normalfall entspricht (vgl. Kapitel 4.1.1), wurde diese Zeitreihe für alle 12 Monate der betrachteten Simulationsjahre angewendet. Rechnungen mit allen drei erläuterten Zeitreihen haben allerdings gezeigt, dass deren Einfluss auf das wirtschaftliche Ergebnis insgesamt minimal ist, da die Einnahmen am PRL-Markt in jedem Fall weit über den Kosten für Korrekturenergie liegen.

### 6.2.3. Ergebnisse

Mit dem in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Vorgehen resultieren die in Tabelle 6.2 zusammengefassten Parameter als diejenigen mit der maximalen Differenz aus PRL-Erlös und Korrekturenergiekosten, die gleichzeitig auch in den erläuterten worst-case-Betrachtungen das Erreichen der Verfügbarkeitsgrenzen verhindern. Die dargestellten Ergebnisse gelten für alle erwähnten Szenarien, da der ökonomisch sinnvollste Betrieb von PRL-Batterien stets dann erreicht wird, wenn gerade so viel Korrekturleistung vorgehalten wird wie es nötig ist um die geforderte Verfügbarkeit des Speichers am PRL-Markt zu garantieren. Hintergrund hiervon ist,

wie bereits erwähnt, dass die Erlöse der Batterieverkaufung die Kosten für Korrekturenergie bei weitem übersteigen (siehe hierzu Abbildung 6.17).

Parameter	Wert
Präqualifizierte Leistung	175 kW
Korrekturleistung	25 kW
Zielwert	60%
Obere Korrekturgrenze	65%
Untere Korrekturgrenze	47%
Obere Verfügbarkeitsgrenze	72%
Untere Verfügbarkeitsgrenze	22%

**Tabelle 6.2.:** Optimale Parameter der Betriebsstrategie.

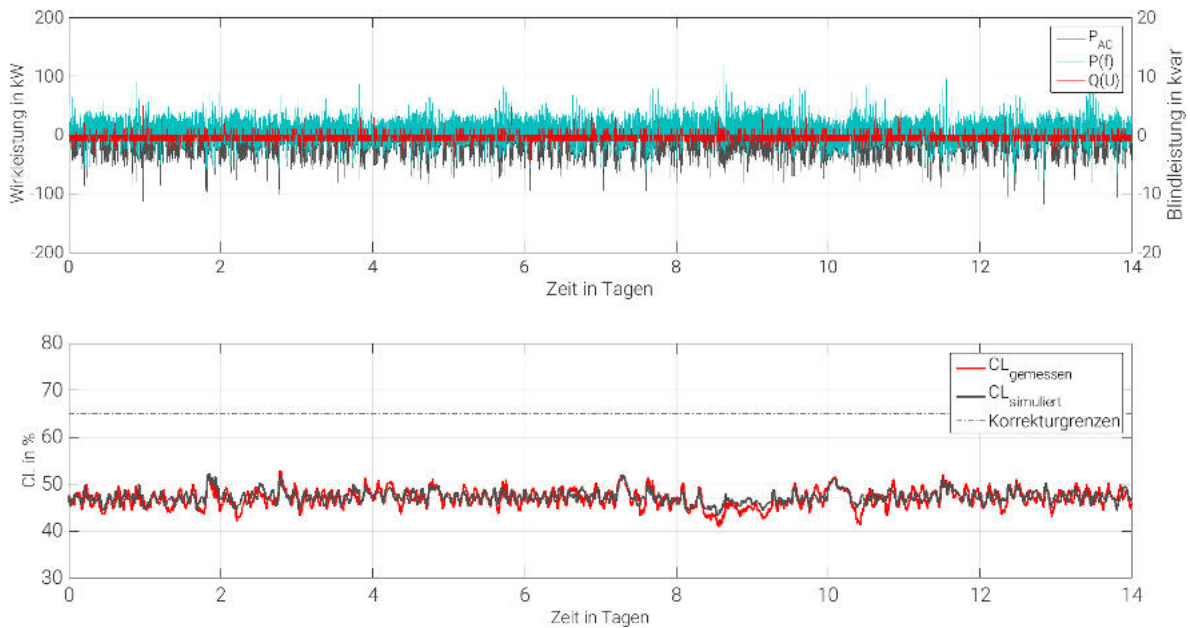
Die Ergebnisse in Tabelle 6.2 zeigen, dass sowohl die Verfügbarkeits- als auch die Korrekturgrenzen unsymmetrisch um den Ladestand von 50% angeordnet sind. Aufgrund der erwähnten Wirkungsgradverluste beim Laden und Entladen der Batterie befinden sich der Zielwert und die Korrekturgrenzen knapp unter bzw. über dem Ladestand von 50%. Weiterhin ist ersichtlich, dass aufgrund der Batterieverluste der Abstand zwischen oberer Korrektur- und Verfügbarkeitsgrenze wesentlich geringer ist, als der Abstand zwischen unterer Korrektur- und Verfügbarkeitsgrenze.

### Demonstration der optimierten Betriebsstrategie

Ein mehrwöchiger Feldtest der ermittelten Parameter demonstriert die Umsetzbarkeit des netzdienlichen PRL-Betriebs (Abbildung 6.14). Es wird konstant Blindleistung gemäß der  $Q(U)$ -Kennlinie erbracht. Entsprechend der grau dargestellten  $P(f)$ -Kurve in der oberen Grafik beträgt der PRL-Abruf in der betrachteten Periode durchschnittlich nur ca. 20 kW bzw. 8,5% der präqualifizierten Leistung. Dies war jedoch entsprechend der stochastischen Verteilung der Frequenzschwankungen erwartbar.  $P_{AC}$  zeigt die Wirkleistungsmessung am Netzanschlusspunkt des Batteriesystems. Es ist zu erkennen, dass die Freiheitsgrade ausschließlich einseitig angewendet werden. Zudem sind die meiste Zeit über Nachladevorgänge aktiv.

Dies spiegelt sich im entsprechenden Ladestandsverlauf wider (untere Grafik). Aufgrund des geringen Systemwirkungsgrads ist der tatsächlich genutzte Bereich der Batteriekapazität schmal und pendelt eng um die untere Korrekturgrenze, der Zielwert von 60% wird nie erreicht oder überschritten.

Der Wirkungsgrad über die dargestellte Periode beträgt 30%, unter Berücksichtigung der zusätzlich bezogenen Pumpleistung sogar nur etwa 23%. Dabei findet durch die parallelen Ladestandskorrekturen eine Verlagerung in etwas höhere relative Leistungsbereiche statt (vgl. hierzu auch 6.9), was den Wirkungsgrad geringfügig verbessert.



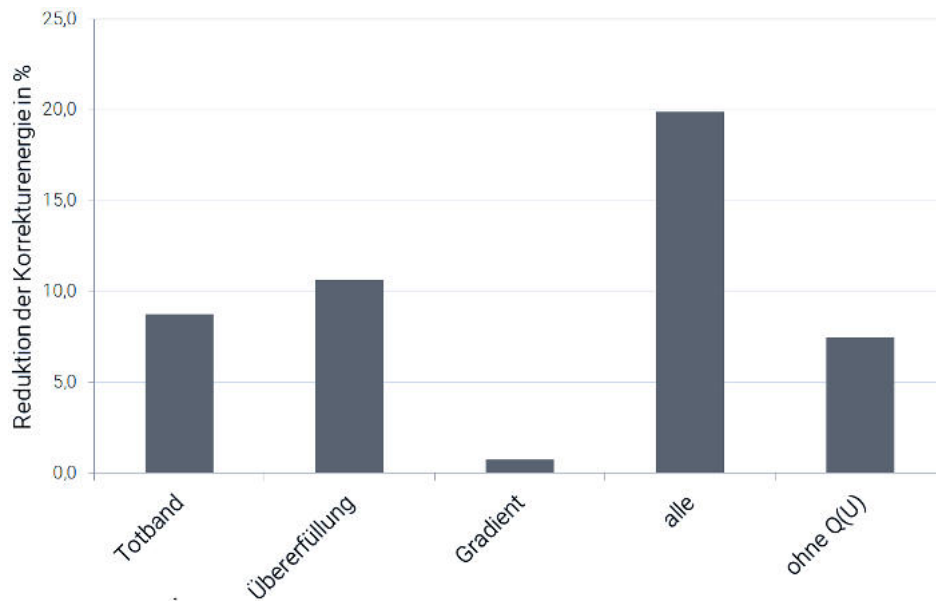
**Abbildung 6.14.:** Ausschnitt aus dem Feldtest der ermittelten Betriebsstrategie, 03.-17.08.16. Obere Grafik: vom System erbrachte Wirk- und Blindleistung und netzfrequenzproportionale Leistung. Untere Grafik: gemessener und vom Modell simulierter Ladestand sowie definierte Korrekturgrenzen.

### Bewertung der Freiheitsgrade und Blindleistungsbereitstellung

Die kontinuierliche Vorhaltung von Kapazität ohne Ladestandskorrekturen ist im PRL-Betrieb ausgeschlossen, sodass eine Simulation mit nur diesem Freiheitsgrad die Referenz für die Bewertung der kostenlosen Freiheitsgrade und der Blindleistungsbereitstellung bildet. Der Vergleich wiederholter Simulationen mit Zuschaltung einzelner Freiheitsgrade zeigt, dass diese sich deutlich in ihrem Beitrag zur Vermeidung von Korrekturenergie unterscheiden (vgl. Abbildung 6.15). Durch Nutzung aller Freiheitsgrade werden knapp 20% der Korrekturenergie eingespart.

Ökonomisch bewertet jedoch sind die Auswirkungen der Freiheitsgrade gering (vgl. Abbildung 6.16), obwohl insgesamt ein Drittel der simulierten Periode nachgeladen werden muss, und damit über 40% der insgesamt umgesetzten Energie Ladestandskorrekturen dient. Bei Nutzung aller Freiheitsgrade machen die Kosten der gekauften Energie dennoch nur 7% der PRL-Einnahmen aus.

Aus diesem Grund trägt die Blindleistungsregelung nur minimal zur Schmälerung der PRL-Rückflüsse bei, wie der Vergleich mit einer Simulation mit allen Freiheitsgraden, aber ohne Blindleistungserbringung zeigt. Für die untersuchte PRL-Batterie erhöhen sich die monatlichen Ausgaben für Korrekturenergie um lediglich 14 EUR. Das zusätzlich, und im betrachteten Fall ohne jegliche Vergütung implementierte netzdienliche Verhalten stellt somit, bei gegebenem PRL-Betrieb, kaum einen Mehraufwand dar.



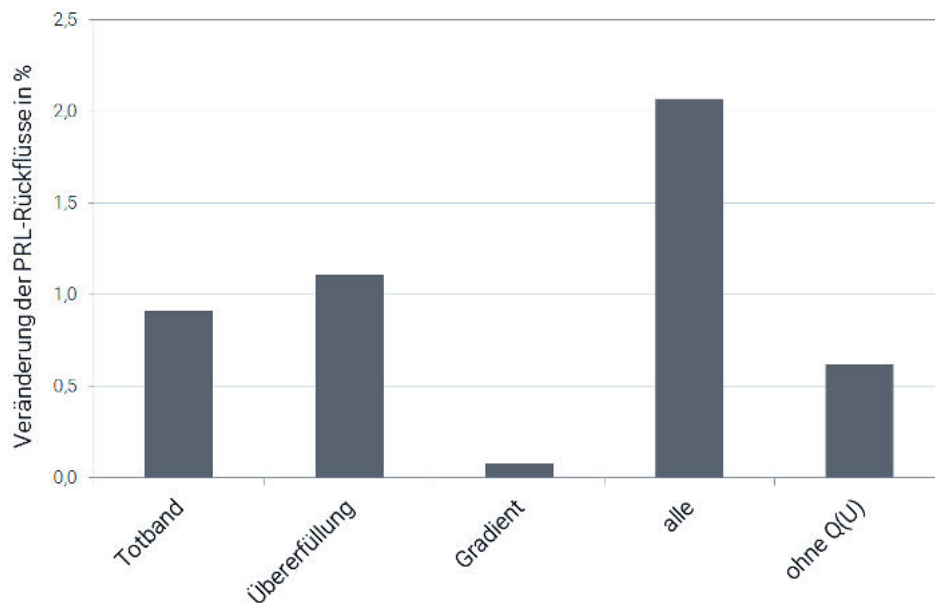
**Abbildung 6.15.:** Auswirkungen auf die Korrekturenergie.

### Wirtschaftlichkeitsanalyse der untersuchten Szenarien

Die in Tabelle 6.1 erläuterten ökonomischen Szenarien bilden die Basis für die Wirtschaftlichkeitsanalyse. Um der geltenden Mindestgebotsgröße von 1 MW und der Redundanzanforderung zu entsprechen, muss dabei mit der vorliegend pro Speicher angebotenen Leistung von 175 kW ein Pool von sieben identischen Großspeichern vorgehalten werden. Die Gegenüberstellung der jährlichen Zahlungsströme (vgl. Abbildung 6.17) zeigt, dass trotz der geringen Effizienz des VRF-Systems für beide betrachteten Technologien die jährlichen PRL-Erlöse mehr als doppelt so hoch sind wie die berücksichtigten Ausgaben<sup>3</sup>.

Dennoch kann lediglich für das Li-Io-System, welches mit demselben Energie- zu Leistungsverhältnis wie die SPF-Batterie (2:1) ausgelegt wurde, im optimistischen Szenario ein positiver Kapitalwert erzielt werden (siehe Abbildung 6.18). Dies ist im Wesentlichen mit den geringeren Investitionskosten zu begründen, welche den Großteil der Ausgaben ausmachen und über die anteilige Betriebskostenkalkulation zusätzlich die jährlichen Rückflüsse beeinflussen. Die Investitionskosten der VRF-Technologie hingegen müssten um 30% im Vergleich zur optimistischen und um 60% im Vergleich zur realistischen Annahme sinken, um beim gegenwärtigen PRL-Preisniveau einen positiven Kapitalwert zu erzielen. Mit den Investitionskosten des pessimistischen Szenarios sowie den im Projekt bekannten VRF-Investitionskosten liegt der Kapitalwert hingegen noch weit außerhalb des dargestellten Bereichs.

<sup>3</sup>Für das Li-Io-System wurden Korrekturenergiemengen nach [168] angepasst und der Mehraufwand für Blindleistungserbringung anteilig berechnet.



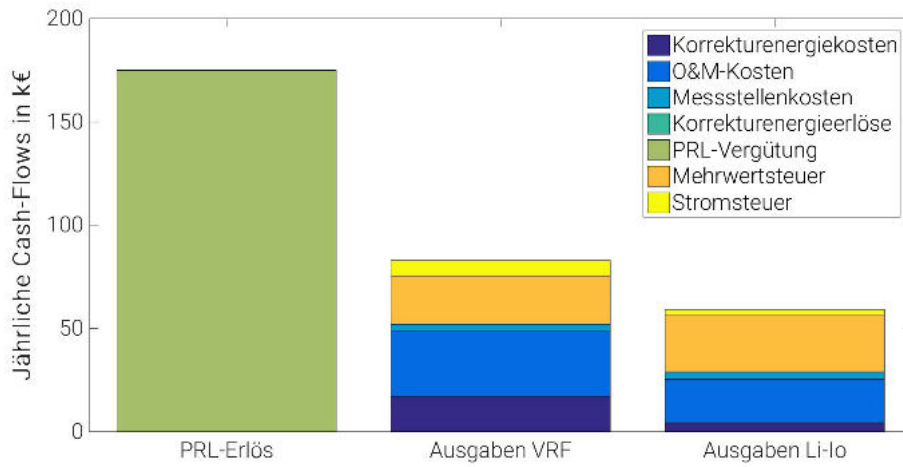
**Abbildung 6.16.:** Auswirkungen auf die PRL-Rückflüsse.

#### 6.2.4. Fazit

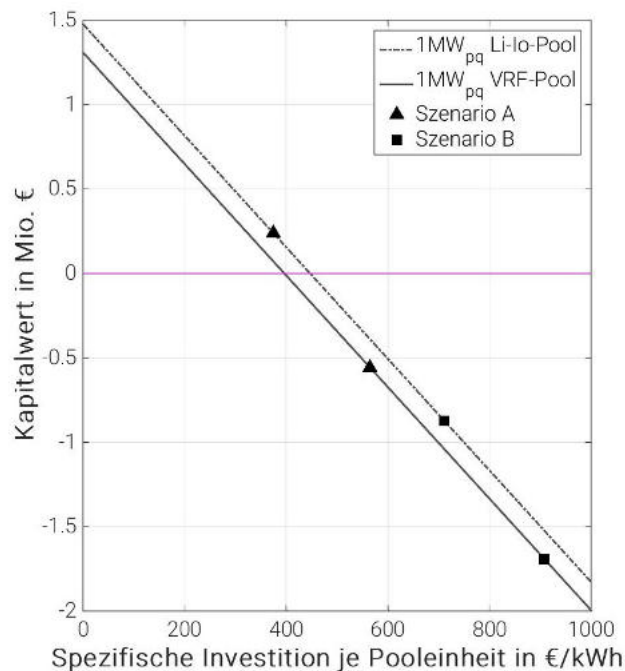
Es konnte gezeigt werden, dass die untersuchte VRF-Batterie mittels der durch Simulationen parametrisierten Betriebsstrategie netzdienlich PRL erbringen kann. Die geringe Effizienz des VRF-Systems bei niedriger Leistungsabgabe bzw. -aufnahme fällt insgesamt kaum ins Gewicht, da Korrekturenergiekosten nur einen geringen Anteil der PRL-Erlöse ausmachen. Aus diesem Grund sind auch die wirtschaftlichen Auswirkungen der kostenlosen ÜNB-Freiheitsgrade gering. Gleichermäßen stellt dadurch die Blindleistungsbereitstellung und damit das netzdienliche Verhalten für den PRL-Betrieb keine nennenswerten Mehrkosten dar. Unter aktuellen Rahmenbedingungen wird dieses netzdienliche Verhalten jedoch nicht marktlich vergütet. Somit besteht für privatwirtschaftliche Betreiber derzeit kein Anreiz, diesen Nutzen für das System auch umzusetzen.

Für die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Projekte sind die Investitionskosten und der PRL-Erlös die bestimmenden Faktoren. Während Li-Io-Batterien unter heutigen Bedingungen bei absehbar niedrigeren Investitionskosten einen positiven Kapitalwert erzielen können, sind die VRF-Investitionskosten bei gleichzeitig niedrigeren Rückflüssen durch Wirkungsgradverluste in der betrachteten Auslegung noch um 30% bzw. 60% zu hoch.

Die Analyse verdeutlicht die gegenwärtige Investitionsunsicherheit für Batterieprojekte, aber auch deren potenziell starke Auswirkungen auf den Markt bei zukünftig niedrigeren Investitionskosten. Maßgeblich für die Investitionsentscheidung dürften weiterhin abzuwartende Systemauslegungsanforderungen auf EU-Ebene sein.



**Abbildung 6.17.:** Jährliche Zahlungsströme eines 1 MW-Pools der betrachteten Systemauslegung für VRF- und Li-Io-Technologie im Vergleich.



**Abbildung 6.18.:** Kapitalwert in Abhängigkeit der Investition.



## 7. Technischer und wirtschaftlicher Vergleich des Netzausbaus mit dem Einsatz von Großbatterien und anderen Flexibilitätsoptionen

Generell gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten Stabilitätsproblemen im Stromnetz aufgrund zunehmender regenerativer Energieeinspeisung entgegenzuwirken. In diesem Kapitel wird der traditionelle Netzausbau mit dem Einsatz von Großbatterien und anderen Flexibilitätsoptionen zur Netzstabilisierung technisch und wirtschaftlich verglichen. Grundlage der Untersuchung bildet die in Kapitel 3 beschriebene Modellregion, welche ein süddeutsches Verteilnetz, bestehend aus 44 Niederspannungsnetzen, abbildet. Davon sind 12 Niederspannungsnetze hausanschluss-scharf modelliert und bilden den Markt Tussenhausen.

Insgesamt werden folgende Flexibilitätsoptionen mit dem Netzausbau verglichen:

- Alle PV-Anlagen in Tussenhausen werden mit einer  $\cos\varphi(P)$ -Regelung ausgestattet.
- Alle PV-Anlagen in Tussenhausen werden mit einer  $Q(U)$ -Regelung ausgestattet.
- Alle PV-Anlagen in Tussenhausen erhalten einen Heimspeicher zur Eigenverbrauchserhöhung.
- In jedes Ortsnetz von Tussenhausen wird (soweit möglich) eine Großbatterie (nach Kapitel 6) integriert.

Eine genaue Beschreibung der aufgelisteten Optionen und deren Modellierung ist in Kapitel 7.1 zu finden. Hier ist zudem die verwendete Methodik für den technischen und wirtschaftlichen Vergleich der unterschiedlichen Maßnahmen beschrieben. In Kapitel 7.2 werden die gewonnenen Erkenntnisse diskutiert und schlussendlich in einem Fazit in Kapitel 7.3 zusammengeführt.

### 7.1. Methodik

In diesem Abschnitt wird eine Methodik präsentiert, um den traditionellen Ansatz der Netzverstärkung durch Netzausbau mit den oben aufgeführten Flexibilitätsoptionen technisch und wirtschaftlich zu vergleichen. Hierbei wird zunächst das Vorgehen bei der Bewertung der unterschiedlichen Maßnahmen erläutert und im Anschluss daran auf die genaue Funktionsweise der verschiedenen Netzstabilisierungsoptionen sowie deren Implementierung im Modell eingegangen.

Für den **technischen Vergleich** war das entscheidende Kriterium die Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energieanlagen. Zur Ermittlung dieses Wertes wurde zunächst die

gesamte Aufnahmefähigkeit der Modellregion für den Fall, dass keine Flexibilisierungsmaßnahmen Anwendung finden (Referenzszenario), bestimmt. Anschließend wurde dieselbe Größe unter Nutzung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen ermittelt. Die Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit ergab sich somit aus der Differenz der beiden Werte.

Generell ist die Aufnahmefähigkeit eines Netzgebietes dann erreicht, wenn Stabilitätsgrenzen verletzt werden (siehe hierzu Kapitel 5.1.2). Da die Modellregion im Status quo natürlich keine Netzprobleme aufwies, wurden in Tussenhausen sukzessive PV-Anlagen nach dem in Kapitel 3.2 beschriebenen Ausbaupfad zugebaut. Hierbei wurde nach der Integration jeder weiteren Anlage anhand einer minutlich (bei Bedarf auch sekundlich) zeitaufgelösten Lastflussberechnung überprüft, ob in einem der 12 Niederspannungsnetze Stabilitätsgrenzen verletzt wurden. War dies der Fall, so wurde die maximale Netzaufnahmefähigkeit in dem Ortsnetz erreicht und der Ausbau weiterer PV-Anlagen in diesem Netzgebiet gestoppt. Die gesamte Netzaufnahmefähigkeit der Modellregion ergab sich schlussendlich aus den Einzelwerten der jeweiligen Niederspannungsnetze.

Ausschlaggebend für den **wirtschaftlichen Vergleich** waren die Gesamtkosten, die für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen zur Erreichung des Ziels der Bayerischen Staatsregierung bezüglich des Anteils an Erneuerbaren Energien im Strommix des Jahres 2025 entstehenden. Die Gesamtkosten setzen sich aus Sicht der Netzbetreiber aus Netzausbaukosten und den Kosten für Netzverluste zusammen<sup>1</sup>. Darüber hinaus wurde in einer weiteren Berechnung betrachtet, inwieweit den PV- oder Batterieanlagenbetreibern Kosten durch den netzdienlichen Betrieb ihrer Systeme entstehen.

Die Anschaffungskosten der PV-Anlagen, Heimspeicher sowie Großbatterien flossen in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht ein. Grund dafür war, dass davon ausgegangen wurde, dass diese Kosten von externen Investoren getragen werden, sprich diese Systeme aufgrund tragfähiger Geschäftsmodelle erbaut werden.

Grundlage der ökonomischen Analyse war ebenfalls der in Kapitel 3.2 beschriebene PV-Ausbaupfad für die Modellregion. Die dort dargestellten Anlagen wurden bei den Simulationen zur Bewertung der verschiedenen Szenarien entsprechend ihres prognostizierten Baujahres in das Stromnetz integriert. Wurden dadurch in der Konsequenz Stabilitätskriterien verletzt, so wurden diese automatisiert in der Lastflussberechnungssoftware durch Netzausbaumaßnahmen nach [19] und [20] behoben. Auf diese Art und Weise konnte in jedem Fall der PV-Anlagenbestand aus Abbildung 3.5 erreicht werden.

Es wurde davon ausgegangen, dass der im Jahr 2025 erreichte Netzzustand bis zum Jahr 2050 unverändert bleibt. Auf diesem Weg war es möglich, die Kosten der verschiedenen Flexibilitätsoptionen mit dem reinen Netzausbau für den Zeitraum 2013-2050 zu vergleichen. Die Kosten der Szenarien wurden unter Verwendung der Barwertmethode berechnet (siehe hierzu Kapitel 6.2). Dementsprechend wurden alle Kosten auf das Bezugsjahr mit einem Kalkulationszins von 4% abgezinst. Die verwendeten Betriebsmittelkosten für die Berechnung sind in Tabelle 7.1 zu finden. Da für die Lebensdauer der Kabel und Transformatoren 40 bzw. 45 Jahre angenommen wurden, wurden deren Restwerte im Jahr 2050 mitberücksichtigt. Die Betriebskosten setzen

---

<sup>1</sup>Dem Netzbetreiber entstehen zudem Kosten für zusätzliche Blindarbeit. Diese Kosten, die sich nach LVN auf 9,2 EUR/Mvarh belaufen, fallen aber nur dann an, wenn ein bestimmter  $\cos\phi$ -Bereich an der Übergabestelle zu dem Höchstspannungsnetz (Netzebene 1) verlassen wird. Da die Höchstspannungsebene in dem vorliegenden Bericht nicht modelliert wurde, konnten eventuelle Mehrkosten nicht berechnet werden und wurden somit vernachlässigt.

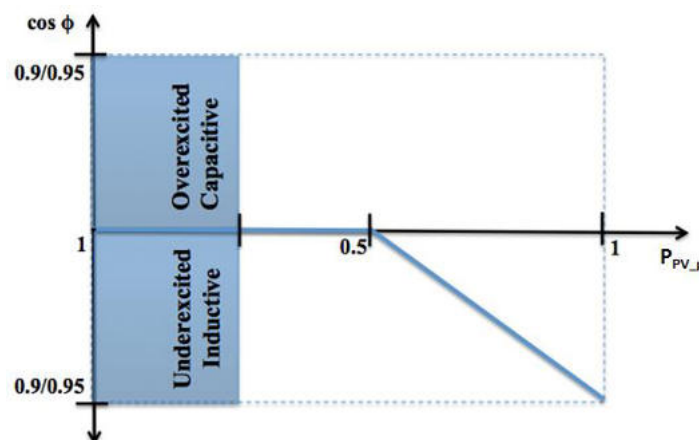
sich aus den Netzverlustkosten und den Kosten der Blindleistungserbringung der Großbatterie (siehe 6) zusammen. Für die Netzverlustkosten wurden in Absprache mit dem Netzbetreiber LVN 64,40 EUR/MWh angenommen. Für den Mehraufwand der Blindleistungserbringung für den netzdienlichen Einsatz der Großbatterien wurde der Preis für die nachgekaufte Energie die benötigt wird, um diese Dienstleistung zu erbringen, von 55,59 EUR/MWh angesetzt (Selbstkostenpreis). Die Kosten der nachgekauften Energie setzen sich aus der Summe von 33,09 EUR/MWh für die Beschaffung am Intraday Markt, 20,50 EUR/MWh Stromsteuer, sowie den Zusatzkosten für die Handelsteilnahme von 2 EUR/MWh zusammen. Hierbei wurde angenommen, dass der Netzbetreiber dem Großbatteriebetreiber die entstandenen Kosten für die Blindleistungserbringung erstattet. Bei der  $\cos\varphi(P)$ - und Q(U)-Regelung von PV-Anlagen fallen Kosten für entgangene Gewinne an, wenn der Wechselrichter aufgrund der Blindleistungsregelung die Wirkleistung reduzieren muss (siehe unten). Diese wurden mit 12,31 EUR/MWh angesetzt [169].

**Tabelle 7.1.:** Angenommene Betriebsmittelkosten für den automatisierten Netzausbau, basierend auf [19] und [20]. Preise für Kabel sind inkl. Erdarbeiten.

Betriebsmittel	Dimensionierung	Kosten
NAYY	150 mm <sup>2</sup>	60 kEuro/km
NAYY	240 mm <sup>2</sup>	65,5 kEuro/km
NA2XS2Y	185 mm <sup>2</sup>	80 kEuro/km
Öltransformator	630 kVA	10 kEuro

### $\cos\varphi(P)$ -Regelung

Die  $\cos\varphi(P)$ -Regelung stellt in Deutschland den Stand der Technik bei der Blindleistungsbereitstellung durch PV-Anlagen in der Niederspannungsebene dar. Ziel hiervon ist es, die Spannung am Netzverknüpfungspunkt der PV-Anlage in den zulässigen Grenzen zu halten. Bei der Regelung wird die in Abbildung 7.1 dargestellte Regelcharakteristik verwendet.



**Abbildung 7.1.:**  $\cos\varphi(P)$ -Regelcharakteristik nach [10].

Entsprechend der aufgeführten Kennlinie stellt sich in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung eine Blindleistung ein. Übersteigt die Wirkleistung einen Wert von 50% der installierten Wechselrichterleistung  $S_{WR}$ , so reduziert sich der Leistungsfaktor gemäß der abgebildeten Kurve. Der minimale Leistungsfaktor hängt von der maximalen Scheinleistung des PV-Wechselrichters ab (siehe Tabelle 7.2).

**Tabelle 7.2.:** Leistungsfaktoren in Abhängigkeit der PV-Wechselrichterleistung  $S_{WR}$ .

$S_{WR} \leq 13,8 \text{ kVA}$	$S_{WR} > 13,8 \text{ kVA}$
$\cos\varphi(P)=0,95$	$\cos\varphi(P)=0,90$

Da PV-Anlagen in Deutschland nur in wenigen Stunden des Jahres ihre Maximalleistung erbringen, werden die Wechselrichter dieser Systeme oftmals nicht für die Übertragung der vollständigen Modulleistung ausgelegt (in der betrachteten Modellregion wurde die Wechselrichterleistung stets auf 85% der Modulleistung gesetzt). In solchen Fällen kann es vorkommen, dass nicht die gesamte Blind- und Wirkleistung entsprechend Abbildung 7.1 in das Stromnetz eingespeist werden kann. In diesem Fall hat die angeforderte Blindleistung Priorität, wodurch dem PV-Anlagebesitzer durch die geringere Wirkleistungseinspeisung Einnahmeeinbußen entstehen.

## Q(U)-Regelung

Bei der Q(U)-Regelstrategie wird die Blindleistung in Abhängigkeit von der Spannung an dem Netzverknüpfungspunkt der PV-Anlage eingestellt. Somit reagiert der Wechselrichter nur, wenn es die Netzsituation wirklich erfordert. Damit kann mit dieser Betriebsweise, im Gegensatz zur  $\cos\varphi(P)$ -Regelung, vermieden werden, dass nicht benötigte Blindleistung unnötigerweise das Stromnetz belastet.

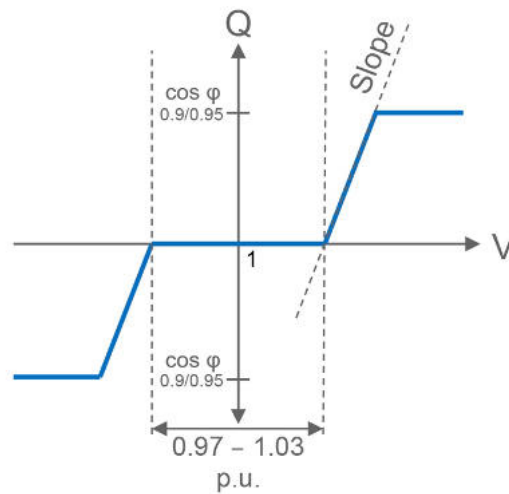
Die Sollwerte der Q(U)-Kurve werden in einer Vielzahl von Studien diskutiert [170][150][171]. Wie vorangegangene Untersuchungen gezeigt haben, hängt die Stabilität dieser Regelstrategie in hohem Maße von den eingestellten Regelparametern ab [171][172]. In dieser Arbeit wird die stabile Konfiguration von [150] verwendet (Abbildung 7.2).

Ist die Spannung am Netzverknüpfungspunkt niedriger als 0,97 p.u. bzw. höher als 1,03 p.u., so ändert sich die eingespeiste bzw. aufgenommene Blindleistung bis zum Erreichen eines Maximalwertes (Tabelle 7.2) linear mit der Spannung (Steigung der Kurve:  $11\%Q_{max}/V$  (Leiter-Erde-Spannung)). Um ein Schwingungsverhalten zu verhindern, wird ein Verzögerungsglied erster Ordnung (PT1) mit einer Verstärkung K von 1 und einer Zeitkonstante T von 5 s in die Regelung integriert.

Auch bei der Q(U)-Regelung kann es zu Einnahmeeinbußen von PV-Anlagenbesitzern kommen, wenn der Wechselrichter nicht für die Übertragung der gesamten Modulleistung ausgelegt wurde (siehe oben).

## Heimspeicher

Seit dem Jahr 2013 scheint die Erhöhung des Eigenverbrauchs mit Heimspeichern ein tragfähiges Geschäftsmodell für kleine PV-Anlagen in Deutschland zu sein [173]. Nichtsdestotrotz



**Abbildung 7.2.:** Q(U)-Regelcharakteristik.

sind laut einer Umfrage die wesentlichen Motivationsgründe für eine Investition in Heimspeicher sogenannte „weiche Faktoren“, wie beispielsweise das Absichern gegen steigende Elektrizitätskosten oder einen Beitrag zur Energiewende zu leisten [174]. Aus diesem Grund führte die Bundesregierung ein Programm zur Förderung von Heimspeichern ein, welches durch [174] wissenschaftlich begleitet wird. Für die erste Phase des Förderprogramms wurde eine Einspeisegrenze von 60% der installierten PV-Leistung festgelegt. In der zweiten Phase wird diese Grenze auf 50% reduziert, weshalb dieser Wert in dieser Arbeit verwendet wurde. Ziel der Einspeisebegrenzung ist es nicht nur, die Spannung am Netzverknüpfungspunkt der PV-Anlage in den zulässigen Grenzen zu halten, sondern auch die Belastung der elektrischen Betriebsmittel des öffentlichen Netzes zu senken.

Zurzeit werden verschiedene Ladestrategien entwickelt, um die aus der Einspeisegrenze resultierenden Abregelungsverluste zu minimieren. Neben der Minimierung der Abregelungsverluste (englisch, curtailment loss ratio CLR) ist es das Ziel dieser Regelstrategien, die Eigenverbrauchsrate (englisch, self-consumption ratio SCR) sowie den Autarkiegrad (englisch, self-supply ratio SSR) zu maximieren. Für einen Vergleich der verschiedenen Strategien wurden zwei Studien veröffentlicht: Eine Voruntersuchung, welche mehrere Ladekonzepte vergleicht [175], sowie eine weitere Untersuchung, welche den profitabelsten Ansatz aus Eigentümersicht bestimmt [176]. Bei der zweitgenannten Studie hat sich die adaptive Persistenz-Prognose als die profitabelste Methodik herausgestellt und wird dementsprechend auch in dieser Arbeit verwendet. Eine ausführliche Beschreibung dieser Regelstrategie ist in [177] und [178] zu finden.

In der vorliegenden Studie wurden Lithium-Ionen-Batteriesysteme mit einem energetischen Wirkungsgrad von 95% und einem Batterie-Wechselrichter-Wirkungsgrad von 94% nach [178] angenommen. Daraus ergibt sich ein System-Round-Trip-Wirkungsgrad von 84%. Darüber hinaus wurde für einen optimalen Betrieb des Speichers die nutzbare Kapazität der Batterie auf einen Bereich zwischen 20% und 90% der Nennkapazität beschränkt. Die Batteriekapazität  $C$  wird entsprechend der Nennleistung der PV-Anlage  $P_{PV_p}$  und dem jährlichen Energieverbrauch

(englisch, annual load consumption LC) nach den unten dargestellten Gleichungen ausgelegt. Zudem wurde die Speichergröße auf 30 kWh limitiert.

$$c = \frac{C[kWh]}{kWh}; p_{PV} = \frac{P_{PVp}[kW_p]}{kW_p}; l_c = \frac{LC[MWh]}{MWh} \quad (7.1)$$

$$c = p_{PV}, \text{ wenn } p_{PV} \leq l_c \text{ und } c = l_c, \text{ wenn } l_c \leq p_{PV} \quad (7.2)$$

## Großbatterien

Wie in Kapiteln 4 und 5 gezeigt wurde, können Großbatterien auf unterschiedliche Art und Weise betrieben werden. In dieser Arbeit lag der Fokus jedoch auf der netzdienlichen Primärregelleistungserbringung, wie sie in Kapitel 6 beschrieben wurde. Dies bedeutet, dass die Batterie an der Niederspannungssammelschiene einer Ortsnetzstation angeschlossen ist und dort über eine P(f)-Funktion Primärregelleistung und über eine Q(U)-Funktion Blindleistung zur Spannungshaltung bereitstellt. Die Parametrierungen der beiden Funktionen sind in Abbildung 4.2 und Abbildung 6.13 dargestellt.

In dem Modellnetz wurden dementsprechend an alle Ortsnetzstationen Großbatterien mit der beschriebenen Betriebsweise angeschlossen. Allerdings wies die Batterie im Projekt SmartPowerFlow eine Nennleistung von 200 kW auf. Der Anschluss eines solchen Speichers hätte in einigen Ortsnetzen zu unmittelbaren Stabilitätsproblemen geführt. Dementsprechend wurden die Batterien so dimensioniert, dass diese die Netzaufnahmefähigkeit der Modellregion gegenüber dem Referenzszenario (in dem Stromnetz werden keine Flexibilitätsoptionen angewendet) nicht reduzieren. Als entscheidendes Kriterium wurde dabei die verfügbare Scheinleistungsreserve der Ortsnetztransformatoren beim Erreichen der Netzaufnahmefähigkeit im Referenzszenario identifiziert. Die Batterien wurden von daher entsprechend dieser Leistungswerte in 50 kW-Schritten ausgelegt.

Die auf diesem Weg bestimmten Speicher wurden zur Überprüfung der Netzaufnahmefähigkeit im Großbatterie-Szenario in die Lastflussberechnungssoftware integriert. Hierbei wurde von dem schlechtesten Fall ausgegangen, nämlich dass die Batterien im kritischsten Netzzustand, was stets der Rückspeisefall ist, maximale Regelleistung in das Stromnetz einspeisen. Dieser Maximalwert wurde unter Verwendung des unterfrequenten Swissgrid Datensatzes bestimmt (siehe hierzu Kapitel 6.2.2).

## 7.2. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Flexibilitätsoptionen zunächst unter technischen und anschließend unter wirtschaftlichen Kriterien miteinander verglichen.

### Technische Bewertung

Um die Flexibilitätsoptionen technisch vergleichbar zu machen, wurde die maximale Aufnahmefähigkeit, die durch jede Maßnahme in Tussenhausen erreicht werden kann, berechnet. Dazu wurde zunächst der Status-Quo des Netzes (Basisszenario) mit PV-Anlagen gemäß Abschnitt 7.1 erweitert, bis die maximale Aufnahmefähigkeit erreicht wurde. Dieser Ausbauzu-

stand aus Bestandsanlagen (2,136 MW) und zusätzlichen Anlagen (1,149 MW) stellt die maximale Aufnahmefähigkeit von 3,879 MW PV-Anlagen ohne Flexibilitätsoptionen in Tussenhausen dar und dient als Referenzszenario.

In dem Heimspeicherszenario wurde die Speicherkapazität nach der in Abschnitt 7.1 dargestellten Methodik ausgelegt. Dies führt in dem Fall von Tussenhausen dazu, dass lediglich 31% der Heimspeicher im Referenzszenario innerhalb eines wirtschaftlich günstigen Verhältnisses von  $p_{PV}:I_c$  von 0,5:2 liegen. Die Höhe der Abregelungsverluste hängt von der Dimensionierung der Batterie ab. Da das  $c:p_{PV}:I_c$  Auslegungsverhältnis stark variiert, sind die Auswirkungen auf die Leistungsindikatoren (siehe Tabelle 7.3) gravierend. Im ersten Fall ist das Auslegungsverhältnis 1:100:1, im zweiten Fall 1:1:100 und im dritten Fall 1:1:1, was gemäß [174] wirtschaftlich optimal ist. Die Leistungsindikatoren wurden anhand einer Jahressimulation in 1-min Schritten ermittelt.

**Tabelle 7.3.:** Leistungsindikatoren für verschiedene Batterieauslegungsfälle.

Fall	SCR	SSR	CLR
$p_{PV} \gg c$	1%	87%	11%
$I_c \gg c$	100%	13%	0%
$p_{PV} \approx c$	51%	73%	3%

Es ist deutlich zu sehen, dass je größer die Differenz zwischen Jahresenergieverbrauch und PV-Anlagengröße wird, sich die Leistungsfähigkeit des Batteriesystems verschlechtert. Im ersten Fall kann ein Großteil der Last durch die PV-Anlage gedeckt werden, aber die Abregelungsverluste sind entsprechend hoch. Im zweiten Fall wird die Energie der PV-Anlage vollständig durch die Last verbraucht, wodurch der Autarkiegrad stark sinkt. Im dritten Fall zeigt das PV-Heimspeichersystem typische Werte eines wirtschaftlich optimal ausgelegten Speichersystems [175]. Die Abregelungsverluste je Haushalt liegen im Durchschnitt über alle Haushalte bei 6,5%. Da aber bei sehr großen PV-Anlagen große Energiemengen abgeregelt werden, liegen die Abregelungsverluste für gesamt Tussenhausen bei 9,3%.

Die Dimensionierung und Allokation der Großbatterien erfolgt nach der in Abschnitt 7.1 dargestellten Methodik. Für alle Batteriesysteme gilt in Analogie zum Prototypen, dass das Verhältnis aus Nennblindleistung zu Nennwirkleistung (Q2P), sowie das Verhältnis aus Nennkapazität zu Nennwirkleistung (E2P) 2:1 ist. In Tabelle 7.4 ist daher lediglich die installierte Nennwirkleistung  $P_{bat,n}$  und die jeweils maximale präqualifizierbare Leistung  $P_{bat,pq}$  für die einzelnen Niederspannungsnetze aufgeführt. Die kumulierte Batterienennleistung beträgt demnach 1,2 MW und die präqualifizierbare Leistung 1,05 MW, was ausreicht, um am PRL-Markt teilnehmen zu können (siehe Kapitel 4.1.1).

**Tabelle 7.4.:** Installierte Nennwirkleistung sowie maximale präqualifizierbare Leistung der Großbatterien in den einzelnen Niederspannungsnetzen.

NS-Netz	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
$P_{bat,n}$ in kW	400	0	100	50	100	100	0	0	0	100	300	50
$P_{bat,pq}$ in kW	350	0	87,5	43,75	87,5	87,5	0	0	0	87,5	262,5	43,75

Die relative und absolute Steigerung der installierten PV-Anlagenleistung für gesamt Tussenhausen sowie für die einzelnen Niederspannungsnetze ist in Abbildung 7.3 dargestellt. Daraus

ist ersichtlich, dass bei allen Flexibilitätsoptionen zusätzliche PV-Anlagen in das Netz integriert werden können und damit die maximale Aufnahmefähigkeit gesteigert werden kann. Für das Szenario mit Großbatterien erhöht sich die zusätzliche PV-Anlagenleistung um 21% (entspricht 1,392 MW), für  $\cos\varphi(P)$  um 51% (entspricht 1,737 MW), für Q(U) um 52% (entspricht 1,743 MW) und für Heimspeicher um 129% (entspricht 2,628 MW). In den einzelnen Niederspannungsnetzen variiert die zugebaute PV-Leistung in Abhängigkeit der Topologie sehr stark. So kann für die Netze T1, T5, T11 und T12 für alle Szenarien das volle technische PV-Potenzial zugebaut werden, da die maximale Aufnahmefähigkeit in keinem dieser der Netze erreicht wird.

Im Falle der beiden Blindleistungsregelungen  $\cos\varphi(P)$ - sowie der Q(U)-Regelung können in den Netzen T2, T3, T6, T7, T9 und T10 höhere PV-Anlagenleistungen zugebaut werden, während im Referenzszenario für diese Netze keine weiteren PV-Anlagen integriert werden können, da sonst Überspannungsprobleme auftreten würden. Durch die Blindleistungsregelung können diese Probleme gelöst und weitere PV-Anlagen integriert werden, bis die thermischen Grenzen der Betriebsmittel einen weiteren Zubau von PV-Anlagen limitieren. Dass beide Flexibilitätsoptionen zu einer ähnlichen Steigerung des Integrationspotenzials zusätzlicher PV-Anlagen führen, bestätigen auch die Ergebnisse von [150]. Ob durch die Q(U)-Regelung bei gleichem Integrationspotenzial der Blindleistungsfluss im Netz im Vergleich zur  $\cos\varphi(P)$ -Regelung kleiner oder größer wird, hängt dabei unter anderem von Faktoren wie eingestellter Sollspannung an der MS-Sammelschiene des Umspannwerks, den gewählten Stützpunkten der Q(U)-Kennlinie und der Netztopologie ab.

Anders als bei den beiden vorangegangenen Flexibilitätsoptionen wird bei der Option Heimspeicher die Wirkleistung auf 50% der PV-Anlagennennleistung begrenzt. Das hat zur Folge, dass sowohl Überspannungen als auch thermische Probleme erst bei einer höheren Durchdringung von PV-Anlagen auftreten und in den Netzen T2, T3, T6, T7 und T9 eine höhere Anzahl an PV-Anlagen angeschlossen werden kann. Für die Netze T2, T3 und T6 sind wie im Referenzszenario Überspannungsprobleme das begrenzende Kriterium, während in T7 der 250 kVA Ortsnetztransformator bei einer installierten PV-Anlagenleistung von 503 kVA an seine thermische Grenze stößt. In Niederspannungsnetz T9 kann das gesamte technische PV-Potenzial aufgenommen werden.

Ein Unterschied des Szenarios mit Großbatterien zu den anderen Flexibilitätsoptionen ist, dass die Großbatterien selbst zusätzliche Generatoren darstellen, da sie Primärregelleistung anbieten und der Worst Case Rückspeisefall für die Netzplanung ausschlaggebend ist. Für die Flexibilitätsoption Großbatterie können damit zwar in den Netzen T2, T6, T7, T9 und T10 höhere PV-Anlagenleistungen installiert werden als im Referenzszenario, jedoch insgesamt geringere Leistungen als mit den anderen drei Optionen. Die Überspannungsprobleme in T3 lassen sich mit der gewählten Q(U)-Kennlinie nicht lösen, sodass in diesem Ortsnetz keine zusätzlichen PV-Anlagen installiert werden können. Durch ein Anpassen der Stützpunkte der Q(U)-Kennlinie könnte allerdings eine höhere Integrationsrate von PV-Anlagen erreicht werden.

In Abbildung 7.4 ist die Erhöhung der maximalen Aufnahmefähigkeit gegenüber dem Referenzszenario dargestellt. Werden ausschließlich PV-Anlagen betrachtet, so erhöht sich die Aufnahmefähigkeit für das Szenario mit Großbatterien um 7% (entspricht 3,528 MW), für  $\cos\varphi(P)$ -Regelung um 18% (entspricht 1,737 MW), für Q(U)-Regelung um 18% (entspricht 1,743 MW) und für Heimspeicher um 45% (entspricht 4,765 MW). Die Ergebnisse der  $\cos\varphi(P)$ - und der Q(U)-Option liegen dabei nahe an dem in [150] ermittelten Wert von 20%-40% für Landnetze. Berücksichtigt man in dem Szenario mit Großbatterien dessen Anlagennennleistung (1,2 MW)



und dass sie sich im Rückspeisefall wie Generatoren verhalten (Worst Case), so lässt sich feststellen, dass die Generatoranschlussleistung in Tussenhausen ähnlich hoch ist wie bei dem Einsatz von Heimspeichern 44% (4,723 MW). Im Heimspeicherszenario bleibt die installierte Nennleistung der Batterien unberücksichtigt, da die Batteriesysteme nicht in das Netz entladen dürfen und nur dazu verwendet werden, den Eigenverbrauch zu optimieren. Abschließend lässt sich feststellen, dass alle Flexibilitätsoptionen die Netzaufnahmefähigkeit gegenüber einem Szenario ohne Flexibilitätsoptionen erhöhen. Welche Maßnahme die wirtschaftlich sinnvollste ist, wird im nächsten Abschnitt untersucht.

### **Wirtschaftliche Bewertung**

In der wirtschaftlichen Bewertung werden zwei Fragestellungen beantwortet:

1. Wie hoch sind die maximal vermiedenen Netzausbaukosten für jede Flexibilitätsoption, wenn jedes Netz bis zur maximalen Aufnahmefähigkeit zugebaut wird?
2. Ist es aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoller Flexibilitätsoptionen einzusetzen oder Netzausbau zu betreiben?

Zur Beantwortung der ersten Frage wird für den jeweiligen maximalen Ausbauzustand von PV-Anlagen die Flexibilitätsmaßnahme entfernt und anhand eines automatisierten Netzausbaus berechnet, welche Ausbaumaßnahmen und Kosten dafür entstehen. Dabei wird ein traditioneller Netzausbau nach dem aktuellen Stand der Technik angewendet [19]. Wenn diese Maßnahmen nicht mehr greifen, wird nach dem Ansatz von Stetz et al. [20] erweitert, bis das Problem gelöst ist. Obwohl das gesamte Verteilnetz, also sowohl die Mittelspannung, als auch die Niederspannung, für den Netzbau betrachtet wird, findet der Netzausbau in dem betrachteten Testnetz nur in der Niederspannung statt. Um die ermittelten verhinderten Netzausbaukosten vergleichbar zu machen, werden in diesem Ansatz nur Installationskosten für den verhinderten Netzausbau verglichen. Anders ausgedrückt wird davon ausgegangen, dass alle PV-Anlagen sofort zugebaut werden und auftretende Überspannungs- oder Überlastungsprobleme mit Netzausbaumaßnahmen behoben werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7.5 zusammengefasst. Analog zum technischen Potenzial der einzelnen Flexibilitätsoptionen lässt sich daraus schließen, dass die meisten Netzausbaukosten durch den flächendeckenden Einsatz von Heimspeichern und der damit einhergehenden Einspeisebegrenzung auf 50% der Wirkleistung vermieden werden können. Realistischer scheint die Annahme, dass in Zukunft alle PV-Anlagen an einer autonomen, aktiven Blindleistungsregelung im Verteilnetz beitragen, womit sich ebenfalls signifikant hohe Netzausbaukosten vermeiden lassen. Werden auch die Blindleistungsregelungsmaßnahmen nicht durchgesetzt, so kann der Einsatz weniger Großbatterien dazu beitragen, Netzausbaukosten zu vermeiden. Es kann gezeigt werden, dass alle Maßnahmen einem traditionellen Netzausbau vorzuziehen sind.

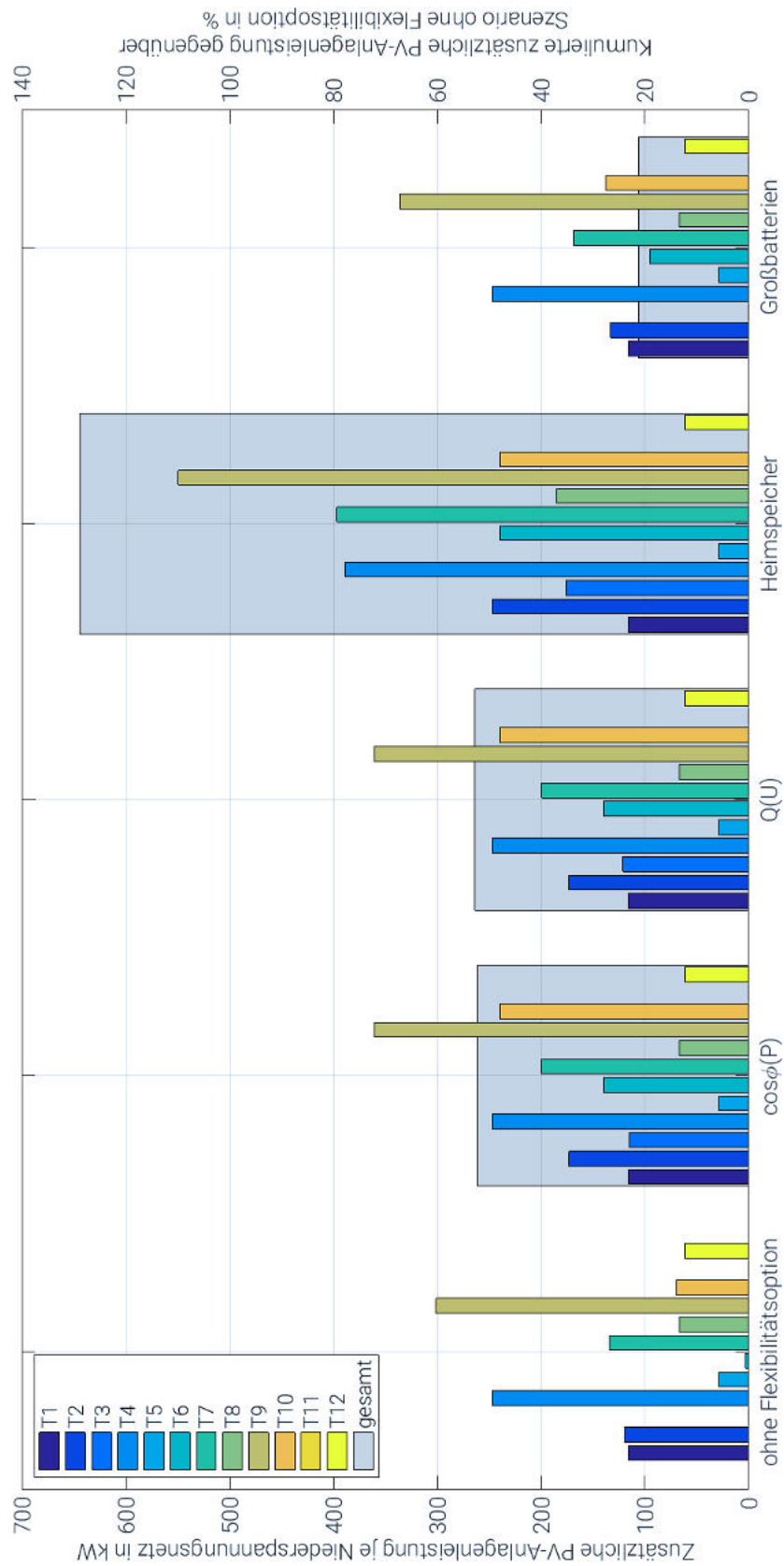
Ein Nachteil dieser Methode ist, dass in allen Szenarien verschieden viele PV-Anlagen an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten installiert werden. Ein weiterer Nachteil ist, dass kein (zeitlicher) Ausbaupfad berücksichtigt wird und dadurch alle Investitionen gleich stark gewichtet werden und keine Betriebskosten anfallen. In der Realität aber wird der PV-Ausbau nicht auf einmal, sondern sukzessive stattfinden. In der Zukunft getätigte Investitionen sind aber aufgrund der Barwertmethode, die in Abschnitt 6.2 erläutert wird, abgezinst zu betrachten. Die in Abbildung 7.5 gezeigten vermiedenen Netzausbaukosten können deswegen als obere Grenze

betrachtet werden, wenn jedes Niederspannungsnetz bis zu seiner maximalen Aufnahmefähigkeit zu gebaut wird.

Um die Invest- und Betriebskosten realistischer darzustellen, wird im nächsten Schritt der Ausbaupfad der PV-Anlagen bis ins Jahr 2025 berücksichtigt und die Barwertmethode angewendet. Wie in Abschnitt 3.2 diskutiert, wurde dafür basierend auf den Ausbauzielen der Bayerischen Landesregierung für das Jahr 2025 ein Ausbaupfad für Tussenhausen erstellt (1,343 MW zusätzliche Photovoltaikanlagen). Anders als bei der vorangegangenen Betrachtung der maximalen Aufnahmefähigkeit wird alle Szenarien derselbe Ausbaupfad verwendet. Für die Berechnung wird angenommen, dass das Netz im Ausbauzustand von 2025 bis in das Jahr 2050 weiter betrieben wird. In Abbildung 7.6 sind die Kosten aufgelistet, die der Netzbetreiber zu tragen hat. Dabei sind die Netzausbaukosten die abgezinsten Investitionskosten der Betriebsmittel minus der jeweiligen Restwerte. Die Betriebskosten setzen sich aus den Netzverlustkosten und den Kosten der Blindleistungserbringung der Großbatterie zusammen. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber dem Großbatteriebetreiber die entstandenen Kosten für die Blindleistungserbringung erstattet.

In Abbildung 7.6 ist zu sehen, dass bei allen Flexibilitätsoptionen sowohl geringere Netzausbaukosten als auch Gesamtkosten verursacht werden, als in dem Referenzszenario ohne Flexibilitätsoption. Dabei kommt es bei den Netzverlustkosten zu geringfügigen Abweichungen gegenüber dem Referenzszenario: Beim Einsatz von Heimspeichern können 8 kEUR Netzverlustkosten gespart werden, wobei die anderen drei Optionen zusätzliche Netzverlustkosten von 15 kEUR für Großbatterien, 21 kEUR für  $\cos\varphi(P)$  und 23 kEUR für  $Q(U)$  verursachen. Die höheren Verlustkosten entstehen aufgrund der größeren thermischen Verluste, hervorgerufen durch die zusätzliche Blindleistungsarbeit im Netz. Viel größer ist der Einfluss der Flexibilitätsoptionen auf die Netzausbaukosten: Für die Option Heimspeicher können 85%, für die Optionen  $\cos\varphi(P)$  und  $Q(U)$  79% und für die Option Großbatterien 32% der entstanden Netzausbaukosten bis zum Jahr 2025 eingespart werden. Für die letztgenannte Option entstehen aber zusätzliche Kosten von 24 kEUR, die dem Batteriebetreiber für die Dienstleistung der Blindleistungsregelung erstattet werden müssen.

In Abbildung 7.7 sind abweichend von Abbildung 7.6 zusätzliche Kosten aus volkswirtschaftlicher Sicht dargestellt. In diesem Falle heißt das, dass zusätzlich zu den Kosten die dem Netzbetreiber anfallen, Abregelungskosten berücksichtigt werden, die den Anlagenbetreibern entstehen und nicht erstattet werden. Im Falle von  $\cos\varphi(P)$  und  $Q(U)$  fallen diese Kosten an, wenn der Wechselrichter aufgrund der Blindleistungsregelung die Wirkleistung reduzieren muss. Auch wenn die entgangenen Einspeisevergütung verglichen zu den anderen Kosten sehr gering sind, so kann gezeigt werden, dass in diesem Fall der Einsatz der  $Q(U)$ -Regelung gegenüber der  $\cos\varphi(P)$  vorteilhaft ist, da die Abregelungskosten um 50% von 4 kEUR auf 2 kEUR gesenkt werden können. Es zeigt sich weiterhin, dass durch die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50% beim Heimspeicherszenario, unter anderem aufgrund der ungünstigen Speicherdimensionierung bei Bestandsanlagen, die Abregelungskosten sehr hoch sind und die Kosten des Referenzszenarios um mehr als 100% übersteigen.



**Abbildung 7.3.:** Relative und absolute Steigerung der installierten PV-Anlagenleistung für gesamt Tusenhausen sowie für die einzelnen Niederspannungsnetze.

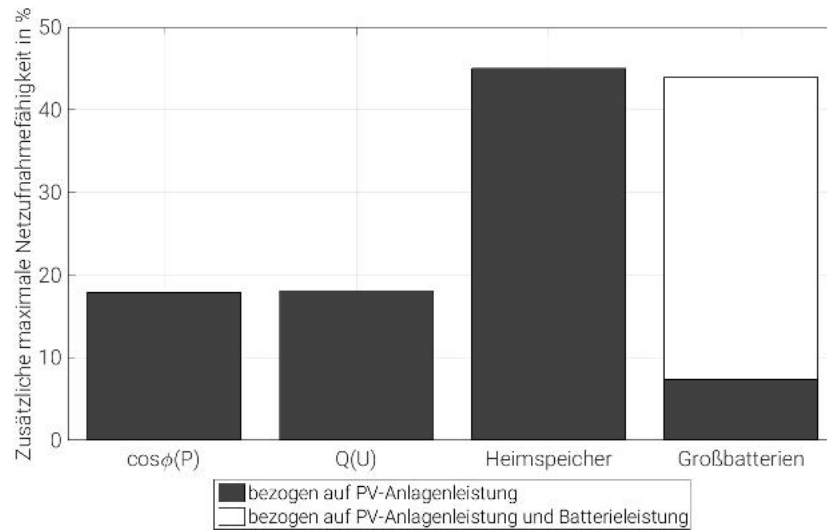


Abbildung 7.4.: Erhöhung der maximalen Aufnahmefähigkeit gegenüber dem Referenzszenario.

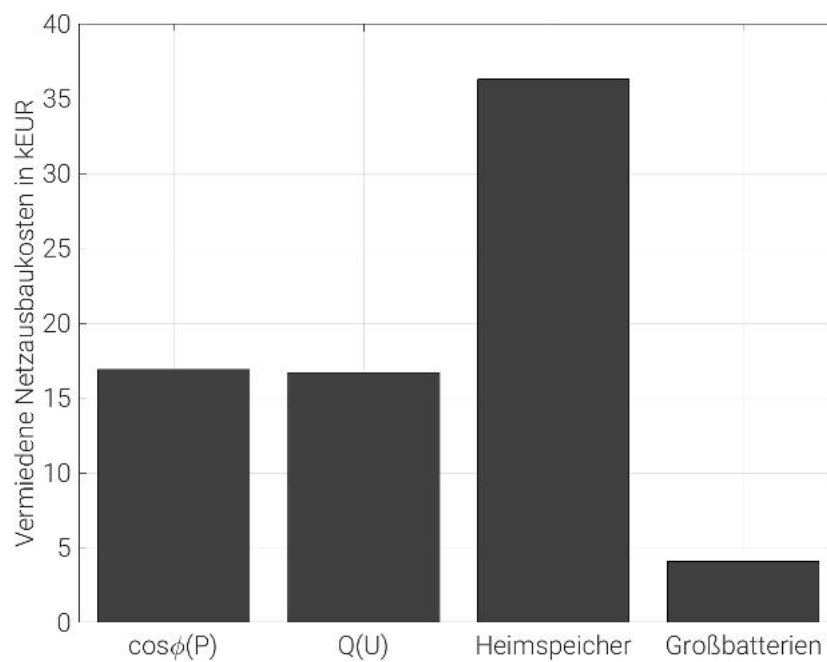
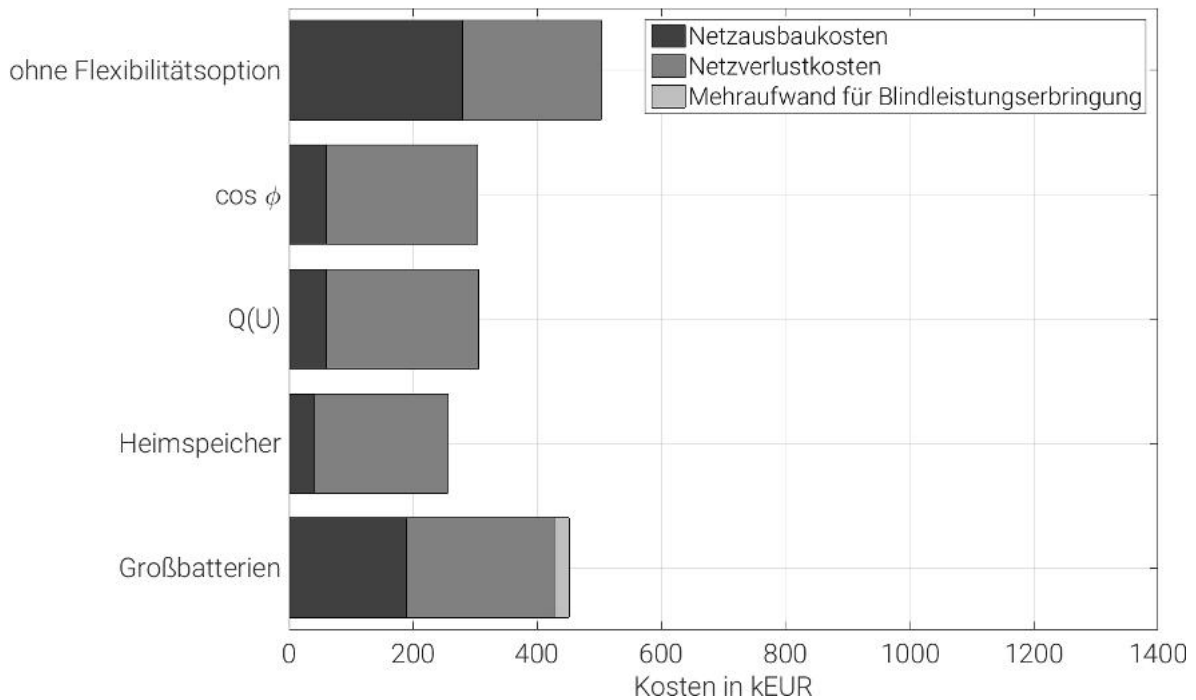
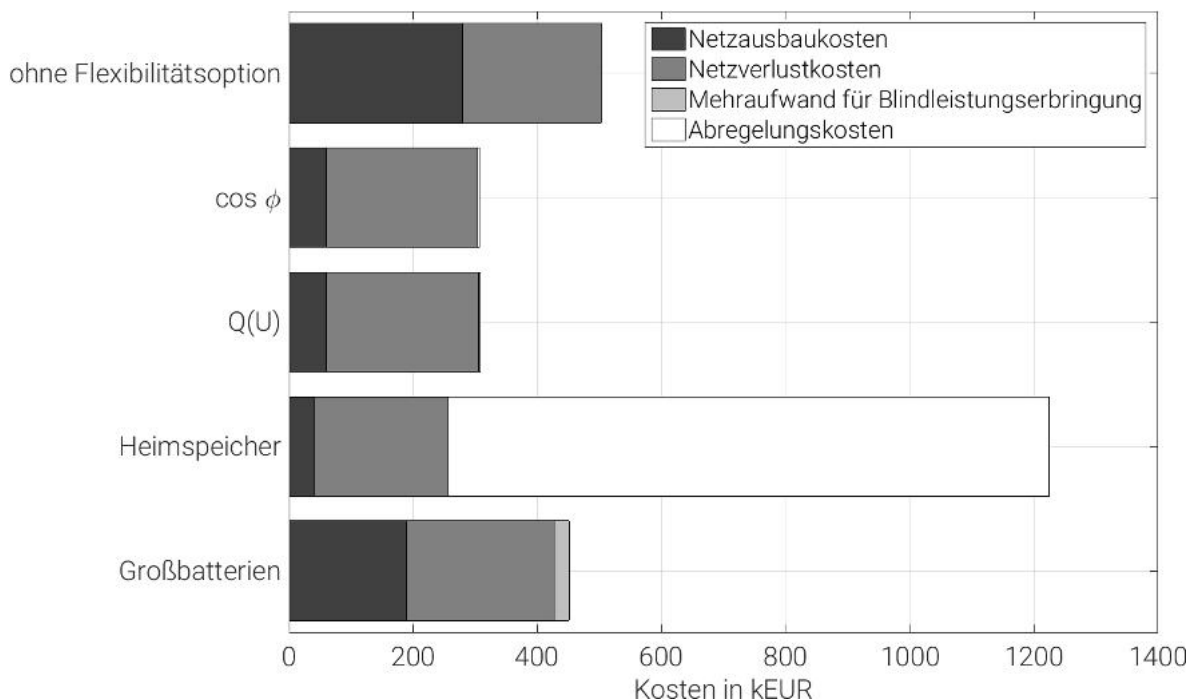


Abbildung 7.5.: Vermiedene Netzausbaukosten jeder Flexibilitätsoption bis zur maximalen Netzaufnahmefähigkeit.



**Abbildung 7.6.:** Gesamtkosten der betrachteten Szenarien aus Sicht des Netzbetreibers.



**Abbildung 7.7.:** Gesamtkosten der betrachteten Szenarien aus volkswirtschaftlicher Sicht.

Weitere Untersuchungen könnten berücksichtigen, wie hoch der Einfluss des eingestellten Spannungswertes an der HS/MS Sammelschiene auf die maximale Aufnahmefähigkeit und die

eingesparten Gesamtkosten ist. Da in dieser Arbeit der Stufensteller des HS/MS Transformators nicht berücksichtigt wurde, sollten weitere Studien dessen Auswirkung auf das Schwingverhalten der Q(U)-Regelungen und deren Effizienz analysieren. Da für die Überspannung und für die thermische Überlastung angenommen wurde, dass in keinem Zeitschritt der Simulation die diskutierten Grenzen überschritten werden dürfen, könnte untersucht werden, inwiefern die maximale Aufnahmefähigkeit gesteigert werden könnte, wenn analog zu [179] höhere thermische Auslastungen von Öl-Transformatoren zugelassen würden. Gemäß DIN-EN 50160 [180] muss der Netzbetreiber sicherstellen, dass 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung in jeder Woche innerhalb des Bereichs  $\pm 10\% U_n$  liegen. Dabei darf das Intervall von  $+10\%/-15\% U_n$  nicht verlassen werden. Es könnte auch untersucht werden, welchen Einfluss dieses Kriterium anstatt des in dieser Arbeit strikteren Überspannungskriteriums auf die Aufnahmefähigkeit und die Gesamtkosten hat.

### 7.3. Fazit

Für alle Flexibilitätsoptionen können, verglichen mit dem Referenzszenario ohne Flexibilitätsoption, zusätzliche PV-Anlagen in das untersuchte Verteilnetz integriert werden. Das bedeutet, dass die maximale Aufnahmefähigkeit des Netzes durch diese Maßnahmen gesteigert werden kann. Der Einsatz von Heimspeichern steigert die Aufnahmefähigkeit am stärksten, gefolgt von der  $\cos\varphi(P)$ - und Q(U)-Regelung und zuletzt dem Einsatz von Großbatterien. Wie hoch die ortnetzspezifische Steigerung der maximalen Aufnahmefähigkeit ist, hängt stark von der individuellen Ortsnetztopologie ab. So können die untersuchten Blindleistungsregelkonzepte ( $\cos\varphi(P)$ , Q(U) bei PV-Wechselrichtern und bei Großbatterien) Ortsnetze mit langen Strahlen und Spannungsproblemen aber geringer Transformatorauslastung entlasten, da bei dieser Flexibilitätsoption die thermische Überlastung der Betriebsmittel das begrenzende Kriterium ist. Sowohl in dem Referenzszenario als auch in dem Heimspeicherszenario ist das begrenzende Kriterium Überspannung an einem Netzknoten. Die Steigerung der Aufnahmefähigkeit ist in dem Heimspeicherszenario durch die Begrenzung der eingespeisten Leistung begründet. Diese Einspeisebegrenzung auf 50% der Anlagennennleistung führt zu Abregelungsverlusten von 9,3% für ganz Tussenhausen.

Unter den Flexibilitätsoptionen sind die Großbatterien hervorzuheben, da sie sich durch ihr verfolgtes Geschäftsmodell (PRL) wie zusätzliche installierte Generatoren verhalten. Trotzdem ist es mit dieser Flexibilitätsoption möglich, mittels der technisch einfachen Maßnahme der Q(U)-Regelung, mehr PV-Anlagen in dem Testnetz zu installieren, als in einem Szenario ohne Flexibilitätsoption.

Da die thermische Überlastung der Ortsnetztransformatoren bei dem Einsatz von netzdienlichen und marktgetriebenen Großbatterien das begrenzende Element darstellt, würde eine individuelle Optimierung der Q(U)-Kennlinie für jede Großbatterie das Integrationspotenzial weiter heben. Genauso verhält es sich, wenn die Dimensionierung der Großbatterien optimiert würde. Eine weitere Möglichkeit, die maximale Aufnahmefähigkeit zu erhöhen, wäre es, die Großbatterie als Quartierspeicher einzusetzen. Sie könnten durch ein peak shaving, analog zu dem Ansatz der Heimspeicher, den Ortsnetztransformator entlasten und durch die Q(U)-Regelung trotzdem Spannungsprobleme in dem Niederspannungsnetz lösen.

Alle Flexibilitätsoptionen vermeiden Netzausbaukosten, wenn für jede Option jedes Niederspannungsnetz bis zur maximalen technischen Aufnahmefähigkeit zugebaut wird. Werden für alle Optionen die anfallenden Investitions- und Betriebskosten bis zu einem vorgegeben PV-Ausbauziel verglichen, so sind aus Netzbetreibersicht ebenfalls alle Flexibilitätsoptionen einem Szenario ohne Flexibilitätsmaßnahme vorzuziehen. Das Heimspeicherszenario hat dabei das höchste Kosteneinsparungspotenzial. Aus volkswirtschaftlicher Sicht weist die Option Q(U), dicht gefolgt von  $\cos\varphi(P)$ , das höchste Einsparpotenzial auf, da die Einspeisebegrenzung des Heimspeicherszenarios dazu führt, dass die durch die Abregelung entstandenen Kosten die verhinderten Kosten um ein Vielfaches übersteigen. Weitere Studien könnten untersuchen, inwiefern durch den Einsatz von Quartierspeichern Abregelungsverluste und die damit verbundenen Abregelungskosten gesenkt werden könnten.





## 8. Zusammenfassung und Ausblick

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich im Umbruch. Konventionelle Kraftwerke werden im Rahmen der Energiewende zunehmend durch Erneuerbare Energieanlagen ersetzt. Diese Anlagen sind allerdings aufgrund ihrer geringen installierten Leistung überwiegend dezentral am Verteilnetz angeschlossen. So speisen z. B. 80% der Photovoltaikanlagen in das Niederspannungsnetz ein. Dies führt zunehmend zu Stabilitätsproblemen in den Verteilnetzen, da diese Netze ursprünglich für einen Leistungsfluss von zentralen Großkraftwerken zum Endverbraucher hin ausgelegt wurden. Somit ist ein Zubau von Erneuerbare Energieanlagen oftmals nur im Zusammenhang mit umfangreichen Netzverstärkungsmaßnahmen möglich. Jedoch speisen z.B. Photovoltaikanlagen in Süddeutschland in weniger als 100 Stunden pro Jahr mehr als 90% der installierten Nennleistung ins Netz ein. Dennoch muss das Stromnetz für 100% der Nennleistung ausgelegt sein. Das führt zu einem ineffizienten Netzbetrieb und dazu, dass so entstehende Kosten über höhere Netznutzungsentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden. Daher müssen Alternativen untersucht und bewertet werden.

Im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow wurde erstmals eine Vanadium-Redox-Flow-Großbatterie in das Stromnetz eines deutschen Netzbetreibers integriert. Bei dem Batteriesystem, bestehend aus den beiden Hauptkomponenten Batterie – die sogenannte CellCube FB200-400 DC (200 kW/400 kWh) von Gildemeister energy solutions GmbH – und Wechselrichter, handelt es sich um einen Prototypen, da der Umrichter sowie die Batteriesteuerung eigens für das Projekt entwickelt wurden.

Hauptziel des Projektes war es zu quantifizieren in welchem Umfang notwendige Netzausbaumaßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Netzgebietes für Erneuerbare Energien, durch die Batterieintegration vermieden werden können. Allerdings ist eine alleinige Refinanzierung von Großbatterieprojekten auf Verteilnetzebene, auch bei sinkenden Batteriepreisen, durch vermiedene Netzausbaukosten nicht möglich. Hierfür gibt es zwei wesentliche Gründe. Zum einen ist es aktuell strittig inwiefern sich Batteriebetreiber nach heutiger rechtlicher und regulatorischer Lage verhinderten Netzausbau vergüten lassen können und zum anderen sind Betriebsmittel der Verteilnetzebene um ein Vielfaches günstiger als die höherer Spannungsebenen, wodurch die Kosten für einen Großbatterieeinsatz weit über den Aufwendungen für Netzverstärkungsmaßnahmen liegen. Da also eine Refinanzierung der Batterie auf diesem Wege nicht möglich ist, wurde über die Analysen zur Netzaufnahmefähigkeitserhöhung hinaus untersucht inwieweit der Spagat zwischen wirtschaftlichem und netzstützendem Betrieb möglich ist bzw. inwieweit ein marktgetriebener und ein netzdienlicher Speichereinsatz optimal miteinander verbunden werden können. Die Entwicklung einer solchen Betriebsstrategie ermöglicht nicht zuletzt auch den Anteil an Großbatterieprojekten in der Verteilnetzebene zu erhöhen. Nichtsdestotrotz ist es stets notwendig den Einsatz einer Großbatterie mit anderen Netzstabilisierungsoptionen technisch und wirtschaftlich zu vergleichen. Dies war ebenfalls Ziel des Projektes.

Innerhalb der dreijährigen Laufzeit wurde das Projekt von folgenden Firmen und Institutionen

und ihren speziellen Tätigkeitsbereichen umgesetzt:

- LEW Verteilnetz GmbH: Bereitstellung detaillierter Einspeise- und Lastdaten des Verteilnetzes und Definition der Kriterien zur Lokalisierung und Realisierung optimaler Einbaulorte und Betriebsweisen.
- Younicos AG: Entwicklung und Umsetzung des Energie- und Batteriemangements für die Vanadium-Redox-Flow-Batterie und deren technische Anbindung an die Leitwarte des Verteilnetzbetreibers.
- SMA Solar Technology AG: Entwicklung und Untersuchung eines Batteriewechselrichters für eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie.
- Reiner Lemoine Institut gGmbH: Projektkoordination, systematische Analyse der Netzoptimierung sowie wirtschaftliche Gesamtbewertung der unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten.

Als Standort für den Batterieprototyp wurde die Marktgemeinde Tussenhausen im Landkreis Unterallgäu aus 80 möglichen Orten, u.a. wegen der besonders hohen Photovoltaikeinspeisung in diesem Netzgebiet, ausgewählt. Nach einer erfolgreichen Testphase im Labor wurde der Speicher offiziell am 02.09.2015 durch die Projektpartner und Repräsentanten aus der Politik in Betrieb genommen.

Angeschlossen wurde das Batteriesystem für einen einjährigen Feldversuch an das Niederspannungsnetz der LEW Verteilnetz GmbH. Das Kernziel des Projektes war die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes für Erneuerbare Energieanlagen zu maximieren, deswegen war es wichtig die Batterie so zu positionieren, dass sie das Stromnetz nicht zusätzlich belastet, sondern im Gegenteil, wenn möglich, ein möglichst großes Netzgebiet entlastet. Da jedoch die Anwendung marktgetriebener Geschäftsmodelle für einen ökonomischen Betrieb von Großbatterien auf der Verteilnetzebene unausweichlich ist und die Batterie von daher bei ihrer Wirkleistungsabgabe auf die aktuelle Marktsituation reagieren soll und nicht auf die aktuelle Netzsituation, war es nötig die Batterie an einen Standort zu installieren, wo sie keine zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen verursacht. Netzausbaumaßnahmen werden auf der Verteilnetzebene hauptsächlich durch Spannungsprobleme ausgelöst. Weil sich eine Wirkleistungsabgabe an der NS-Sammelschiene einer Ortsnetzstation allerdings wegen des günstigeren R/X-Verhältnisses als im Netzstrang nur minimal auf die Spannung in dem Ortsnetz auswirkt, wurde der Entschluss gefasst gezielt nach solchen Standorten zu suchen. Ein weiterer Grund für Sammelschieneanschluss war, die thermische Belastung der NS-Leitungen nicht zusätzlich durch eine Be- bzw. Entladung der Batterie zu erhöhen. Die Netzdienlichkeit des untersuchten Speichers wurde sichergestellt, indem diese die Spannung im Ortsnetz über eine Blindleistungsregelung dahingehend regelt, dass die Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energien erhöht wird. Auf diese Art und Weise konnte ein netzdienlicher und zugleich marktgetriebener Batterieeinsatz miteinander verbunden werden.

Eine Analyse marktgetriebener Einsatzmöglichkeiten für Großbatterien hat gezeigt, dass unter heutigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Einsatz am Primärregelleistungsmarkt das mit Abstand lukrativste Geschäftsmodell für Großbatterien ist. Dies ist der wesentliche Grund dafür, weshalb der Fokus in dem Projekt SmartPowerFlow auf diesem Geschäftsmodell lag. Ein weiterer Grund ist jedoch, dass es bisher keine Erfahrung mit Vanadium-Redox-Flow-Batterien am Primärregelleistungsmarkt gibt. Zudem ist eine Besonderheit dieser

Technologie gegenüber anderen Batterietechnologien die Möglichkeit zur räumlichen Trennung von Energiemedium und Energiewandler. Insofern können die Leistung und die Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden. Und gerade vor dem Hintergrund der aktuell stattfindenden Diskussionen bezüglich der von den ÜNB gestellten Kapazitätsanforderungen an Batterien in diesem Markt, könnte sich in Zukunft diese Eigenschaft als vorteilhaft erweisen.

Da die Batterie also anhand von gemessenen Frequenz- und Spannungswerten ( $f$  und  $U$ ) automatisiert Wirk- und Blindleistung ( $P$  und  $Q$ ) abgeben bzw. aufnehmen sollte, wurde diese mit einer  $P(f)$ - sowie einer  $Q(U)$ -Kennlinie ausgelegt. Somit arbeitete das System stets im 4-Quadranten-Betrieb.

Ziel der in diesem Projekt entwickelten Betriebsstrategie für den Speicher war es also die Primärregelleistungserbringung optimal mit einer Blindleistungsregelung zu kombinieren. Die Herausforderung beim Erreichen des genannten Zieles war, dass die beiden Dienstleistungen "Primärregelleistungsbereitstellung" und "Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung" mit einer hundertprozentigen Verfügbarkeit erbracht werden müssen. Denn zum einen muss laut heutigen gesetzlichen Vorgaben dem Endverbraucher zu jedem Zeitpunkt Elektrizität innerhalb eines fest vorgegebener Spannungsbandes bereitgestellt werden und zum anderen ist eine hundertprozentige Verfügbarkeit der Anlagen, welche einen Zuschlag am Primärregelleistungsmarkt erhalten, in den Teilnahmebedingungen des Primärregelleistungsmarktes festgeschrieben. Da Batteriespeicher jedoch im Unterschied zu konventionellen Anlagen eine begrenzte Kapazität aufweisen, musste sichergestellt werden, dass der Ladestand der Batterie zu jedem Zeitpunkt auf einem Level gehalten wird, der die Erbringung der Dienstleistungen ermöglicht. Bei netzdienlichem Primärregelleistungsbetrieb wird dem Speicher durch Blindleistungsbereitstellung noch zusätzliche Energie entzogen, da der Wechselrichter den Energiebedarf für die Blindleistungsbereitstellung der Batterie entnimmt. Die Steuerung des Ladestands war folglich notwendig, um ein Leerlaufen des Speichers zu verhindern und die Verfügbarkeit zu gewährleisten.

Um den Einsatz von stand-alone Batterien, also Speichern ohne Backup-Einheit, zu ermöglichen haben die deutschen ÜNB "Freiheitsgrade" definiert, welche es Batteriebetreibern ermöglichen den Ladestand der Speichersysteme während des Betriebes anzupassen. Der wesentliche Unterschied zwischen den Freiheitsgraden besteht darin, dass die Anwendung einiger zusätzliche Kosten für die Batteriebetreiber generieren und andere nicht. Freiheitsgrade, welche keine Kosten erzeugen, können natürlich so oft angewendet werden wie erforderlich. Droht der Ladestand dennoch, in einen kritischen Bereich zu gelangen, ist paralleles Be- oder Entladen erforderlich. Dieses erfolgt für die betrachtete Batterie durch Fahrplangeschäfte am Intraday-Markt, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Die Anwendung dieser Ladestandskorrekturen erforderte somit eine Optimierung, welche die zusätzlichen Kosten minimiert und gleichzeitig die Verfügbarkeit des Speichers für PRL-Erbringung sowie Blindleistungsregelung gewährleistet. Die maximal zur Verfügung stehende Leistung des Systems musste folglich zwischen der Korrekturleistung für Transaktionen und der in dem Markt gebotenen Leistung aufgeteilt werden.

Grundlage der entwickelten Optimierung der Betriebsstrategie war die Barwertmethode. Diese Methode erlaubt es alle Kosten und Einnahmen, welche während dem Lebenszyklus eines Gerätes auftreten, zu erfassen. Somit konnte auf diesem Wege die Strategie identifiziert werden, welche einen möglichst lukrativen Speichereinsatz garantiert.

Die optimierte Betriebsweise konnte anhand des Feldtests validiert werden. Hierbei zeigte sich allerdings, dass die Batterie aus technischer Sicht nicht optimal für diesen Anwendungsfall geeignet ist. Grund hierfür ist, dass bei der Bereitstellung von Primärregelenergie in etwa 90% der Zeit lediglich 20% der vermarkteten Leistung abgerufen werden. Und gerade in diesem Leistungsbereich wies der Batterieprototyp sehr niedrige Wirkungsgrade auf (z.B. ein Wirkungsgrad von 15% bei 5% der Nennleistung). Die geringe Effizienz des Systems fiel jedoch insgesamt kaum ins Gewicht, da Korrekturenergiekosten nur einen geringen Anteil der Erlöse am Primärregelleistungsmarkt ausmachen. Aus diesem Grund sind auch die wirtschaftlichen Auswirkungen der kostenlosen ÜNB-Freiheitsgrade gering. Gleichmaßen stellt dadurch die Blindleistungsbereitstellung und damit das netzdienliche Verhalten keine nennenswerten Mehrkosten dar (ca. 0,5% der Rückflüsse).

Insgesamt sind für die Wirtschaftlichkeit die Investitionskosten und der Erlös am Primärregelleistungsmarkt die bestimmenden Faktoren. Während Li-Io-Batterien unter heutigen Bedingungen bei absehbar niedrigeren Investitionskosten einen positiven Kapitalwert erzielen können, sind die durchschnittlichen Investitionskosten von Vanadium-Redox-Flow-Batterien für einen profitablen Betrieb noch um 60% zu hoch. Da es sich hierbei jedoch um eine neue Technologie handelt, ist von hohen Kostensenkungspotentialen auszugehen.

Die Analyse hat die gegenwärtige Investitionsunsicherheit für Batterieprojekte verdeutlicht, aber auch deren potenziell starke Auswirkungen auf Markt bei zukünftig niedrigeren Investitionskosten. Maßgeblich für die Investitionsentscheidung dürften weiterhin abzuwartende Systemauslegungsanforderungen der ÜNB sein. Schlussendlich wurde der traditionelle Netzausbau mit dem Einsatz von Großbatterien und anderen Flexibilisierungsoptionen zur Netzstabilisierung technisch und wirtschaftlich verglichen. Grundlage der Untersuchung bildete die Modellregion Tussenhausen, für welche ein zukünftiger PV-Ausbaupfad unter Verwendung von Luftaufnahmen erstellt wurde. Insgesamt wurden folgende Flexibilitätsoptionen mit dem Netzausbau verglichen:

- Alle PV-Anlagen in Tussenhausen werden mit einer  $\cos\varphi(P)$ -Regelung ausgestattet.
- Alle PV-Anlagen in Tussenhausen werden mit einer Q(U)-Regelung ausgestattet.
- Alle PV-Anlagen in Tussenhausen erhalten einen Heimspeicher zur Eigenverbrauchserhöhung.
- In jedes Ortsnetz von Tussenhausen wird (soweit möglich) eine Großbatterie, mit der in dieser Arbeit entwickelten Betriebsstrategie, integriert.

Für den technischen Vergleich war das entscheidende Kriterium die Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit für Erneuerbare Energieanlagen gegenüber dem Szenario ohne die Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Hierbei ergab sich, dass der Einsatz von Heimspeichern die Aufnahmefähigkeit am meisten steigert (45%), gefolgt von der  $\cos\varphi(P)$  und Q(U) - Regelung (18%) und zuletzt dem Einsatz von Großbatterien (7%). Berücksichtigt man zusätzlich in dem Szenario mit Großbatterien dessen Anlagennennleistung (1,2 MW) so lässt sich das Ergebnis relativieren, da dies die Aufnahmefähigkeit von 7% auf 44% steigert und damit der Einsatz von Großbatterien dem Einsatz von Heimspeichern ebenbürtig ist.

Ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Vergleich waren die Gesamtkosten, die bei den verschiedenen Optionen entstehen, damit das Ziel der Bayerischen Staatsregierung bezüglich des

Anteils an Erneuerbaren Energien im Strommix des Jahres 2025 erreicht werden kann. Die Gesamtkosten werden hierbei aus Perspektive der Netzbetreiber betrachtet und setzen sich aus den Netzausbaukosten und den Kosten für Netzverluste zusammen. Darüber hinaus wurde betrachtet inwieweit den PV- und Batterieanlagenbetreibern Kosten durch den netzdienlichen Betrieb ihrer Systeme entstehen. Die Anschaffungskosten der PV-Anlagen, Heimspeicher sowie Großbatterien fließen in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht ein. Grund dafür war, dass davon ausgegangen wurde, dass diese Kosten von externen Investoren getragen werden. Es wurde also angenommen, dass diese Systeme aufgrund tragfähiger Geschäftsmodelle erbaut werden. Es konnte festgestellt werden, dass aus finanzieller Sicht der Netzbetreiber alle untersuchten Flexibilitätsoptionen gegenüber dem konventionellen Netzausbau zu bevorzugen sind. Entscheidend ist hierbei, dass durch alle Flexibilitätsoptionen die Netzausbaukosten gesenkt werden können. Insgesamt hat sich gezeigt, dass das Heimspeicherszenario mit einer Kostenreduktion von etwa 50% das höchste Kosteneinsparungspotential aufweist. Werden hier allerdings die entgangenen Gewinne der PV-Anlagenbesitzer aufgrund der Einspeisebegrenzung mitberücksichtigt, schneidet diese Variante am schlechtesten ab. Gefolgt wird diese Alternative durch die  $\cos\varphi(P)$ - und  $Q(U)$ -Regelung (Einsparpotential von ca. 40%). Schlussendlich konnte auch bei dem Großbatterie-Szenario, trotz der Primärregelenergieerbringung der Batterien, eine Kostenreduktion festgestellt werden (ca. 15%). Somit sollte zukünftig der Einsatz von dezentralen Großbatterien in den Verteilnetzen stets als Alternative zu Netzausbaumaßnahmen in Betracht gezogen werden.

Zusammenfassend stellt die vorliegende Arbeit ein Werkzeug zur Optimierung des netzdienlichen Einsatzes von marktgetriebenen Großbatterien auf der Verteilnetzebene zur Verfügung. Hierbei lag der Fokus allerdings auf dem im Projekt entwickelten Vanadium-Redox-Flow-Batterieprototyp mit einer fest vorgegebenen Nennleistung und –kapazität. Weiterführende Studien sollten dementsprechend bestimmen inwieweit diese Parameter für die beschriebenen Anwendungsfälle optimiert werden können. Darüber hinaus muss überprüft werden ob es aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sinnvoller ist die vorgeschlagene Methodik auf andere Batterietechnologien sowie Speicher in anderen Spannungsebenen zu übertragen.

Es hat sich gezeigt, dass ein netzdienlicher und ein marktgetriebener Batterieeinsatz kein Widerspruch sind. Nichtsdestotrotz haben die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen ergeben, dass Vanadium-Redox-Flow-Batterien unter den heutigen Rahmenbedingungen noch nicht profitabel betrieben werden können. Evtl. könnte die Wirtschaftlichkeit von Großbatterieprojekten jedoch gesteigert werden, indem mehrere marktgetriebene Geschäftsmodelle mit ein und derselben Batterie kombiniert werden. Es wäre z.B. denkbar ein Quartierspeicherkonzept zu entwickeln, bei welchem der Speicher zeitgleich Primärregelenergie erbringt und durch eine lokale Vermarktung des regenerativ erzeugten Stromes den Eigenverbrauch in einem Netzabschnitt maximiert.

In dem Projekt wurde weiterhin eine Methodik zur Bewertung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen im Stromnetz präsentiert. Grundlage hierfür war die Modellierung des lokalen Stromnetzes des Batterieinstallationsortes sowie ein für die Ortschaft Marktgemeinde Tussenhausen ermittelter PV-Ausbaupfad, welcher auf den Zielen der Bayerischen Staatsregierung basiert. In weiteren Forschungsvorhaben wäre es von daher sinnvoll zu analysieren, inwieweit die gewonnenen Erkenntnisse auf andere Netzgebiete bzw. Zukunftsszenarien (z.B. Anstieg der Elektromobilität in Deutschland) übertragbar sind.

Schlussendlich wurden in der vorliegenden Studie die Flexibilitätsoptionen zur Netzaufnah-

mefähigkeitserhöhung für Erneuerbare Energieanlagen getrennt voneinander untersucht und bewertet. Da sich jedoch gezeigt hat, dass jede Maßnahme ihre Vor- und Nachteile aufweist, sollte in zukünftigen Untersuchungen näher beleuchtet werden, wie die verschiedenen Flexibilitätsoptionen optimal miteinander kombiniert und aufeinander abgestimmt werden können.

## Literaturverzeichnis

- [1] EPEX-SPOT, „EPEX-SPOT-Data for 2013,” 2014. VIII, 42, 46
- [2] T. Gonen, Electric Power Distribution Engineering, 3. Aufl. CRC Press, 2014. IX, 76
- [3] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.” Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin, Tech. Rep., 2012. IX, XI, 1, 34, 65, 74, 75, 76, 77, 96
- [4] F. Genoese, „Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland,” PhD Thesis, Karlsruhe, 2013. IX, 41, 92, 93
- [5] B. Battke, T. S. Schmidt, D. Grosspietsch, und V. H. Hoffmann, „A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 25, S. 240–250, 09 2013. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211300275X> IX, 45, 92, 93
- [6] D. U. Sauer, B. Lutz, und D. Magnor, „Marktanreizprogramm für de- zentrale Speicher insbesondere für PV-Strom,” RWTH Aachen, Tech. Rep., 2013. IX, 49, 93
- [7] A. Akhil, G. Huff, und A. Currier, „DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA,” Sandia National Laboratories, New Mexico, Tech. Rep. July, 2013. [Online]. Available: <http://www.emnrd.state.nm.us/ECMD/RenewableEnergy/documents/SNL-ElectricityStorageHandbook2013.pdf> IX, 43, 93
- [8] Aundrup, Thomas and Beck, Hans-Peter and Becker, Andreas and Berthold, Andreas, „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze,” Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Tech. Rep., 2015. IX, 49, 51, 92, 93, 94, 97
- [9] J. Fler, S. Zurmühlen, J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake, und D.-U. Sauer, „Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve,” Serie 10th International Renewable Energy Storage Conference, 2016. IX, 93, 94
- [10] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), „VDE-AR-N 4105 Generators connected to the low-voltage distribution network - Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks,” S. 80, 2011. X, 105
- [11] Department of Energy (DOE), „Global Energy Storage Database.” [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org> XI, 45, 50
- [12] Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN), „TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,” Tech. Rep. August, 2007. XI, 47, 51, 65

- 
- [13] V. der Netzbetreiber e.V. (VDN), „Transmission Code 2003 - Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB,“ Tech. Rep., 2003. XI, 51
- [14] M. Otte, J. Patt, und J. Lück, „Beschluss BK6-10-097,“ Bundesnetzagentur, Tech. Rep., 2011. XI, 51
- [15] S. Nykamp, A. Molderink, J. L. Hurink, und G. Smit, „Statistics for PV, wind and biomass generators and their impact on distribution grid planning,“ Energy, Vol. 45, Nr. 1, S. 924–932, sep 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212005191> XI, 77
- [16] G. Wirth, „Modellierung der Netzeinflüsse von Photovoltaikanlagen unter Verwendung meteorologischer Parameter,“ Ph.D. dissertation, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2014. XI, 35, 77
- [17] R. Pardatscher, R. Witzmann, G. Wirth, G. Becker, M. Garhamer, und J. Brandtl, „Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz,“ in Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, 2011. XI, 77
- [18] M. Resch, J. Bühler, H. Huyskens, und A. Sumper, „Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen,“ in 30. Symp. Photovoltaische Solarenergie. OTTI e.V., 2015, S. 37. XI, 77
- [19] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Marktanalyse 2012 : Status und Ausblick für die weltweite Entwicklung erneuerbarer Energien,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Tech. Rep., 2012. XI, 46, 80, 104, 105, 111
- [20] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt, und M. Braun, „Techno-economic assessment of voltage control strategies in low voltage grids,“ IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, Nr. 4, S. 2125–2132, 2014. XI, 74, 78, 104, 105, 111
- [21] C. Breyer und B. Müller, „Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland,“ Reiner Lemoine Institut gGmbH, Berlin, Tech. Rep., 10 2013. 1
- [22] J. Auer und J. Keil, „Moderne Stromspeicher,“ DB Research, Frankfurt am Main, Tech. Rep., 2012. [Online]. Available: [http://www.dbresearch.de/MAIL/DBR\\_INTERNET\\_DE-PROD/PROD0000000000284196.pdf](http://www.dbresearch.de/MAIL/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD0000000000284196.pdf) 1
- [23] BMU und BMWi, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,“ Tech. Rep., 2010. 1
- [24] A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, T. Stetz, und M. Braun, „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung,“ Fraunhofer IWES, Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Kassel, Tech. Rep. November 2011, 2012. 1, 2
- [25] A. Mohring und J. Michaelis, „Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz,“ Fraunhofer-Institut für Systemund Innovationforschung (Fraunhofer ISI), Karlsruhe, Tech. Rep., 2013. 1, 2
- [26] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ Dissertation, TU München, 2011. 2



- [27] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen.pdf“, 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2014. 2
- [28] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer, und J. Vanzetta, „TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, Tech. Rep. August, 2007. 2
- [29] J. Riewe und M. Dr. Sauer, „Einsatz- und Rechtsrahmen für moderne Batteriegroßspeicher – Eigenständiger Speichermarkt oder Modell der Netzbetriebsintegration?“ EWeRK - Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V., Vol. 2/2014, S. 77–129, 2014. 2
- [30] Prof. Dr. Schwintowski, H.P., „Konfiguration und rechtliche Rahmenbedingungen für den modernen Batteriespeichermarkt“, EWeRK - Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V., Vol. 2/2015, S. 81–98, 2015. 2
- [31] J. Bühler, Instandhaltungs- und Erneuerungsoptimierung von städtischen Mittelspannungsnetzen. Shaker, 2013. 2, 63, 91
- [32] R. Zimmerman, C. Murillo Sánchez, und R. Thomas, „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“, Power Systems, IEEE Transactions on, Vol. 26, Nr. 1, S. 12–19, 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/ielx5/59/5695072/05491276.pdf?tp={&arnumber=5491276}&isnumber=5695072> 33
- [33] C. Fünfgeld und R. Tiedemann, „Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step by stepp“, VDEW Materialien, Vol. M-05/2000, S. 34, 2000. [Online]. Available: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Anwendung+der+repräsentativen+VDEW+Lastprofile+step+by+step#0> 33
- [34] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und J. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, HTW Berlin, Tech. Rep., 2015. 34
- [35] S. Nykamp, „Integrating renewables in distribution grids: Storage, regulation and the interaction of different stakeholders in future grids“, Ph.D. dissertation, University of Twente, 2013. [Online]. Available: <http://doc.utwente.nl/87540/> 35, 76
- [36] European Energy Exchange AG, „EEX Transparency Platform.“ [Online]. Available: <https://www.eex-transparency.com/> 35
- [37] A. González Quintairos, „Analysis of potential distribution and size of photovoltaic systems on rural rooftops: A contribution to an optimized local energy storage system with a remote sensing and GIS-based approach in Swabia, Germany“, Master’s thesis, Technische Universität Berlin, 2015. 36
- [38] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, „Energieatlas Bayern.“ [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/> 37
- [39] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, „Digitale Orthophotos (DOP),“ 2014. 37
- [40] Project Steering Committee, „QGIS: A Free and Open Source Geographic Information System.“ [Online]. Available: <http://www.qgis.org/de/site/> 37

- 
- [41] R. Andrews, J. Stein, C. Hansen, und D. Riley, „Introduction to the open source PV LIB for python Photovoltaic system modelling package,” in Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2014 IEEE 40th, June 2014, S. 0170–0174. 38
- [42] Helmholtz-Zentrum Geesthacht, „coastDat2.” [Online]. Available: <http://www.coastdat.de/> 38
- [43] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, „Bayerisches Energieprogramm: für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung,” Tech. Rep., 2016. 38
- [44] G. Corey und J. Eyer, „Energy Storage for the Electricity Grid : Benefits and Market Potential Assessment Guide A Study for the DOE Energy Storage Systems Program,” Sandia National Laboratories, New Mexico, Tech. Rep. February, 2010. 41
- [45] P. T. Moseley und J. Garche, Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing, 2015. 41, 44, 45, 51, 97
- [46] B. Battke, „Multi-purpose technologies, lock-in and efficiency - Policy implications from the case of stationary electricity storage,” PhD thesis, ETH Zürich, 2014. 41
- [47] H.-P. Beck, B. Engel, L. Hofmann, R. Menges, T. Turek, und H. Weyer, „Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit,” Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Gosslar, Tech. Rep., 2013. 41, 43
- [48] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, und D. U. Sauer, „Technology Overview on Electricity Storage,” RWTH Aachen, Tech. Rep. June, 2012. [Online]. Available: <http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/technology-overview-on-electricity-storage> 41, 43, 75
- [49] H. Ibrahim, R. Beguenane, und A. Merabet, „Technical and financial benefits of electrical energy storage,” in Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2012, 2012, S. 86–91. 41
- [50] L. Hirth, „The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price,” Energy Economics, Vol. 38, S. 218–236, 2013. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004> 42
- [51] Consentec GmbH, „Description of load-frequency control concept and market for control reserves,” Tech. Rep., 2014. 42
- [52] R. Sioshansi, P. Denholm, und T. Jenkin, „Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage,” Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 1, Nr. 2, S. 47–64, 2012. 42
- [53] M. Sterner, M. Thema, F. Eckert, A. Moser, A. Schäfer, und T. Drees, „Stromspeicher in der Energiewende,” Agora Energiewende, Berlin, Tech. Rep., 2014. 43, 48, 77, 94
- [54] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema, und F. Bauer, „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für die stabile Stromversorgung,” FNES, OTH Regensburg, Tech. Rep., 2015. 43
- [55] S. Spiecker, P. Vogel, und C. Weber, „Ökonomische Bewertung von Netzengpässen und Netzinvestitionen,” uwf, Vol. 17, S. 321–331, 2009. 43

- [56] Frontier Economics und Consentec GmbH, „Relevance of established national bidding areas for European power market integration - an approach to welfare oriented evaluation,” Tech. Rep. October, 2011. 43
- [57] L. Hirth und I. Ziegenhagen, „Balancing power and variable renewables: Three links,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 50, S. 1035–1051, oct 2015. 44, 48, 49, 93
- [58] C. K. Narula, R. Martinez, O. Onar, M. R. Starke, und G. Andrews, „Economic Analysis of Deploying Used Batteries in Power Systems,” Oak ridge national laboratory, Tech. Rep., 2011. 44
- [59] Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI), „Energieeinsparung durch Blindleistungskompensation,” Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI), Tech. Rep., 2012. [Online]. Available: <http://www.zvei.org/Publikationen/Blindleistung.pdf> 44, 46
- [60] A. Malhotra, B. Battke, M. Beuse, A. Stephan, und T. Schmidt, „Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 56, S. 705–721, Apr 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.085> 45
- [61] Regeleistungs.net, „Ausschreibungsübersicht 2013,” 2013. [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net> 46
- [62] Amprion, „Netznutzungsvertrag 2013,” S. 22, 2013. [Online]. Available: <http://www.amprion.net/sites/default/files/NNVWV{ }Muster{ }1312{ }mit{ }Anlagen.pdf>. 46
- [63] 50 Hertz, „Preisblatt 2014,” 2014. [Online]. Available: <http://www.50hertz.com/de/Anschluss-Zugang/Netzzugang/Netznutzungspreis> 46
- [64] Tennet, „Netznutzungsvertrag 2012,” S. 30, 2012. 46
- [65] H. Rubel und C. Pieper, „Revisiting Energy Storage,” Boston Consulting Group, Frankfurt, Tech. Rep., 2011. 46
- [66] D. Böttger und T. Bruckner, „Marktszenarien für eine erfolgreiche und nachhaltige Energiewende 11.” in Energieversorgungssysteme der Zukunft, Leipzig, 2014, S. 38. 46
- [67] USV System, „Different UPS-systems,” 2015. [Online]. Available: <http://www.online-usv.de/de/produkte/intro.php> 46
- [68] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Monitoringbericht 2014,” Bundesnetzagentur, Berlin, Tech. Rep., 2014. 46
- [69] E.ON, „E.ON Grundversorgung Strom (Doppeltarif),” 2014. [Online]. Available: <https://www.eon.de/pk/de/strom/flexibelstrom/grundversorgung-strom/grundversorgung-strom-doppeltarif.html> 46
- [70] EnBW, „Intelligente Stromzähler,” 2014. [Online]. Available: <https://www.enbw.com/privatkunden/tarife-und-produkte/strom/index.html/> 46
- [71] RWE, „RWE EDL21 Meter Strom,” 2014. [Online]. Available: <https://www.rwe.de/web/cms/de/1160044/privatkunden/strom-vergleich/stromrechner/> 46

- 
- [72] Vattenfall, „Easy Spar Aktiv,” 2014. [Online]. Available: <https://www.vattenfall.de/de/berlin-easy-spar-aktiv.htm> 46
- [73] Amprion, „Entgelte,” S. 4, 2014. [Online]. Available: <http://www.amprion.net/sites/default/files/EntgelteAmprion2014demitUmlagen.pdf> 46
- [74] Tennet, „Netzentgelte,” 2014. [Online]. Available: <http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/131216{TenneT}Netzentgelte{fuer}2014{Deutsch}.pdf> 46
- [75] TransnetBW, „Entgelte Netznutzung,” 2014. [Online]. Available: <https://www.transnetbw.de/downloads/netzzugang/entgelt/Vorlaeufige-Preise-Netznutzung-2014.pdf> 46
- [76] C. Kost, J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude, und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Version November 2013,” ISE, Tech. Rep. November, 2013. 46
- [77] German Association of the Energy and Water Industry (BDEW), „Strompreisanalyse,” Berlin, Tech. Rep., 2014. 46
- [78] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Industriestrompreise,” Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, Tech. Rep. April, 2014. 46
- [79] S. Roon, M. Sutter, F. Samweber, und K. Wachunger, „Netzausbau in Deutschland,” Konrad-Adenauer-Striftung e.V., Tech. Rep., 2014. 46
- [80] U. Leprich, „Netze, Speicher, Lastmanagement,” in BUND-Tagung: „Welches Stromnetz braucht die Energiewende?“, Stuttgart, 2014, S. 34. 46
- [81] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG),” 2015. 47, 49
- [82] Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN), „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010,” 2011. 47, 65, 66, 96
- [83] European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), „Appendix 1 - Load-Frequency Control and Performance,” S. 32, 2009. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx> 47
- [84] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), „Operation Handbook,” UCTE, Tech. Rep., 2004. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx> 47
- [85] F. Díaz-González, M. Hau, A. Sumper, und O. Gomis-Bellmunt, „Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 34, S. 551–564, 2014. 47
- [86] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, und G. Andersson, „Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system,” *Electric Power Systems Research*, Vol. 120, S. 128–135, 2015. 48, 51
- [87] C. Pape, N. Gerhardt, P. Härtel, A. Scholz, R. Schwinn, T. Drees, A. Maaz, J. Sprey, C. Breuer, A. Moser, F. Sailer, S. Reuter, und T. Müller, „Roadmap Speicher: Speicherbedarf für

- Erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse (Kurzzusammenfassung), IWES, IAEW, Stiftung Umweltenergie recht, Tech. Rep., 2014. 48, 49
- [88] T. Thien, H. Axelsen, M. Merten, H. Axelsen, S. Zurmühlen, und M. Leuthold, „Planning of Grid-Scale Battery Energy Storage Systems: Lessons Learned from a 5 MW Hybrid Battery Storage Project in Germany,” in Battcon - International Stationary Battery Conference 2015, 2015, S. 10. 48, 49, 51
- [89] A.-C. Agricola, H. Seidl, S. Mischinger, C. Prof. Rehtanz, M. Greve, U. Dr. Häger, D. Hilbrich, S. Kippelt, A. Kubis, V. Liebenau, N. T., S. Rüberg, T. Schlüter, J. Schwippe, C. Spieker, und J. Teuwsen, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien .” Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Tech. Rep., 2014. 48, 49, 75
- [90] J. Bühler, M. Resch, J. Wiemann, und J. Twele, „Lebenszyklusanalyse von Großbatterien am deutschen Regelenergiemarkt,” in 9. Int. Energiewirtschaftstagung, 2015, S. 44. 49
- [91] A. Gitis, T. Thien, M. Leuthold, P. Dirk, und U. Sauer, „Optimization of Battery Energy Storage Systems for Primary Control Reserve,” in 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013) 2013, 2013, S. 8. 49
- [92] T. Sasaki, T. Kadoya, und K. Enomoto, „Study on Load Frequency Control Using Redox Flow Batteries,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Nr. 1, S. 660–667, 2004. 49
- [93] ZEIT ONLINE, „Größter kommerzieller Batteriespeicher Europas in Schwerin am Netz,” sep 2014. [Online]. Available: <http://www.zeit.de/news/2014-09/16/deutschland-groesster-kommerzieller-batteriespeicher-europas-in-schwerin-am-netz-16132813> 50
- [94] H. Kondziella, K. Brod, T. Bruckner, S. Olbert, und F. Mes, „Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten,” Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 37, Nr. 4, S. 249–260, #aug# 2013. [Online]. Available: <http://link.springer.com/10.1007/s12398-013-0115-7> 49
- [95] IRENA, „Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook,” IRENA, Tech. Rep. January, 2015. 49
- [96] W. Gawlik, „Speicher für die Energiewende,” e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol. 130, Nr. 8, S. 250–250, dec 2013. 49
- [97] J. Auer und J. Keil, „Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende,” Deutsche Bank, Tech. Rep., 2012. 49
- [98] A. Moser, M. Zdrallek, H. Krause, und F. Graf, „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie,” Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Tech. Rep., 2014. 49
- [99] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung,” 50hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Tech. Rep., September 2015. 49, 52, 53, 93
- [100] Deutsche ÜNB, „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung,” 2014. 51

- 
- [101] ENTSO-E, „Implementation Guideline - Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators,” S. 48, 2013. 53
- [102] European Commission, „Draft regulation establishing a guideline on electricity transmission system operation - Provision final version,” 2016. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuidelinefinal\(provisional\)2904052016.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuidelinefinal(provisional)2904052016.pdf) 53
- [103] M. Klausen, M. Resch, und J. Bühler, „Analysis of potential single and combined business models for stationary battery storage systems,” in 10th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2016), 2016, S. 10. 55
- [104] C. Sterzing, „Wirtschaftlichkeitsanalyse großer stationärer Batteriespeicher im Load-Levelling-Betrieb,” 2014. 59
- [105] H. Melzer, Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (DA-CH): eine Bestandsaufnahme mit einer Zusammenfassung der ETG-Umfrage STE 2010, Verfahren der Erdschlusskompensation und selektiven Erdschlusserfassung. VDE-Verlag, 2012. 63
- [106] J. Büchner, J. Katzfey, O. Flörcken, und A. Moser, „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie),” E-Bridge, IAEW, OFFIS, Tech. Rep., 2014. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html> 63, 64, 77
- [107] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,” Dissertation, TU Chemnitz, 2002. 64, 66
- [108] F. Wirtz, „Zusammenhang von Zuverlässigkeit und Kosten in Mittelspannungsnetzen,” Ph.D. dissertation, RWTH Aachen, 2008. 64
- [109] M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, und G. Wirth, „Rückwirkung lokaler Spannungsregelungen von Photovoltaikanlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren,” in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2014, S. 16. 64
- [110] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG),” 2005. [Online]. Available: [http://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_3.html](http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_3.html) 64
- [111] Agora Energiewende, „Stromverteilnetze für die Energiewende,” Tech. Rep., 2014. 65
- [112] S. Cobben, B. Gaiddon, und H. Laukamp, „Impact of Photovoltaic Generation on Power Quality in Urban Areas with High PV Population - Results from Monitoring Campaigns,” PV Upscale (Intelligent Energy Europe), Tech. Rep., 2008. 66
- [113] H. Laukamp, E. Caamaño, S. Cobben, T. Erge, und J. Thornycroft, „Recommendations for Utilities,” PV Upscale (Intelligent Energy Europe), Tech. Rep., 2008. 66
- [114] Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE), „Technischer Leitfaden Photovoltaikanlagen,” 2011. 66, 67
- [115] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,” 2008. 66, 67

- [116] EURELECTRIC, „Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market,” S. 84, 2004. 67
- [117] M. Bendrat, „Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen,” Dissertation, Fern-Universität Hagen, 2011. [Online]. Available: <http://deposit.fernuni-hagen.de/2767/74>
- [118] M. Haslbeck, M. Sojer, T. Smolka, und O. Brückl, „Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren,” *etz*, Vol. 9, S. 2–7, 2012. 74
- [119] A. Hinz, „Der regelbare Ortsnetztransformator im Verteilungsnetz – Lösung aller Spannungsbandprobleme?” in FGE Kolloquium. Aachen: MR, 2012. 74
- [120] E. Wieben, T. Kumm, E. Hohn, M. Rohr, und M. Stadler, „The 5% approach as building block of an energy system dominated by renewables,” in 28th Conference on Environmental Informatics - Informatics for Environmental Protection, Sustainable Development and Risk Management. Oldenburg: BIS-Verlag, 2014, S. 85–92. 74
- [121] M. Klobasa, G. Angerer, J. Schleich, T. Buber, A. Gruber, M. Hünecke, und S. von Roon, „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland,” *Agora Energiewende*, Tech. Rep., 2013. 74
- [122] M. Bodach, „Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen,” Ph.D. dissertation, TU Chemnitz, 2006. [Online]. Available: [http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=980922577&dok\\_var=d1&dok\\_ext=pdf&filename=980922577.pdf](http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=980922577&dok_var=d1&dok_ext=pdf&filename=980922577.pdf) 75
- [123] M. Braun, „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators,” PhD Thesis, Kassel University, 2008. 75
- [124] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2. Aufl. Berlin : VDE-Verl.; Frankfurt, M. : VDEW-Energieverl., 2008. 75, 76
- [125] F. Pilo, S. Jupe, F. Silvestro, K. Bakari, und C. Abbey, „Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems,” *CIGRE*, Tech. Rep. August, 2014. 75, 76, 77, 78
- [126] M. Agsten, K. Adam, C. Benedix, V. Berg, C. Blug, M. Brochtrop, B. Buchholz, B. Buchholz, A. Doß, L. Eckenroth, B. Frische, H. Föhring, W. Glaunsinger, S. Godow, H. Hoppe-Oehl, M. Igel, S. Kämpfer, T. Keil, J. Kurrat, T. Lebioda, M. Luther, A. Marten, J. Meyer, S. Michelsen, J. Myrzik, S. Nicolai, F. Oechsle, A. Probst, F. Rose, K. Rudion, G. Rupp, T. Rudolph, J. Salzmann, S. Sawinsky, T. Schäfer, R. Schaden, P. Schegner, F. Schneider, G. Seifert, A. Stolte, E. Waffenschmidt, B. Wartmann, D. Westermann, und G. Zeitler, „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende: Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen,” *Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)*, Tech. Rep., 2013. 75, 77
- [127] J. Schlabbach und K.-H. Rofalski, *Power System Engineering*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, jun 2008. 75
- [128] T. Stetz, „Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems: Technical and Economic Assessment,” PhD thesis, University of Kassel, 2014. 75, 96

- 
- [129] B. Idlbi, A. Scheidler, T. Stetz, und M. Braun, „Preemptive network reinforcement at LV level considering uncertainty in prediction of PV penetration scenarios,” in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. IEEE, jun 2015, S. 1–6. 75
- [130] T. Ackermann, N. Martensen, T. Brown, M. Koch, und D. Bauknecht, „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz,” MWKEL, Energynautics, Öko-Institut, Bird&Bird, Tech. Rep., 2014. 75
- [131] W. Kaufmann, Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. VDE-Verlag, 1995. 76
- [132] H. Lee Willis, Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition. CRC Press, 2004. 76
- [133] D. G. für Sonnenenergie e.V. (DGS), „Energymap,” 2014. [Online]. Available: <http://www.energymap.info> 76
- [134] V. Liebenau, J. Schwippe, S. Kuch, und C. Rehtanz, „Network extension planning considering the uncertainty of feed-in from renewable energies,” 2013 IEEE Grenoble Conference, S. 1–6, 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6652382> 77
- [135] T. Schmidner, „Probabilistische Methoden in der Netzplanung „Niederspannung,”” in VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft. VDE-Verlag, 2012, S. 6. 77
- [136] C. D’Adamo, B. Buchholz, C. Abbey, M. Khattabi, S. Jupe, und F. Pilo, „Development and operation of active distribution networks: Results of CIGRÉ C6.11 Working group,” in CI-RED - 21st International Conference on Electricity Distribution., Nr. June, 2011. 77
- [137] V. Neimane, „On development planning of electricity distribution networks,” Ph.D. dissertation, KTH, 2001. 77
- [138] A. Keane, L. F. Ochoa, C. L. T. Borges, G. W. Ault, A. D. Alarcon-Rodriguez, R. a. F. Currie, F. Pilo, C. Dent, und G. P. Harrison, „State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, Nr. 2, S. 1493–1502, may 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6307952> 77
- [139] S. Ganguly, N. C. Sahoo, und D. Das, „Recent advances on power distribution system planning: A state-of-the-art survey,” Energy Systems, Vol. 4, Nr. 2, S. 165–193, 2013. 77
- [140] P. S. Georgilakis und N. D. Hatziargyriou, „A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research,” Electric Power Systems Research, Vol. 121, S. 89–100, apr 2015. 77
- [141] A. Rezaee Jordehi, „Optimisation of electric distribution systems: A review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 51, S. 1088–1100, 2015. 77
- [142] A. Alarcon-Rodriguez, G. Ault, und S. Galloway, „Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, Nr. 5, S. 1353–1366, #jun# 2010. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032110000146> 77
- [143] R. Viral und D. Khatod, „Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16,



- Nr. 7, S. 5146–5165, 2012. [Online]. Available: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032112003498> 77
- [144] J. Weniger, J. Bergner, D. Beier, M. Jakobi, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Grid Feed-in Behavior of Distributed PV Battery Systems,” in 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015, S. 1603–1606. 78
- [145] H. Saboori, R. Hemmati, und V. Abbasi, „Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 105, S. 938–945, 2015. 78
- [146] M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, und M.-R. Haghifam, „Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 52, Nr. 0, S. 221–230, nov 2013. 78
- [147] B. Meyer, H. Mueller, R. Koeberle, M. Fiedeldey, C. Hoffman, und J. Bamberger, „Impact of large share of renewable generation on investment costs at the example of a distribution network,” in 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Nr. 1241. Institution of Engineering and Technology, 2013, S. 4. 78
- [148] S. Koopmann, S. Nicolai, und A. Schnettler, „Multifunctional operation of a virtual power plant in an active distribution grid: Modelling approaches and first field test experiences from the SmartRegion Pellworm project,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*. IEEE, oct 2014, S. 1–6. 78
- [149] Union of the Electricity Industry (EURELECTRIC), „Decentralised Storage: Impact on Future Distribution Grids,” *Tech. Rep.* june, 2012. 78
- [150] B. Engel, S. Laudahn, O. Marggraf, und A. Schnettler, „Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung,” *TU Braunschweig, RWTH Aachen, TU München, FGH, Tech. Rep.*, 2014. 78, 96, 106, 110
- [151] German TSO, „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung - Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung,” S. 9, 2014. 85
- [152] I. Pawel, „The cost of storage - How to calculate the Levelized Cost of stored Energy (LCOE) and applications to renewable energy generation,” in 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), 2013, S. 1–9. 91
- [153] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte, und F. Genoese, Hrsgg., *Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speispeicher, Effizienz und Netze*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015. [Online]. Available: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-07129-5> 92
- [154] Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IWES, „Abschlussbericht Metastudie Energiespeicherstudie im Auftrag and des Bundesministeriums and für Wirtschaft and und and Energie (BMWi),” 2014. 92
- [155] B. Nykvist und M. Nilsson, „Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles,” *Nature Climate Change*, Vol. 5, Nr. 4, S. 329–332, mar 2015. [Online]. Available: <http://www.nature.com/doi/10.1038/nclimate2564> 92

- 
- [156] D. J. Swider, Handel an Regelenergie- und Spotmärkten - Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Deutscher Universitätsverlag, 2006. 93, 94
- [157] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), „regelleistung.net.“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/> 93
- [158] enervis, „Wie viel Batteriegroßspeicher verträgt der Primärregelleistungsmarkt?“ Serie enerviews, 03 2016. [Online]. Available: <http://www.enervis.de/de/news-strommarkt/493-wieviel-batteriegrossspeicher-vertraegt-der-primarregelleistungsmarkt> 93, 94
- [159] Fraunhofer ISE, „Durchschnittliche Preise in Deutschland. Energy Charts.“ [Online]. Available: [https://www.energy-charts.de/price\\_avg\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm) 94
- [160] A. Ruhland, „Nachladen: Intraday Ablauf und Kostenschätzungen,“ E-Mail. 94
- [161] K. Bourwieg, „Eine regulatorische Einordnung von Stromspeichern im aktuellen Rechtsrahmen,“ 01 2015, 20. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/ag-2-plattform-strommarkt-sitzung-20150120-praesentation-1,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> 94
- [162] LVN, „Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung bei Energieentnahme und -einspeisung mittels Lastgangmessung. Preisblatt 4.“ 2016. [Online]. Available: [https://www.lew-verteilstrom.de/CVP/Downloads/Preise/Netzentgelt\\_1\\_bis\\_10\\_2016.pdf](https://www.lew-verteilstrom.de/CVP/Downloads/Preise/Netzentgelt_1_bis_10_2016.pdf) 94
- [163] D. Fürstenwerth und L. Waldmann, „Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz,“ Tech. Rep., 2014. [Online]. Available: <http://opus.kobv.de/zlb/volltexte/2015/25571/> 94
- [164] M. Sterner und I. Stadler, Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Springer Berlin Heidelberg, 2014. [Online]. Available: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37380-0> 94
- [165] European Power Exchange (EPEX), „Produkte: Intraday Auktion.“ 2016. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction/deutschland> 94
- [166] consentec, „Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.“ 02 2014. 97
- [167] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, F. Braam, T. Erge, G. Bopp, und B. Engel, „Distributed solar battery systems providing primary control reserve,“ IET Renewable Power Generation, Vol. 10, Nr. 1, S. 63–70, 2016. 97
- [168] J. Fler und P. Stenzel, „Impact analysis of different operation strategies for battery energy storage systems providing primary control reserve,“ Journal of Energy Storage, Feb 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.02.003> 100
- [169] Federal Ministry of Justice and Consumer Protection, „Renewable Energy Act (Erneuerbare - Energien - Gesetz - EEG 2014),“ S. 74, 2014. 105
- [170] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt, und M. Braun, „Techno-economic assessment of voltage control strategies in low voltage grids,“ IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, Nr. 4, S. 2125–2132, 2014. 106

- [171] E. Christian, R. Pardatscher, R. Nennung, und R. Witzmann, „Einsatz der Q (U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH,“ Illwerke, Technische Universität München, Tech. Rep., 2014. 106
- [172] H. Basse, J. Backes, und T. Leibfried, „Dynamic effect of voltage dependent reactive power control of dispersed generation,“ in ETG-Kongress, 2009. 106
- [173] J. Hoppmann, J. Volland, T. S. Schmidt, und V. H. Hoffmann, „The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 39, S. 1101–1118, 2014. 106
- [174] K.-P. Kairies, D. Magnor, und D. U. Sauer, „Scientific Measuring and Evaluation Program for Photovoltaic Battery Systems(WMEP PV-Speicher),“ Energy Procedia, Vol. 73, S. 200–207, jun 2015. 107, 109
- [175] M. Resch, B. Ramadhani, A. Sumper, P. Programme, und R. Energy, „Comparison of control strategies of residential PV storage systems,“ in 9th Int. Renew. Energy Storage Conf. (IRES 2015), 2015. 107, 109
- [176] O. Camacho, M. Resch, J. Bühler, und A. Sumper, „Techno-economic comparison of a schedule based and a forecast based control strategy for residential photovoltaic storage systems in Germany,“ in Integration of Sustainable Energy Conference (iSEneC), I. Press, Hrsg. in press: in press, 2016, S. 6. 107
- [177] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Feed-in Power Limitation of Grid-Connected PV Battery Systems with Autonomous Forecast-Based Operation Strategies,“ in 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014. 107
- [178] J. Weniger, J. Bergner, und V. Quaschnig, „Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems,“ in 4th Solar Integration Workshop, 2014. 107
- [179] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,“ PhD Thesis, TU München, 2011. 116
- [180] German Institute for Standardisation (DIN), „Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks; German version EN 50160: 2010 + Cor.: 2010,“ 2011. 116



## **Veröffentlichungen und studentische Arbeiten im Rahmen des Projektes SmartPowerFlow**

### **Veröffentlichungen**

Kunert R, Bühler J, Schachler B, Resch M. Technisch-wirtschaftliche Optimierung der Teilnahme einer netzdienlichen Großbatterie am Primärregelleistungsmarkt. In 4. Konf. Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 2017.

O. Rascon, M. Resch, J. Bühler, A. Sumper. Techno-economic comparison of a schedule based and a forecast based control strategy for residential photovoltaic storage systems in Germany. In Electrical Engineering, 2016.

E.Gaudchau, M.Resch, A.Zeh. Quartierspeicher – Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven. In Ökologisches Wirtschaften 2/2016: Prosumer für die Energiewende, 2016.

O. Rascon, M. Resch, B. Schachler, J. Bühler, A. Sumper. Increasing the hosting capacity of distribution grids by implementing residential PV storage systems and reactive power control. In EEM, 2016.

M. Klausen, M. Resch, J. Bühler. Analysis of a potential single and combined business model for stationary battery storage systems. In Energy Procedia, 2016.

A. Gonzalez, J. Bühler, B. Kleinschmit, M. Resch. Analysis of Potential Distribution and Size of Photovoltaic Systems on Rural Rooftops. In GI Forum, Salzburg, 2015.

J. Bühler, M. Resch, J. Wiemann, J. Twele. Lebenszyklusanalyse von Großbatterien am deutschen Regelenergiemarkt. In 9. Int. Energiewirtschaftstagung, 2015.

M. Resch, J. Bühler, H. Huyskens, A. Sumper. Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen. In 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2015.

M. Resch, B. Ramadhani, J. Bühler, A. Sumper. Comparison of the control strategies of residential PV storage systems. In IRES, 2015.

### **Studentische Abschlussarbeiten**

Titel der Bachelorarbeit: Einsatzmöglichkeiten von Großbatterien im Regelenergiemarkt

Verfasser: Johannes Wiemann (Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin)

Betreuer: Dr.-Ing. Jochen Bühler (RLI)

Abgabe: August 2014

Titel der Masterarbeit: Analysis of potential distribution and size of photovoltaic systems on rural rooftops

Verfasserin: Ana González Quintairos (Technische Universität Berlin)

Betreuer: Dr.-Ing. Jochen Bühler (RLI)

Abgabe: Januar 2015

Titel der Masterarbeit: Economic and legal analysis of potential business models for grid connected electrical storage devices

Verfasserin: Nadja Mira Klausen (Universität Leipzig)

Betreuer: M.Sc. Matthias Resch (RLI)

Abgabe: Juni 2015

Titel der Masterarbeit: Techno-economic analysis on the effect of different control strategies for residential PV storage systems on a distribution grid

Verfasser: Oscar Camacho Rascon (Universität Oldenburg)

Betreuer: M.Sc. Matthias Resch (RLI)

Abgabe: Februar 2016

Titel der Masterarbeit: Technisch-wirtschaftliche Analyse eines Eigenverbrauchsmodells mit Quartierspeichern im Verteilnetz

Verfasserin: Kathrin Hebler (Technische Universität Berlin)

Betreuer: Dr.-Ing. Jochen Bühler (RLI)

Abgabe: Juli 2016

Titel der Masterarbeit: Technisch-wirtschaftliche Optimierung der Teilnahme einer Großbatterie am Markt für Primärregelleistung

Verfasserin: Rita Kunert (Technische Universität Berlin)

Betreuer: Dr.-Ing. Jochen Bühler (RLI)

Abgabe: in Bearbeitung

Titel der Masterarbeit: Entwicklung eines netzdienlichen Eigenverbrauchsmodells mit Quartierspeichern im Verteilnetz

Verfasser: Andreas Meier (Technische Universität Berlin)

Betreuer: M.Sc. Matthias Resch (RLI)

Abgabe: in Bearbeitung

## **Praktika**

Thema: Investigation on the Control Strategy of Residential PV Storage Systems

Student: Bagus Fajar Ramadhani (Universität Oldenburg)

Betreuer: M.Sc. Matthias Resch (RLI)

Zeitraum: Februar bis März 2014

## A. Anhang

### A.1. Informationen zur Vanadium-Redox-Flow-Batterietechnologie

Die Besonderheit der Vanadium-Redox-Flow-Technologie ist die Möglichkeit zur räumlichen Trennung von Energiemedium und Energiewandler. Die beiden als Speicher dienenden Elektrolyte werden in separaten Tanks gelagert. Insofern können die Leistung und die Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden, wobei die Tankgröße den Energiegehalt der Batterie bestimmt. Das Speichermedium wird mittels Pumpen der Lade- und Entladeeinheit zugeführt. Es kann so ein kaskadenförmiger Betrieb realisiert werden, der erstens je nach Bedarf Stacks zu- und abschaltet und zweitens dadurch die Selbstentladung reduziert. Einer der Vorteile ist, dass bei einer Störung und Schädigung der Membran keine gegenseitige Verunreinigung der Elektrolyte entstehen kann. Darüber hinaus kann Vanadium vollständig durch eine externe Aufbereitung regeneriert und damit ohne Verluste wieder verwertet werden. Die räumliche Trennung der Elektrolyte wirkt sich ebenfalls positiv auf die Selbstentladerate aus, welche verschwindend gering ausfällt. Weitere positive Aspekte dieser Speichertechnologie ist der bereits genannte einfache Zellaufbau und die damit verbundene Scale-Up-Fähigkeit, die Möglichkeit die Leistung und Speicherkapazität den Erfordernissen anpassen zu können und darüber hinaus die Unempfindlichkeit gegenüber Tiefenentladungen, da der komplette Durchsatz der Tanks ent- bzw. geladen werden kann. Hinzu kommt eine hohe Zyklenfestigkeit sowie ein nicht eintretender Memoryeffekt. Dem gegenüber stehen die vergleichsweise niedrige Energie- und Leistungsdichte, sowie der Betriebs- und Wartungsaufwand sämtlicher, notwendiger Hilfsaggregate wie z.B. der Pumpen und der Tanks. Zudem müssen ein hoher Rohstoffpreis und eine schlechte Verfügbarkeit des Elementes Vanadium als nachteilig bewertet werden.



<b>Leistung und Energie*</b>		<b>CellCube FB 200-400</b>	
<b>Nennladeleistung /</b> Max. AC Ladeleistung / Kontinuierliche Ladeleistung		200 kW	
<b>Nennentladeleistung /</b> Max. AC Ausgangsleistung / Kontinuierliche Entladeleistung		200 kW	
Kapazität des Energiespeichers		400 kWh (Nutzung leistungsabhängig)	
<b>Batterie- und Systemspannung</b>			
Ausgangsspannungsoption		400 VAC	
Einschaltdauer / Reaktionszeit		< 60 ms	
<b>Steuerung</b>			
Kontrolle über externe Schnittstellen		seriell, TCP/IP, Bus Systeme	
<b>Monitoring</b>			
Zustandserfassung über Fernabfrage via E-Mail		Ladezustand (SOC), verfügbare Energie, Lade- / Entladeleistung, u.a.	
<b>Wirkungsgrad</b>			
Lade- / Entladungszyklus DC		bis zu 70 %	
Multi Stage Betriebsführung reduziert Energieverluste		durch Selbstentladung bei kleinen Lasten	
<b>Entladezeit bei Nennleistung</b>	<b>DC-Batterieleistung</b>	<b>AC-Inverterleistung</b>	
Entladezeit (Autonomie)			
1 Stunde**	220 kW	200 kVa	
2 Stunden**	140 kW	130 kVa	
3,5 Stunden**	110 kW	100 kVa	
5 Stunden**	80 kW	70 kVa	
<b>Selbstentladung</b>			
Selbstentladung im Cold Standby**		< 300 W	
Selbstentladung im Tank		vernachlässigbar (< 1 % pro Jahr)	
<b>Größe und Gewicht</b>			
Dimension L x B x H (trockener Zustand)		6.000 x 2.438 x 5.792 mm	
Gewicht (leerer Zustand)		20.000 kg	
Gesamtgewicht (gefüllter Zustand)		60.000 kg	

Abbildung A.1.: Datenblatt des CellCube FB 200-400 DC.



# Einpoliger Stromlaufplan

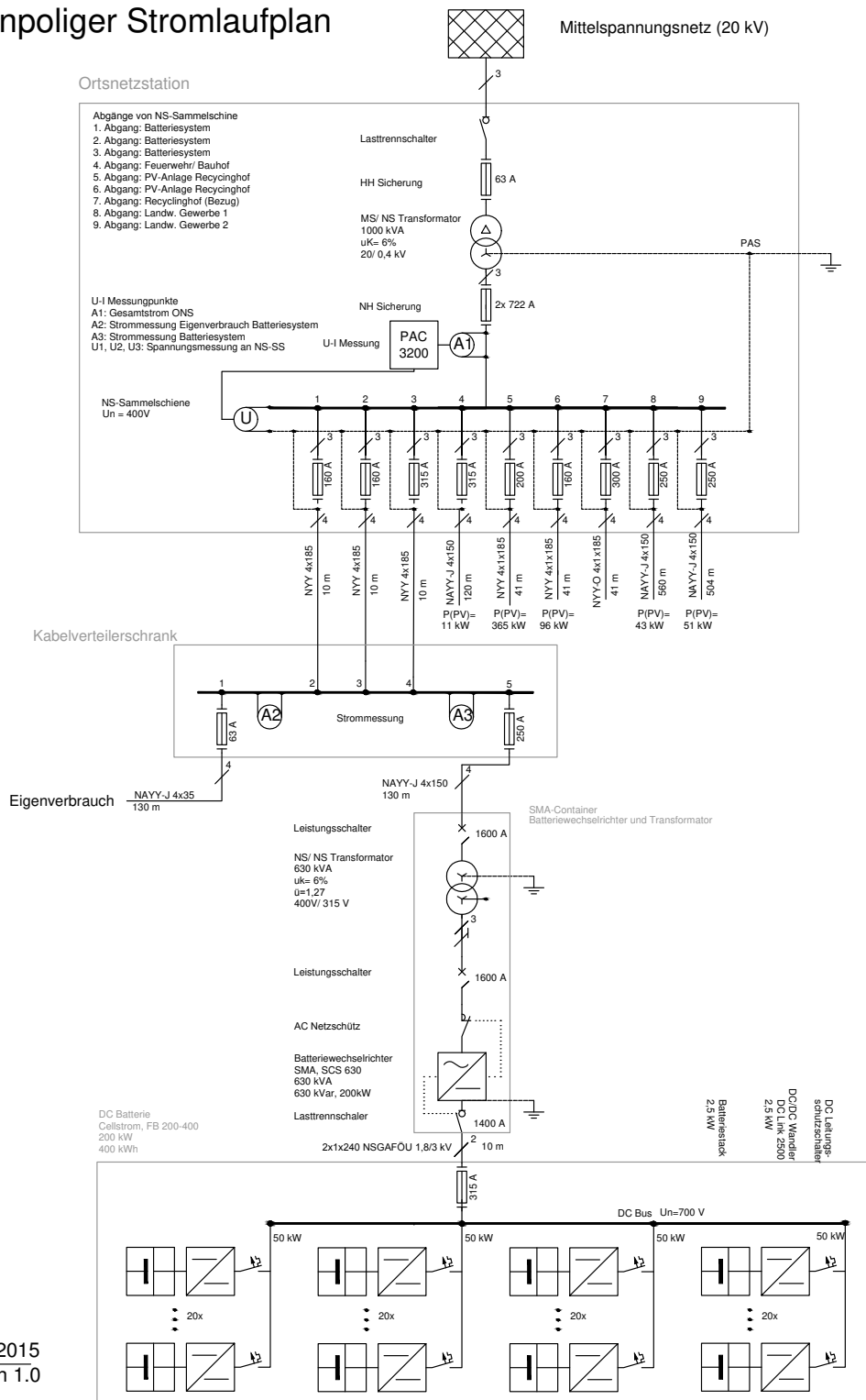
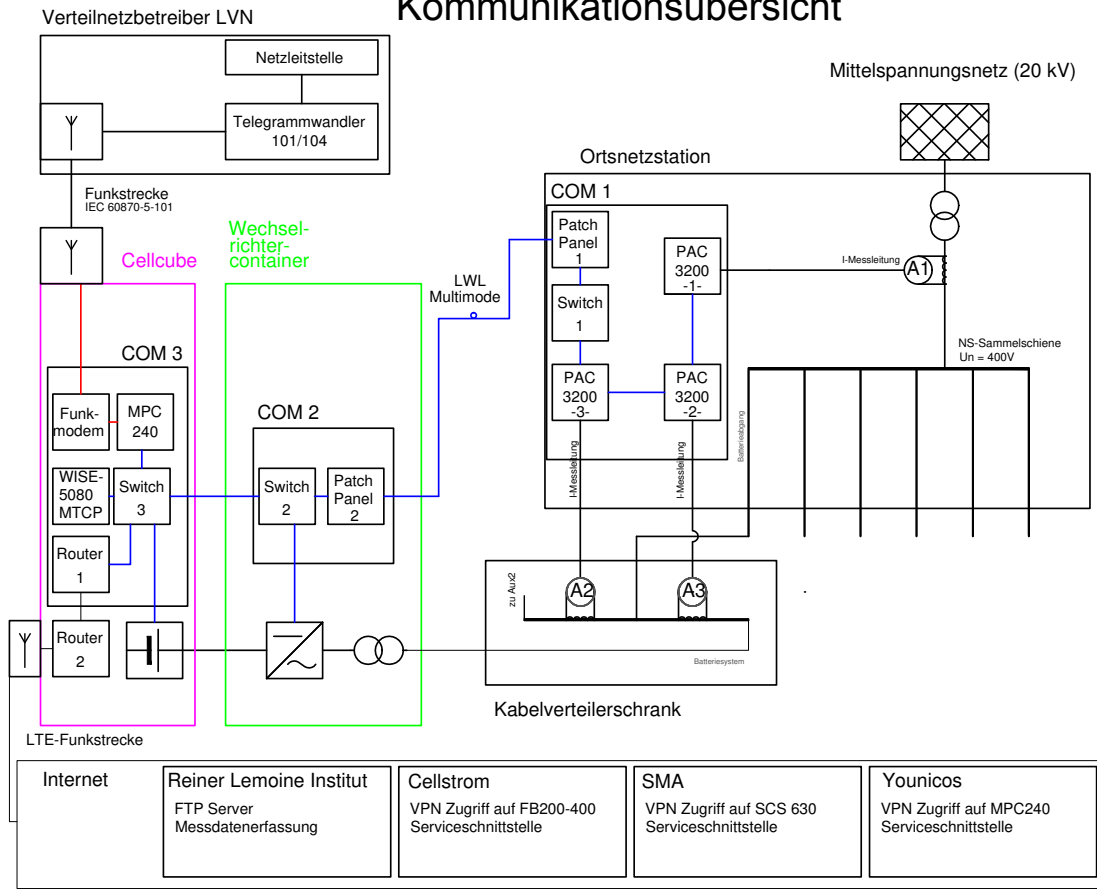
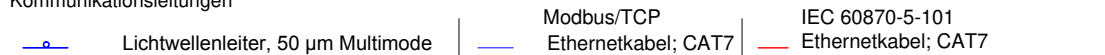


Abbildung A.3.: Einpoliger Stromlaufplan des SPF-Speichersystems.

## Kommunikationsübersicht



### Kommunikationsleitungen



### Komponenten

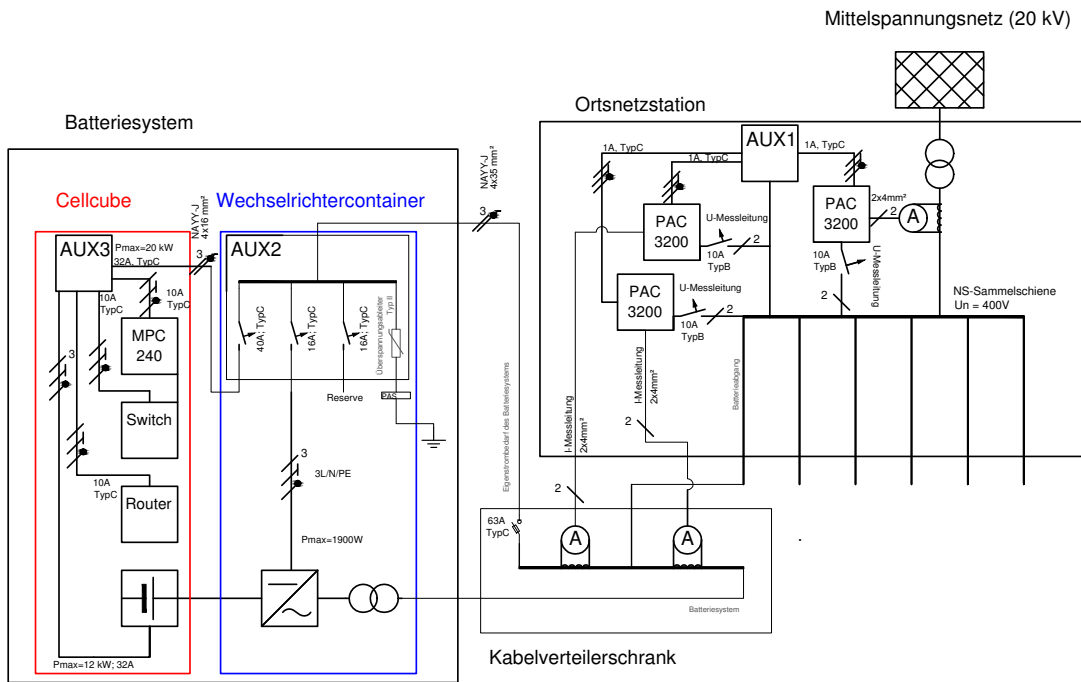
	Router 1	Switch 1	Switch 2	Switch 3	Patch Panel 1	Patch Panel 2	Funk-modem	
Firma	?	Cisco	Hirschmann	?	Cisco	Hirschmann	Dr. Neuhaus	-
Produkt	?	IE-2000U-4T S-G	RS20-0800M	?	GLC-FE-100 FX-RGD	MIPP/AD/1S2 N	TAINY EMOD	-
Technische Spezifikationen	?	siehe Manual	siehe Manual	siehe Manual	siehe Manual	siehe Manual	-	Funkantenne

	MPC 240	PAC 3200	A1	A2	A3	WISE-5080 MTCP	Router 2
Firma	Bachmann	Siemens	MBSAG	Siemens	MBSAG	ICPDAS	?
Produkt	MPC 240	Sentron PAC3200	KBU816	4NC5117-0C C20	ASK 123.3	WISE-5080 MTCP	?
Technische Spezifikationen	siehe Manual	siehe Manual	Klasse 1, 1500A/5A, 15VA	Klasse 1, 1500A/1A, 2,5VA	Klasse 1, 1500A/5A, 10VA	Protokoll-wandler	?

20/4/2015  
Version 1.0

Abbildung A.4.: Kommunikationsübersicht des SPF-Speichersystems.

# Hilfsstromversorgung



## Komponenten



Firma	-	-	Bachmann	Cellstrom	SMA	Siemens
Produkt	-	-	MPC 240	FB 200-400	SCS 630	Sentron PAC3200
Technische Spezifikationen	-	-	siehe Manual	Pn= 200 kW En= 400 kWh	Sn= 630 kVA Imax= 1283A (bei 315 V)	siehe Manual

## Kommentare

AUX2 entspricht Stationsunterverteilung STSD im SMA Manual  
 AUX3 entspricht Stromlaufplan 001976\_V01\_FN200-400-2 der Firma Cellstrom GmbH

Version 0.3

**Abbildung A.5.:** Hilfsstromversorgung des SPF-Speichersystems.