

Lebenszyklusanalyse von Großbatterien am deutschen Regelenergiemarkt

Jochen Bühler, Matthias Resch, Johannes Wiemann, Jochen Twele

Reiner Lemoine Institut gGmbH, Ostendstraße 25 12459 Berlin,
Tel.: +49 30 53042011, jochen.buehler@rl-institut.de, www.reiner-lemoine-institut.de

Kurzfassung:

Das vorliegende Paper beschäftigt sich mit der Analyse von wirtschaftlich sinnvollen Einsatzmöglichkeiten von Großbatterien am deutschen Regelenergiemarkt. Es wurde eine Auswahl von geeigneten Speichertechnologien getroffen und mit Blick auf die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen und den Teilnahmebedingungen am Regelleistungsmarkt untersucht. Hinsichtlich der maximalen Verdienstmöglichkeiten durch die Bereitstellung von Primärregelleistung wurden Parameter zu Investitions- und Betriebskosten, Einnahmen, Lebensdauern und Kalkulationszins evaluiert und bewertet. Das Ziel des auf der Life-Cycle-Costs-Methode basierenden Optimierungsmodells ist die Überprüfung einer möglichen Ausführbarkeit eines Speichersystems am Primärregelleistungsmarkt aufgrund einer existierenden Rentabilität.

Durch Sensitivitätsanalysen verschiedener Szenarien konnte veranschaulicht werden, dass unter bestimmten Bedingungen schon heute Speichersysteme am Regelleistungsmarkt profitabel eingesetzt werden können. Insbesondere für die Vanadium-Redox-Flow-Batterie sowie dem Lithium-Ionen-Akkumulator konnten lukrative und gleichzeitig realistische Szenarien aufgezeigt werden.

Keywords: Regelenergiemarkt, Großbatterie, Primärregelung, Lebenszyklusanalyse

1 Einleitung

Zu Beginn der Arbeit wird die Problematik der Integration von Erneuerbaren Energien (EE) in die energetische Grundversorgung mit Blick auf die Netzstabilität erläutert. Daraus leiten sich die Hauptfragestellungen ab, welche in der vorliegenden Ausarbeitung beantwortet werden. Anschließend werden die Gliederung sowie die Grenzen der vorliegenden Ausarbeitung aufgezeigt. Das Kapitel wird mit der Vorstellung des Untersuchungsrahmens abgeschlossen.

1.1 Problemaufriss

Der Beschluss des Ausstieges aus der Kernenergie bis zum Jahre 2022 sowie das im September 2010 erklärte Ziel der Bundesregierung, den Ausbau EE innerhalb des „Energiekonzeptes 2050“ bis zum Jahr 2050 auf einen Anteil von mindestens 80 % der Bruttostromerzeugung auszubauen [1], treibt den Anteil von EE im Stromnetz in die Höhe. Im Jahre 2013 beteiligten sich EE mit bereits 23,9 % an der deutschen Bruttostromerzeugung

[2]. Dieser Wandel der Energieversorgung stellt, auch aufgrund der verpflichtenden Abnahme von EE durch die Netzbetreiber laut des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), hohe Anforderungen an das Gesamtsystem. Das Stromnetz wurde ursprünglich für diese erheblichen Anforderungen nicht ausgelegt. Insbesondere die Kombination aus volatiler Einspeisung von EE und der zunehmenden Verdrängung konventioneller Kraftwerke gefährden die Flexibilität, Stabilität und Sicherheit des Energieversorgungsnetzes. Die damit einhergehende Verminderung der rotierenden Massen am Netz stellt ein erhebliches Problem der ausreichenden Bereitstellung von Regelleistung (RL) zur Haltung der Netzfrequenz dar. Denn RL wird momentan vorrangig durch die elektromechanischen Eigenschaften von Synchronmaschinen und einer großen Reservekapazität von schnell aktivierbaren Spitzenlastkraftwerken realisiert.

Um Systemausfälle und Versorgungsunterbrechungen vorzubeugen, müssen demzufolge in naher Zukunft alternative Maßnahmen für die Versorgungssicherheit und –qualität weiterhin untersucht, erforscht und getroffen werden. Dazu zählen neben steuerbaren EE und einem intelligenten Lastmanagement u.a. auch elektrochemische Speichersysteme.

So können beispielsweise Speichertechnologien in Verbindung mit den heutigen Wechselrichtersystemen schon jetzt die notwendigen Dienstleistungen zur Frequenzhaltung bereitstellen. Doch was hindert ihren großflächigen Einsatz?

Die Erbringung von RL durch Speichersysteme ist grundsätzliches Neuland. Aktuell gibt es viele rechtliche Unsicherheiten für solch eine Anwendung. Wirtschaftlich und technologisch existieren keine Langzeiterfahrungen für die RL-Erbringung von Speichereinheiten. Zusätzlich sind die derzeitigen einzigen Anreize die Vergütungen am Regelleistungsmarkt, welche großen Schwankungen unterliegen und für die Zukunft schwer abzuschätzen sind.

Daraus ergibt sich Motivation und Ziel der vorliegenden Ausarbeitung, einen Fokus auf den Einsatz von Großbatterien für die Bereitstellung von RL und deren ökonomische Umsetzung am Regelleistungsmarkt zu richten.

1.2 Hauptfragestellungen

Auf Basis der vorangehenden Problemerkklärung und mit dem Ziel, den Einsatz von Großbatterien am Regelleistungsmarkt zu beleuchten und damit einen Beitrag für eine tatsächliche und umsetzbare Energiewende zu leisten, stehen folgende Fragen im Zentrum dieser wissenschaftlichen Abhandlung:

- Welche Batterietechnologien kommen für einen Einsatz im Regelleistungsmarkt in Frage?
- Welche konkreten Teilnahmebedingungen bestehen auch auf Hinblick der aktuellen Gesetzgebung?
- Welche Verdienstmöglichkeiten sind im Regelleistungsmarkt vorhanden und in welchem Umfang können sie angenommen werden?
- Ist ein wirtschaftlicher Einsatz von Großspeicher im Regelleistungsmarkt möglich? Welche Szenarien wären schon heute umsetzbar?
- Welche technologischen, wirtschaftlichen und gesetzlichen Kriterien müssten modifiziert werden, um eine Speicheranwendung für Investor_innen noch attraktiver zu gestalten?

1.3 Gliederung und Grenzen der Arbeit

Anfangs werden im Kapitel 2 sämtliche theoretischen Grundlagen für das Verständnis der vorliegenden Arbeit zusammengetragen. Zunächst werden die Gefährdungen der Netzstabilität durch Frequenzschwankungen erklärt, welche die Bereitstellung von Systemdienstleistungen begründen. Daraufhin werden die bestehenden Großbatterietechnologien beleuchtet, eine Auswahl getroffen und diese explizit vorgestellt. Für den Einsatz von Speichersystemen am Regelenergiemarkt werden zudem die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen beleuchtet. Auf dieser Grundlage wird der Regelenergiemarkt, das Präqualifikationsverfahren und die Verdienstmöglichkeiten vorgestellt.

Die folgenden Untersuchungen im Kapitel 3 zeigen die Simulationsergebnisse eines Einsatzes von Großbatterien am Regelleistungsmarkt, welche mit Hilfe eines „MATLAB“-Tools errechnet wurden. Hierfür werden zunächst die Grenzbereiche der Wirtschaftlichkeit durch die Untersuchung von drei Szenarien bestimmt. Im Anschluss daran werden Sensitivitätsanalysen der zuvor bestimmten Parameter durchgeführt. Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst und ein Fazit gebildet.

Die Arbeit befasst sich ausschließlich mit dem Einsatz von elektrochemischen Speichern am Primärregelleistungsmarkt, weil dieser die größte Einnahmequelle darstellt. Zusätzlich wird eine Technologieauswahl getroffen, wodurch nur die relevanten Speichersysteme betrachtet werden.

Hinzu kommt, dass ausschließlich der deutsche Regelenergiemarkt mit seinen Vorgaben untersucht wird. Darüber hinaus beziehen sich die verwendeten Parameter der vorgenommenen Simulationen auf den Status quo des Jahres 2013. Fokussiert wird hierbei die wirtschaftliche Bewertung der Einsatzmöglichkeiten, der ökologische Aspekt wird nicht beachtet.

1.4 Untersuchungsrahmen im Projekt „SmartPowerFlow“

Die vorliegende Arbeit ist in das Verbundprojekt „SmartPowerFlow“¹ integriert. Kernziel des Projektes ist ein direkter Vergleich zwischen Netzausbau und den Möglichkeiten zur Speicheranwendung, sowie eine technische und wirtschaftliche Analyse und Optimierung eines Speichereinsatzes auf Verteilnetzebene. Hierfür wird eine Redox-Flow-Batterie mit der dafür entwickelten Leistungselektronik für den Netzbetrieb zum Einsatz kommen und eine kostenoptimierte Integration von erneuerbaren Energien im Verteilnetz demonstrieren. Innerhalb der dreijährigen Laufzeit wird das Projekt von LEW Verteilnetz, Younicos AG, SMA Solar Technology AG und Reiner Lemoine Institut gGmbH umgesetzt.

Im Zuge des Vorhabens soll ein Geschäftsmodell entworfen, eine optimale Betriebsweise erarbeitet und entsprechende Spezifikationen für die Speicheranwendung und deren Netzanbindung abgeleitet werden. Hierbei könnte eine Geschäftsmöglichkeit die Teilnahme am Regelenergiemarkt darstellen, was mit der vorliegenden Arbeit untersucht werden soll.

¹ Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen: 0325522A).

Der Fokus liegt, neben der theoretischen Betrachtung, auf der Demonstration der Anlage unter realen Bedingungen. Zusätzlich sollen Netzausbaukosten mit den Kosten der Investition und des Betriebes eines Speichersystems verglichen und eine allgemeine Aussage getroffen werden.

Eingesetzt wird eine auf Vanadium basierende Redox-Flow-Batterie (VRB) mit einer Nennladeleistung von 200 kW und einer Kapazität von 400 kWh der Firma Cellstrom GmbH (eine Tochtergesellschaft der DMG Mori Seiki AG). Die VRB ist sehr wartungsarm und besitzt eine hohe Lebensdauer sowie Tiefenentladungsfähigkeit, so dass sie wichtige Voraussetzungen für einen Netzbetrieb mitbringt.

2 Theoretische Grundlagen

Im folgenden Kapitel werden die benötigten Grundlagen für die vorliegende Arbeit erläutert. Zuerst wird auf die Gefährdung der Netzstabilität durch Frequenzschwankungen und auf Speichertechnologien für Großanwendungen eingegangen. Anschließend werden gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Großbatterien erläutert sowie der Regelleistungsmarkt und die Verdienstmöglichkeiten vorgestellt.

2.1 Gefährdung der Netzstabilität durch Frequenzschwankungen

Die elektrische Frequenz ist ein Maß der im Verbundnetz synchronisierten Generatoren und deren rotierende Massen [3]. Der normale Betriebsbereich der Frequenz liegt zwischen 49,8 Hz und 50,2 Hz [4]. Mit steigendem Anteil der Energie im Netz steigt die Frequenz, umgekehrt sinkt sie bei erhöhter Last bzw. sinkender Einspeisung ab. Abweichungen von der Nennfrequenz können die Funktionen zahlreicher elektrischer Geräte beeinflussen oder sie sogar zerstören. Daher tritt bei einer Großstörung mit Frequenzeinbrüchen von $\Delta f \geq 200$ mHz der sogenannte 5-Stufen-Plan in Kraft, welcher im Transmission Code der ÜNB definiert ist [5]:

- Stufe 1** (49,8 Hz): Auf Anweisung des ÜNB werden jegliche Erzeugungsleistungen mobilisiert, welche noch nicht im Einsatz sind. Eine Alarmierung des Personals findet statt.
- Stufe 2** (49,0 Hz): Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15 % der Netzlast.
- Stufe 3** (48,7 Hz): Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 - 15 % der Netzlast.
- Stufe 4** (48,4 Hz): Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15 - 20 % der Netzlast.
- Stufe 5** (47,5 Hz): Abtrennen aller Erzeugungsanlagen vom Netz.

Die Maßnahmen ab Stufe 2 kommen jedoch nur zur Anwendung, wenn die RL nicht in der Lage sind das Netz stabil zu halten. Die RL umfasst die Primärregelung mit der Primärregelleistung (PRL), die Sekundärregelung mit der Sekundärregelleistung (SRL) und die Tertiärregelung mit der Minutenreserveleistung (MRL) [6]. Um die Stabilität der Frequenz gewährleisten zu können, werden diese bei Ungleichgewichten oder Störungen abgerufen.

Die PRL wird zuerst aktiviert, damit ein kurzfristiger Ausgleich sichergestellt ist. Sie muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig und automatisch abrufbar sein. Die PRL wird durch alle ÜNB gleichzeitig beschafft. Demgegenüber liegt die Zuständigkeit der SRL-Erbringung, welche die PRL ablöst, nur bei der betroffenen RZ mit dem dazugehörigen ÜNB. Die SRL

muss innerhalb von fünf Minuten im jeweils erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen. Die MRL wird bei Bedarf innerhalb von 15 Minuten bereitgestellt. Dabei sind die Regeln der ENTSO-E, festgehalten in der „Policy 1“ [3] im Operation Handbook, sowie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), ausschlaggebend für die Umsetzung durch die ÜNB.

2.2 Großbatterietechnologien

Dieser Abschnitt beschreibt zunächst, wie Speichersysteme unterteilt werden können, welche Eigenschaften von Bedeutung sind und welche Technologien für Großanwendungen in Betracht kommen. Anschließend wird eine Technologieauswahl vorgenommen.

Batterien bzw. Akkumulatoren sind elektrochemische Speicher. Das bedeutet., dass die Energiespeicherung durch eine chemische Umwandlung von Stoffen in elektrische Energie erfolgt. Für große Speichersysteme werden ausschließlich Sekundärbatterien verwendet, welche im Gegensatz zu Primärbatterien wiederaufladbar sind [7]. Großbatteriespeicher besitzen im Regelfall aktuell eine Leistungsgröße von 1 bis 10 MW [8]. Eine allgemein anerkannte Definition für Großbatteriespeicher hat sich aber bis zum heutigen Tage noch nicht durchgesetzt.

Ein zu unterscheidendes Hauptmerkmal ist die Integration des eigentlichen Energiespeichers. Bei sogenannten internen Speichern ist die Speicherung der Energie räumlich nicht von dem elektrochemischen Energiewandlungsschritt zu trennen. Demzufolge sind Speichergröße und Speicherleistung direkt proportional miteinander verknüpft. Externe Speicher können dagegen ihr Speichermedium getrennt vom Energiewandler lagern, so dass die Dimensionierung der Energiespeicher unabhängig von der Lade- und Entladeeinheit vorgenommen werden kann [9].

Zu den weiteren Kriterien von Batteriesystemen zählen die Kapazität und Leistung, die Energiedichte und -menge, die Selbstentladerate, der Wirkungsgrad, die c-Rate, der Leistungsgradient, die Lebensdauer und die Lebenszyklenzahl sowie die Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten. Besonders hervorgehoben werden soll an dieser Stelle die c-Rate. Diese wird in der vorliegenden Arbeit als Verhältnis von Leistung zu Energie (kW / kWh) verstanden und verwendet. Die c-Rate ist ein entscheidender wirtschaftlicher Faktor für die Gesamtsystemkosten, welche sich primär aus den spezifischen energie- und leistungsbezogenen Investitionskosten eines Speichersystems zusammensetzen [51].

Betrachtet werden im Folgenden nur das Redox-Flow-System, die Lithium-Ionen- und die Natrium-Schwefel-Technologie sowie der Blei-Säure-Akkumulator. Diese Auswahl beruht zum einem auf dem gegebenen Untersuchungsrahmen innerhalb des „SmartPowerFlow“-Projektes. Dahingehend liegt der Fokus, wie eingangs beschrieben, auf der Redox-Flow-Technologie. Da der Verbundprojektspartner Younicos seit 2010 bereits eine 1 MW Natrium-Schwefelbatterie (NaS) betreibt, besitzt dieser Erfahrungen mit großen NaS und hat folglich weitreichende Kompetenzen und Verbindungen zu Hersteller_innen und Forschenden. Zu dem Portfolio des Unternehmens gehören außerdem Lithium-Ionen-Hochleistungsbatterien (Li-Ion) und die VRB [10]. Für den Vergleich wurde der ausgereifte und schon vielfach verwendete Blei-Säure-Akkumulator ausgewählt. Dieser weist indes ein vergleichsweise geringes Innovationspotential auf [11], fungiert jedoch aufgrund der breiten Verwendung optimal für eine Gegenüberstellung der unterschiedlichen Systeme.

Zum anderen entspricht diese Auswahl mehreren Expert_innenmeinungen und deren Literaturen [12]. Der Li-Ionen-Technologie und der VRB werden große Potentiale im Bereich Entwicklung und Kostenoptimierung für den Einsatz als Großspeichersystem zugesprochen [13]. Daher werden folgend nur diese vier Technologien in dieser Arbeit weiter betrachtet.

2.2.1 Blei-Säure-Batterien

Der Blei-Säure-Akkumulator ist im Vergleich der elektrochemischen Speichersysteme der mit Abstand weitverbreitetste [14]. Er ist marktreif und seit Jahrzehnten in den Bereichen der Starterbatterien für Fahrzeuge, unterbrechungsfrei Stromversorgungssysteme (USV), Telekommunikation und Inselnetzsystemen zuverlässig im Einsatz. So kam zum Beispiel bereits seit 1986 ein 17 MW / 14 MWh Blei-Säure-Speicher des ehemaligen Berliner Versorgungsunternehmens BEWAG zur Frequenz-Leistungs-Regelung des West-Berliner Inselnetzes zum Einsatz [15]. Der herausstechende Vorzug besteht im Wesentlichen aus dem niedrigen Anschaffungspreis (siehe Tabelle 1) [16]. Zudem kommen eine sehr hohe Recyclingquote, die in Europa nahezu 100 % erreicht, und die vorhandene Erfahrung durch die große Stückzahl [17]. Das Laden von Bleibatterien dauert relativ lange (14 – 16 h) und sie besitzen einen begrenzten Temperaturbereich zwischen -20 bis 45 °C. Tiefenentladungen, Sulfatierungen der Elektrodenoberflächen sowie das Lagern im entladenen Zustand können zu irreversiblen Schäden führen [18]. Außerdem wirkt Blei bereits in geringen Blutkonzentrationen schädigend auf den Menschen.

Tabelle 1: Kennzahlen des Blei-Säure-Akkumulators

Blei-Säure-Speicher			
Wirkungsgrad in ^(c)	70 - 80 %	Kalendarische Lebensdauer ^(a)	5 - 15 Jahre
Selbstentladung ^(a)	3 - 5 % im Monat	Zykluslebensdauer ^(a)	500 - 2.000
Entladungstiefe ^(a)	bis 70 %	Investitionskosten pro Leistung ^(b)	300 - 800 \$/kW
Energiedichte ^(a)	50 - 75 Wh/l	Investitionskosten pro Kapazität ^(b)	150 - 500 \$/kWh
max. Speichergrößen ^(b)	> 10 MW	jährliche Betriebskosten ^(b)	30 \$/kWha

Quelle: Eigene Darstellung nach ^(a) [17], ^(b) [47] und ^(c) [57]

2.2.2 Natrium-Schwefel-Batterien

Die NaS (Tabelle 2) gehört zu den Hochtemperaturbatterien (ca. 290°C bis 360°C) [19]. Die Temperatur kann bei entsprechender Isolierung durch die Reaktionswärme aufrechterhalten werden, muss jedoch bei einem Kaltstart oder einer anderwärtig verursachten Abkühlung durch eine Standheizung bereitgestellt werden.

Diese Batterietypen sind wartungsfrei und die Einsatzstoffe sind kostengünstig, ungiftig und gut verfügbar [20]. Problematisch hingegen sind lange Standzeiten, da thermische Zyklen schädlich für Hochtemperaturbatterien sind [16].

Ende 2012 wurde die erste Großbatterie in Deutschland für den Einsatz von PRL zugelassen. Die in Berlin sitzende Younicos AG hat die Präqualifikation ihrer 1 MW / 6 MWh NaS-Batterie in Kooperation mit dem Energieversorger Vattenfall erfolgreich abgeschlossen und stellt seitdem kommerziell PRL zur Verfügung [21].

Tabelle 2: Kennzahlen des NaS-Speichers

Natrium-Schwefel-Speicher			
Wirkungsgrad in ^(a)	68 - 85 %	Kalendarische Lebensdauer ^(a)	15 - 20 Jahre
Selbstentladung ^(a)	15 % pro Tag	Zykluslebensdauer ^(a)	5.000 - 10.000
Entladungstiefe ^(a)	bis 100 %	Investitionskosten pro Leistung ^(b)	1.000 - 2.000 \$/kW
Energiedichte ^(a)	150 - 250 Wh/l	Investitionskosten pro Kapazität ^(b)	125 - 250 \$/kWh
max. Speichergrößen ^(b)	> 100 MW	jährliche Betriebskosten ^(b)	15 \$/kWa

Quelle: Eigene Darstellung nach ^(a) [17] und ^(b) [47]

2.2.3 Lithium-Ionen-Akkumulator

Aufgrund der hohen Energiedichte (Tabelle 3) und des geringen Platzbedarfs, konnten sich Lithium-Ionen-Akkumulatoren in kürzester Zeit weitgehend durchsetzen und den Markt für mobile Speicheranwendungen anführen.

Neben den hohen Energie- und Leistungsdichten zählen die hohen Zyklenwirkungsgrade und –lebensdauern zu den Vorteilen dieser Technologie. Hinzu kommt die Fähigkeit des Kaltstarts sowie die Verwendung von nicht toxischen Stoffen. Auf der Seite der Nachteile dieses Batterietyps sind die hohen Anforderungen an die Sicherheits- und Schutzvorrichtungen, die hohen Herstellungskosten und die auch im Stillstand fortschreitende Degradation der Zellen zu benennen [22].

Die Younicos AG arbeitet mit dem VNB WEMAG AG zusammen. Gemeinsam ist der europaweit erste kommerzielle Batteriespeicher geplant worden, der seit September 2013 gebaut und seit 2014 in Betrieb ist. Es wurden 5 MW mit 5 MWh per Lithium-Ionen-Technologie realisiert [23]. Dieses Batteriekraftwerk soll sich am PRL-Markt beweisen, und das erstmals ohne weitere Besicherung durch konventionelle Kraftwerke [24].

Tabelle 3: Kennzahlen der Li-Ionen-Speicher

Lithium-Ionen-Speicher			
Wirkungsgrad in ^(a)	80 - 95 %	Kalendarische Lebensdauer ^(a)	5 - 20 Jahre
Selbstentladung ^(a)	3 - 5 % im Monat	Zykluslebensdauer ^(a)	1.000 - 5.000
Entladungstiefe ^(a)	bis 100 %	Investitionskosten pro Leistung ^(b)	400 - 1.200 \$/kW
Energiedichte ^(a)	200 - 350 Wh/l	Investitionskosten pro Kapazität ^(b)	500 - 1.500 \$/kWh
max. Speichergrößen ^(b)	≤ 10 MW	jährliche Betriebskosten ^(b)	20 \$/kWa

Quelle: Eigene Darstellung nach ^(a) [17] und ^(b) [47]

2.2.4 Redox-Flow-Batterien

Die Besonderheit der 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 (\triangleq

Kapazität) der Batterie bestimmt [18]. 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 [17]. 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 [16]. In der nachstehenden Tabelle 4 sind die aktuellen technischen Daten der VRB aufgeführt.

Tabelle 4: Kennzahlen der VRB-Technologie

Vanadium-Redox-Flow-Speicher			
Wirkungsgrad in ^(a)	70 - 85 %	Kalendarische Lebensdauer ^(a)	10 - 20 Jahre
Selbstentladung ^(a)	< 1 %	Zykluslebensdauer ^(a)	> 10.000
Entladungstiefe ^(a)	bis 100 %	Investitionskosten pro Leistung ^(b)	1.200 - 2.000 \$/kW
Energiedichte ^(a)	20 - 70 Wh/l	Investitionskosten pro Kapazität ^(b)	350 - 800 \$/kWh
max. Speichergrößen ^(b)	25 kW -10 MW	jährliche Betriebskosten ^(b)	30 \$/kWh

Quelle: Eigene Darstellung nach ^(a) [17] und ^(b) [47]

In Japan, Australien, Großbritannien und den USA existieren Großanlagen mit bis zu 15 MW Leistung und 120 MWh Speicherkapazität [18]. Für den „Tomamae Wind Villa“ - Windpark in Japan wurde von 2005 bis 2008 eine 6 MW / 6 MWh Versuchsanlage für die Stabilisierung der gewonnenen Windenergie aufgebaut und untersucht [25].

2.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von Großbatterien am Regelenergiemarkt

In diesem Kapitel werden die für den Einsatz von Großspeichern relevanten Gesetzgebungen und Richtlinien beleuchtet. Dabei wird insbesondere auf die Rechte und Pflichten der Speicherbetreibenden eingegangen und die Besonderheiten bei der Bereitstellung von Speicherenergie für RL erläutert. Die Zusammenhänge zwischen den Gesetzen und Bestimmungen, welche die Speicherbetreibenden oder –investierenden betreffen, sind in Abbildung 1 dargestellt.

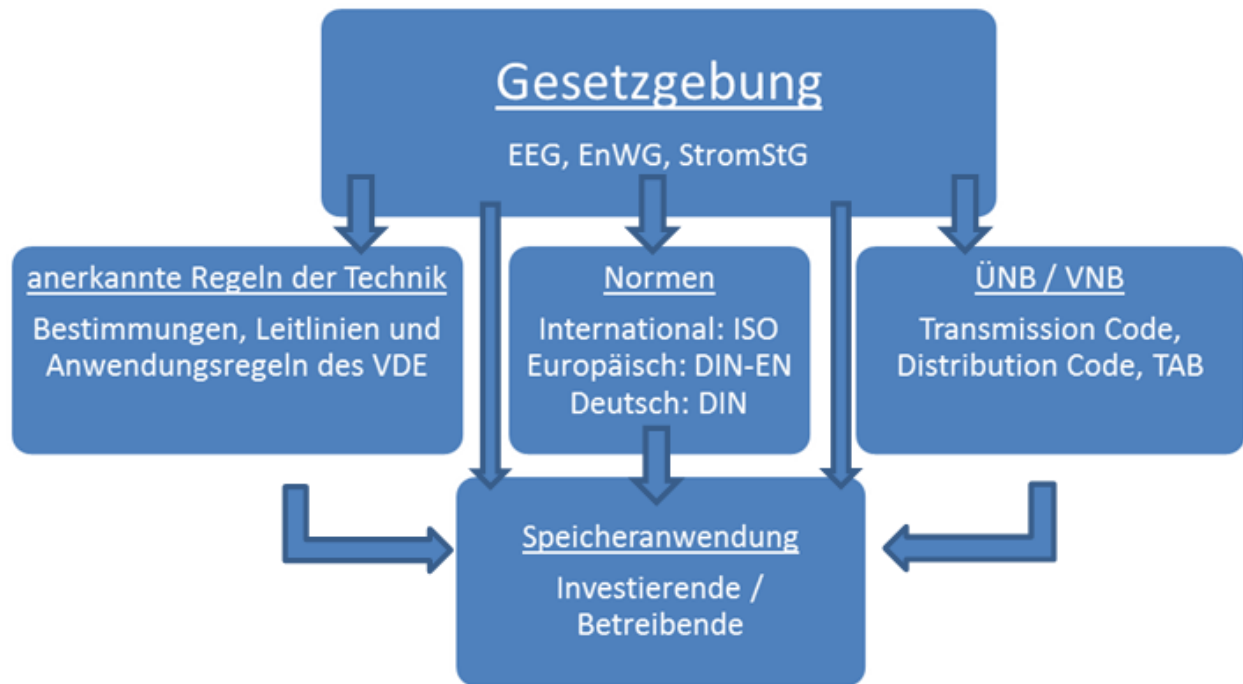


Abbildung 1: Übersicht der Gesetze und Bestimmungen für Speichieranwendungen

Das **EnWG** definiert die Regulierungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie. Zweck des Gesetzes ist die Sicherstellung der Versorgung zu möglichst preisgünstigen, verbraucher_innenfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Bedingungen [26]. Das EnWG ist im Bundesgesetzblatt verankert. Demnach sind die ÜNB „...verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ [26] So sind sie verantwortlich für die Leistungsgleichgewichte in Ihrer RZ [26] und müssen die bundesweit benötigte RL beschaffen [27]. Daher sind die ÜNB berechtigt, sämtliche Stromeinspeisungen, -transporte und -abnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze anzupassen oder eine Anpassung zu verlangen [26]. Im EnWG wird weiterhin festgelegt, dass Betreiber_innen von Speicheranlagen mit einer Nennleistung von ≥ 10 MW verpflichtet sind, Wirk- und Blindleistungen entsprechend den Erfordernissen des aktuellen Netzzustandes nach Absprache mit dem zuständigen ÜNB zu liefern und Stilllegungen rechtzeitig anzukündigen [26]. Hinzu kommen die Monitoring-Pflichten für Speicheranlagen dieser Größe nach § 35 Absatz 1 EnWG. Die Anforderungen für Netzbetreibende bezüglich des Netzanschlusses von Großbatterien sind allgemein nach § 17 EnWG und im Speziellen nach § 19 EnWG vorgegeben. Demnach sind Netzbetreibende verpflichtet, Speicher unter angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen. Zusätzlich müssen sie ihre technischen Netzanschlussvorschriften in Bezug auf die Auslegung und Betrieb von Speicheranlagen publizieren. In den festgehaltenen Übergangsregelungen von EnWG § 118 wird im Absatz 6 festgehalten, dass Speicheranlagen, welche nach dem 31.12.2008 errichtet und ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren von den Entgelten für den Netzzugang befreit werden [26].

Neben den technischen Anforderungen sind weiterhin Entflechtungsvorschriften im EnWG §§ 6-10e verankert. Die Zielsetzung dieses Abschnittes des EnWG ist die Gewährleistung von Transparenz sowie die diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebes, da das Energieversorgungsnetz ein natürliches Monopol darstellt und so unerlaubte Bevorzugungen bestimmter Unternehmen möglich wären. Demnach werden Quersubventionen zwischen Netzbetreibern und Erzeugenden unterbunden.

Die Entflechtungsvorgaben des EnWG treffen allerdings keine konkreten Aussagen zum Betrieb von Speichern am Stromnetz, dementsprechend ist die Rechtslage diesbezüglich unklar [16]. Aber im Falle von Netzbetreibern, die zusätzlich auch Speicherbetreiber wären und gleichzeitig RL bereitstellen wollen würden, würde dies automatisch zu einem Gesetzeskonflikt führen. Durch die Teilnahme am Markt könnte es zu Wettbewerbsverzerrungen und damit zu Benachteiligungen anderer Unternehmen kommen. Da RL-Beschaffende und Netzbetreiber in diesem Beispiel im gleichen Unternehmen tätig wären, würde das nach der Vorgabe des EnWG § 22 bezüglich der transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung von RL (siehe Kapitel 2.4) eine Entflechtungsverletzung ergeben. Andererseits wäre eine ausschließliche Speichernutzung für die Bereitstellung von Blindleistung oder Schwarzstartfähigkeiten durch Netzbetreiber weniger gefährdet die Entflechtungsvorschriften zu verletzen, da diese Leistungen nicht zwingend über einen Markt beschafft werden müssen. Somit wird ersichtlich, dass der Blickwinkel der Entflechtungsprüfung ausschlaggebend und von Fall zu Fall zu unterscheiden ist. Konkrete Gesetzgebungen sind daher unbedingt notwendig, wobei eine Anlehnung an die bereits vorhandenen Entflechtungsvorschriften für Gasspeicher sinnvoll sein könnte. Diese werden explizit von den Speichern elektrischer Energie getrennt betrachtet und in Bezug auf die Betriebsart konkretisiert. So sind Gasspeicher, welche direkt dem Gasversorgungsnetz zugeordnet werden können, d.h. wenn sie ausschließlich dem Netzbetrieb dienlich sind und keine weiteren Tätigkeitsfelder verfolgen, keinen direkten Entflechtungsvorgaben unterworfen. Eine mögliche Entflechtung und Trennung könnte sogar einen versorgungssicheren Netzbetrieb gefährden, da die Speicher für diesen eventuell unabdingbar sind. Darüber hinaus gilt die Entflechtungsvorgabe für Gasspeicher nach EnWG § 6b Abs. 3 zur buchhalterischen Trennung aller Tätigkeiten, welche nicht zum Speicherbetrieb zugeordnet werden können. Demnach sind Vertrieb, Gewinnung und Handel eindeutig abzugrenzen. Die Auslegungen der Details zur operationellen, informatischen, buchhalterischen und rechtlichen Entflechtung von Gasspeichern sind im EnWG §§ 6, 7, 7a, 7b, 8 und 9 nachzulesen und werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

Im **EEG** sind einige Abschnitte und Paragraphen bezüglich der Verwendung von Speicheranlagen für elektrische Energie formuliert. So wird im § 16 Abs. 2 auf den Vergütungsanspruch von gespeichertem Strom aus erneuerbaren Energieanlagen eingegangen. Der zwischengespeicherte Strom gilt daher wie der direkt eingespeiste und muss dementsprechend nach EEG § 18 - 33 vergütet werden. Darüber hinaus entfällt der Anspruch der ÜNB auf Zahlungen der EEG-Umlage für gelieferten oder geleiteten Strom aus Speichern, wenn dieser ausschließlich zur Wiedereinspeisung in das Netz genutzt wird [28].

Infolge der Gesetzgebung haben die ÜNB den **Transmission Code** für das ÜN ausgearbeitet und veröffentlicht. In diesem sind die Netz- und Systemregeln, welche den

wirtschaftlichen und verfahrenstechnischen Grundsatz der Netznutzung auf Grundlage des EnWG, des EEG, der EG-Verordnung 1228/2003² und weiteren Richtlinien bestimmt, für alle Erzeugenden und Verbrauchenden ausgelegt [5]. Der Transmission Code liefert zum Beispiel die Definition der SDL und deren Umsetzungen, wonach sich Speicherbetreibende ebenfalls richten müssen. Analog zu dem Transmission Code wurde der **Distribution Code** für alle Akteur_innen in der VN-Ebene definiert. In diesen Ausführungen findet sich auch die Formulierung des (n-1)-Kriteriums wieder. Dieses beschreibt den Vorgang, dass zu jeder Zeit eines Ausfalls eines elektrischen Betriebsmittels, eines Transformators, einer Leitung oder eines Kraftwerks, es zu keiner Überlastung eines anderen Betriebsmittels oder gar zu einer Unterbrechung der Energieversorgung kommen darf [4]. Daher sind, wie bereits beschrieben, Betreibende von Speichersystemen im öffentlichen Netz und mit einer Nennleistung von ≥ 10 MW nach EnWG an die diesbezüglich zu treffenden Vereinbarungen mit dem zuständigen ÜNB bzw. VNB gebunden.

Das **StromStG** (Stromsteuergesetz) gibt die Regularien für die bundesweite Stromgesetzgebung vor. Die Stromsteuer wird prinzipiell fällig, wenn Letztverbrauchende Strom aus dem Stromnetz entnehmen oder Versorger_innen eine Stromentnahme für den Eigenverbrauch tätigen [29]. Aufgrund der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes vom 17. November 2009 werden Pumpspeicherkraftwerke als Letztverbrauchende definiert, da sie aus dem Netz Strom für den Betrieb entnehmen. Dieser Beschluss wird auf Stromspeicher übertragen. Weil sie Strom zum Zwecke der Speicherung beziehen sind Stromspeicher nach dem Gesetz Letztverbrauchende und somit stromsteuerpflichtig. Alle EE-Erzeugenden sind dagegen grundsätzlich befreit [29]. Laut § 3 beträgt die Steuer für eine Megawattstunde derzeit 20,50 €. Auch an dieser Stelle wird klar, dass sich die rechtlichen Rahmenbedingungen direkt auf die Rentabilität von Speicherkraftwerken auswirken.

Weiterhin werden auf Grundlage der geltenden Gesetze anerkannte Regeln der Technik u.a. vom **VDE** (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik) herausgegeben. Das VDE-Vorschriftenwerk umfasst Bestimmungen (stellen den allgemein anerkannten Stand der Technik dar und sind ein Maßstab für einwandfreies Handeln), Leitlinien (enthalten sicherheitstechnische Festlegungen mit einem erweiterten Spielraum für Eigenverantwortung) und Anwendungsregeln (Festlegungen mit Empfehlungen für spezielle Anwendungsgebiete). So gibt z.B. die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 die technischen Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz vor, welche u.a. die im Niederspannungsnetz maximal zulässige Spannungsänderung von $\Delta u \leq 3 \%$ in jedem Netzanschlusspunkt gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlage festlegt. Aber auch Anforderungen an zulässige Netzzrückwirkungen und die Blindleistungsbereitstellung werden dort aufgeführt. Um sich als Speicherbetreibende an das Verteilungsnetz anschließen zu dürfen, müssen diese Kriterien eingehalten und vom zuständigen VNB überprüft und abgenommen werden.

Hinzu kommen **ISO-** (international), **DIN-EN-** (europäisch) und **DIN-Normen** (deutsch). So werden die Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen durch die Norm DIN EN 50160 definiert. Dort sind beispielsweise die Qualitätskriterien der Netzfrequenz, der

² Verordnung des Europäischen Parlaments vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Netzspannung, Unterbrechungszeiträume und Grenzwerte der Oberschwingungen und Unsymmetrien benannt. So ist festgelegt, dass die Netznennspannung U_n unter normalen Betriebsbedingungen eine Änderung von $\pm 10\%$ nicht überschreiten darf, was auch auf die Einspeisung aus Speicheranlagen zutrifft. [31]

Für den Netzanschluss und den Betrieb von Speichern sind laut dem VDE zugehörigen Forum für Netztechnik und Netzbetriebe insbesondere die Anforderungen der technischen Anschlussbedingungen (TAB) für Niederspannung und Mittelspannung, die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, die BDEW-MS-Richtlinie, die VDN-Richtlinie für Notstromaggregate sowie die ENTSO-E Network Codes relevant [52]. In dem Regelwerk „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ der VDE können die zusammengefassten Anforderungen und konkrete Anschluss- und Betriebskonzepte nachgelesen werden.

Letztendlich gilt es sich als mögliche_r Investor_in mit dem zuständigen ÜNB oder VNB auseinanderzusetzen, denn laut VDE-AR-N 4105 sind für einen Netzanschluss die aktuellen TAB der Netzbetreibenden maßgebend [53]. Allgemein ist die Betriebsart des Speichers entscheidend für die Entflechtungsvorgaben aus dem EnWG. Für alle Beteiligten ist also maßgeblich ausschlaggebend, zu welchem Zweck das Speichersystem verwendet wird: Der Speicherbetrieb durch einen ÜNB zur Bereitstellung von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeiten aus Speicheranlagen läuft beispielsweise im Gegensatz zur Lieferung von RL nicht Gefahr, die Entflechtungsvorschriften zu verletzen. Eine gesetzliche Konkretisierung für die Verwendung von Speicheranlagen für elektrische Energie als solche steht jedoch noch aus. So gibt es weiterführend bisher keine spezifischen Entflechtungsanforderungen an einen eigenständig vermarkteten elektrochemischen Energiespeicher [16].

2.4 Teilnahme von Großbatterien am Regelleistungsmarkt

Dieses Kapitel erläutert anfangs die historische Entwicklung des Regelleistungsmarktes, gefolgt von der Beschreibung der Vorgehensweise und Bestimmung der Akteur_innen zur Beschaffung von RL. Anschließend werden die Präqualifikationsvoraussetzungen geschildert, die Freiheitsgrade für die Erbringung von PRL aufgeführt und die Verdienstmöglichkeiten mit Großbatterien dargelegt. Zuletzt wird der aktuelle Forschungsbedarf aufgezeigt.

Im Zuge der Entwicklung des Netzregelverbundes (NRV) entstand der gemeinsame Regelleistungsmarkt. Dieser entspricht den Vorgaben des Bundeskartellamtes, welches die Umsetzung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Marktes für RL vorgibt. Seit Dezember 2006 wurde bereits der Bedarf an MRL auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB zur Vergabe von RL (www.regelleistung.net) beschafft. Hinzu kamen am 01.12.2007 mit der Einführung des ersten Moduls des NRV die Abwicklungen für die notwendigen PRL und SRL, welche bis dato eigenständig von jedem ÜNB für die eigene RZ organisiert wurden [32].

Beschafft wird die benötigte RL in Form eines öffentlichen Ausschreibungswettbewerbes nach EnWG § 22 durch die ÜNB. Somit ist sichergestellt, dass durch die Teilnahme mehrerer Anbieter_innen eine ausreichende Konkurrenz, aber auch eine ausreichende

Leistungskapazität, vorhanden ist. Es wird davon ausgegangen, dass die Anzahl der Marktteilnehmer_innen mittel- bis langfristig stark zunehmen wird [16].

2.4.1 Präqualifikationsverfahren

Um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, müssen die Anbieter_innen zunächst das Präqualifikationsverfahren erfolgreich abschließen, womit sie die erforderlichen Anforderungen für die Erbringung unterschiedlicher RL nachweisen. Eine Präqualifikation ist jederzeit möglich und Erzeugungseinheiten können sich für mehrere RL gleichzeitig eignen. Für einen kompletten Vorgang sollte mit bis zu zwei Monaten gerechnet werden. Das Verfahren wird RZ-abhängig mit dem zuständigen ÜNB durchgeführt und mit diesem anschließend ein Rahmenvertrag aufgesetzt. Im Folgenden werden die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Präqualifikation am Primärregelleistungsmarkt aufgeführt.

Es ist eine Mindestanlagengröße von ± 1 MW vorgeschrieben, was einem Regelband von 2 MW entspricht. Dabei muss das Regelband geringstenfalls ± 2 % der Nennwirkleistung der Erzeugungseinheit betragen [5]. Für die Überprüfung eines Einsatzes der PRL ist bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz die gleichmäßige, vollständige und automatische Aktivierung über 30 Sekunden und die Abgabedauer von mindestens 15 Minuten verpflichtend (siehe Abbildung 2). Somit ergibt sich ein minimaler Leistungsgradient von 2 MW / min. Zusätzlich muss die Frequenzmessung der erzeugenden Anlage eine Genauigkeit von ± 10 mHz vorweisen können und die Statik³ des Primärreglers vom ÜNB einstellbar sein. Für die Vorhaltung der PRL gilt eine Zeitverfügbarkeit von 100 %, demnach gelten für die aktuellen Angebotszeiträume von 7 Tagen 168 störungsfreie Stunden als Voraussetzung [34]. Das bedeutet, dass die PRL auch während des normalen Lastfolgebetriebes, oder wenn die Erzeugungsanlage z.B. zusätzlich für SRL präqualifiziert ist, ständig verfügbar sein muss.

Ferner sind Anlagen, welche eine Erzeugung von ≥ 100 MW aufweisen, verpflichtet PRL abgeben zu können [5]. Außerdem dürfen sich mehrere und verschiedene Erzeugungseinheiten zusammenschließen, sprich einen „Pool“ bilden, so dass die benötigte PRL aus mehreren Anlagen gleichzeitig bereitgestellt werden kann. Abbildung 2 zeigt beispielhaft ein Musterprotokoll der ÜNB zum Nachweis der Erbringung von positiver PRL. Dieses Verhalten muss die zu präqualifizierende Einheit auch für die negative PRL demonstrieren können.

³ Quotient aus der relativen quasistationären Frequenzabweichung im Netz ($\Delta f/f_N$) und der relativen Leistungsänderung ($\Delta P_G/P_{GN}$) der Maschine unter dem Einfluss des Primärreglers.

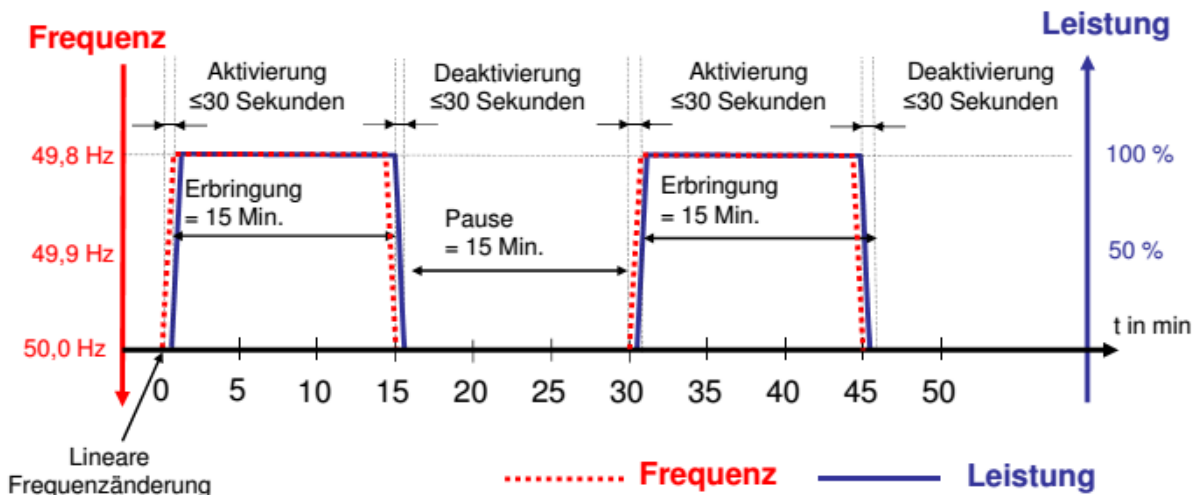


Abbildung 2: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver PRL [55]

Über die bereits genannten Voraussetzungen der Präqualifikation der einzelnen RL hinaus, müssen die Betreibenden dafür Sorge tragen, dass sämtlichen Funktionskontrollen, Nachweispflichten, Bereitschafts- und Ausfallmeldungen ordnungsgemäß dem konkreten Rahmenvertrag zwischen ÜNB und Betreibenden entsprechend nachgekommen wird.

Mit Erfüllung dieser Vorbedingungen sind Betreibende von technischen Einheiten legitimiert am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, Angebote abzugeben und RL bereitzustellen. Alleinstehender Batteriespeicher müssen nach den derzeitigen Präqualifikationsanforderungen sehr hohe Speicherkapazitäten aufweisen um zugelassen zu werden. Dies stellt eine sehr große Hürde für Speichersysteme dar. Daher sind sie heutzutage meist nur innerhalb eines Anlagenpools am Regelleistungsmarkt aktiv [16].

Aufgrund der Einführung des NRV und die damit verbundene Vergrößerung des Marktgebietes, sowie der Möglichkeiten zur Poolbildung und der erfolgten Anpassungen der Ausschreibungsbedingungen stieg die Zahl der Anbietenden [35]. So sind aktuell (Stand Mai 2014) 20 PRL-Anbietende (2010: 14), 25 SRL-Anbietende (2010: 15) und 38 MRL-Anbietende (2010: 35) verzeichnet [54].

Erstmals wurde offiziell durch die deutschen ÜNB auf die möglichen Freiheitsgrade zur Erbringung von PRL durch Speichersysteme eingegangen und publiziert. In dem Leitfaden für Anbietende von PRL vom 03.04.2014 werden die Eckpunkte anhand des Beispiels einer Batterie aufgezeigt und definiert. Dabei bilden die bestehenden Anforderungen und Regularien, wie z.B. der Transmission Code, das ENTSO-E Operation Handbook und die Beschlüsse der BNA, den technischen Rahmen [36]. Ein aktives Batterielademanagement ist aufgrund der begrenzten Ladekapazitäten von Speichersystemen Vorbedingung für die Bereitstellung von PRL. Die angegebenen Freiheitsgrade beschreiben dafür die Möglichkeiten, die elektrochemischen Energiespeicher während der PRL-Erbringung je nach Bedarf zu laden oder zu entladen bzw. die PRL-Lieferung durch Dritte gewährleisten zu können. So beschreibt z.B. die Optionale Übererfüllung die Zulässigkeit, die geforderte PRL um ein Fünftel mehr zu Erbringen. Diese 20 % können demnach zum Laden (negative PRL-Bereitstellung) bzw. zum Entladen (positive PRL-Bereitstellung) der Batterie benutzt werden [36]. Ein weiteres Mittel zum Be- oder Entladen der Batterie zeigt das Abbildung 3. Soweit

ein systemkonformes Verhalten sichergestellt ist, kann das von den ÜNB vorgegebene Totband von ± 10 mHz für das Batterielademanagement benutzt werden um innerhalb dessen Energie zu beziehen oder abzugeben. Das Totband wird in dem Rahmenvertrag zwischen ÜNB und PRL-Anbietenden zur Erbringung von PRL definiert. Dieser schreibt im § 7 vor, dass innerhalb des Bereiches Δf von ± 10 mHz keine PRL bereitgestellt werden darf [55]. Diese Regelung wurde getroffen, um ein ständiges PRL-Regeln zu vermeiden. Zusätzlich werden diese Frequenzschwankungen als ungefährlich für Betriebsmittel eingestuft. Ausgangspunkt um dieser Bedingung nachkommen zu können ist eine ausreichend genaue Frequenzmessung.

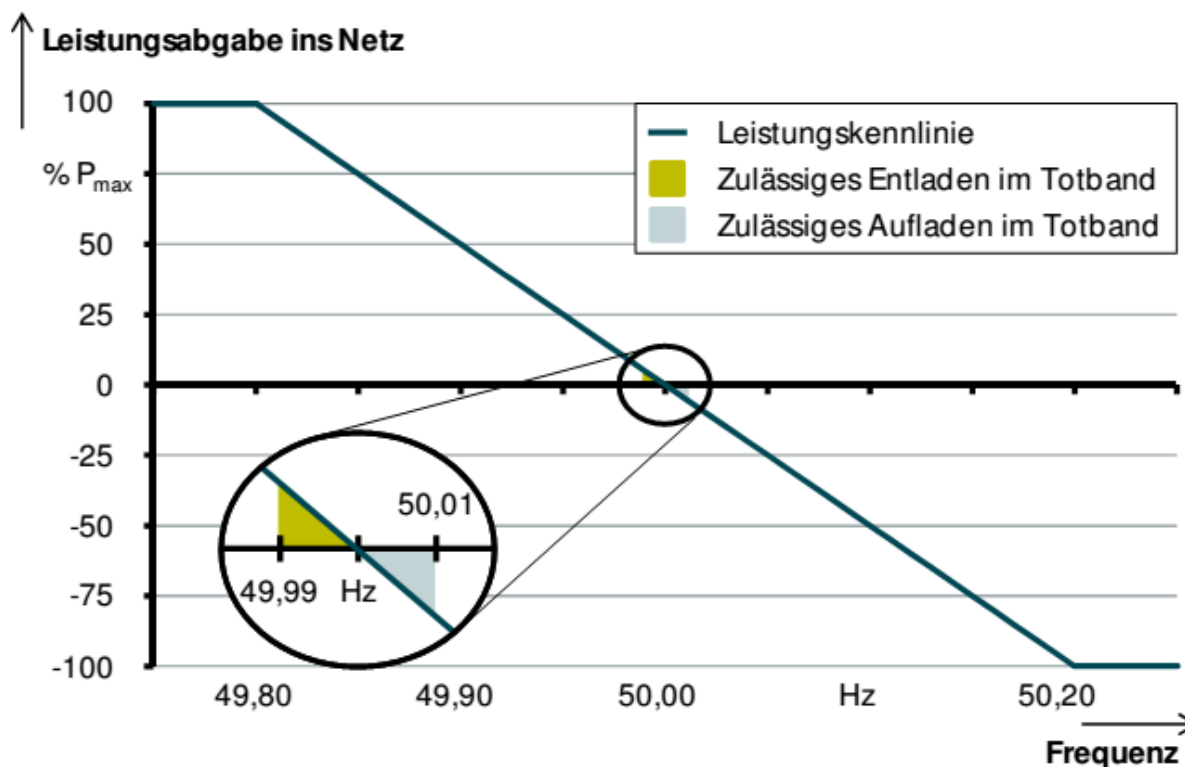


Abbildung 3: Totband und erlaubte Arbeitsbereiche [36]

Darüber hinaus darf durch den Zukauf von Energie an der Börse oder per OTC-Geschäfte⁴ der Ladezustand des Speichersystems optimiert werden. Außerdem ist es zulässig, die PRL-Erbringung aus Speicherkraftwerken durch Dritte zu besichern. Angesichts dieser technischen Freiheitsgrade sind Energiespeicher befähigt, am Markt für PRL teilzunehmen, ohne große Energiemengen vorhalten zu müssen.

2.4.2 Verdienstmöglichkeiten mit Großbatterien

Es gibt viele theoretische Geschäftsmodelle für Energiespeicher: Bereitstellung von Kurzschlussströmen, Spannungshaltung, Versorgungsqualitätssicherung, Inselbetrieb, Bereitstellung von Spitzenlast oder die dynamische Netzstützung, um nur einige zu nennen [38]. Sie alle dienen einem sicheren Netzbetrieb, nicht jedoch dem gezielten monetären Gewinn durch den Speicherbetrieb an sich.

⁴ OTC: Over-the-counter. Beschreibt den außerbörslichen Handel.

Eine Variante der rentablen Betreuung eines großen Energiespeichers ist die Speicherung von preisgünstigem Strom, eingekauft an der Börse, und der Entladung dieser Energie zu Zeiten mit hoher Last und entsprechend hohen Strompreisen. Hierbei ist der Gewinn die Differenz aus Einkaufs- und Verkaufspreis des Stroms. Großbatterien stehen jedoch aktuell in wirtschaftlicher Konkurrenz mit Pumpspeicher- und Kohlekraftwerken sowie GuD-Anlagen, die mit geringeren Investitionskosten die Spitzenlasten bedienen und damit von den höheren Strompreisen profitieren können [18].

Eine andere Möglichkeit ist die Bereitstellung von RL. Dabei sind die Voraussetzungen, wie in Abbildung 4 verdeutlicht, für Batterien optimal. Während konventionelle Kraftwerke nur bis maximal 40 % ihrer Nennleistung zur RL-Erbringung nutzen können, besteht das nutzbare Regelleistungsband von Batterien aufgrund der Be- und Entladungsmöglichkeit aus der doppelten Nennleistung. Darüber hinaus belasten die kleinen RL-Bänder konventioneller Erzeugungsanlagen die Stromnetze mit ihren Must-Run-Leistungen⁵ und erschweren damit die Einspeisungen von EE [39]. Diese wären durch den großflächigen Einsatz von Speichersystemen für Systemdienstleistungen nicht mehr nötig.

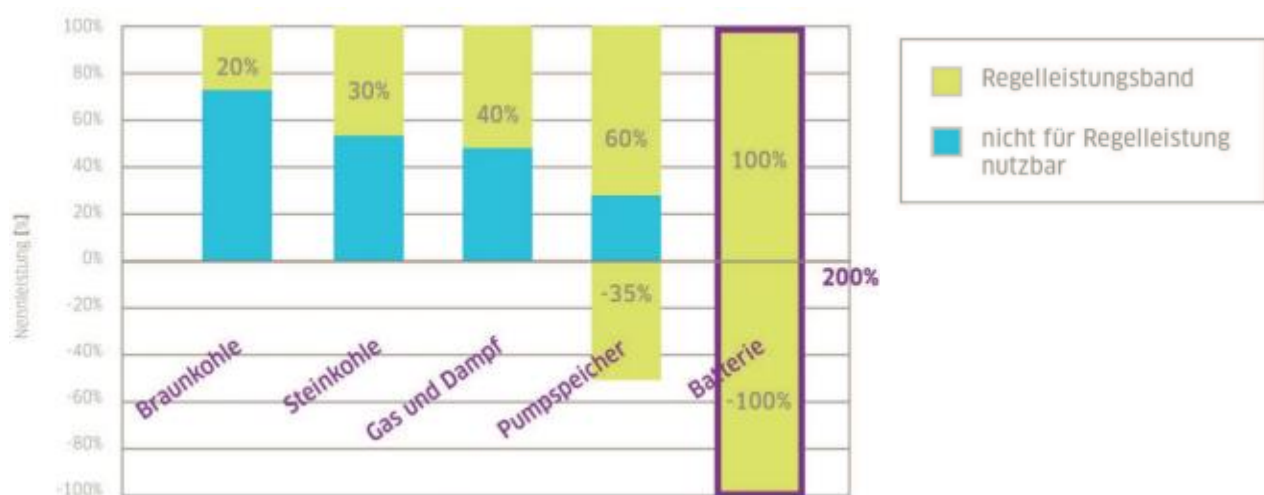


Abbildung 4: RL-Bänder verschiedener Kraftwerkstypen (PRL+SRL) [39]

Die Zuschläge für die RL-Bereitstellung werden nach den angebotenen Leistungspreisen der Anbietenden verteilt. Wer für die PRL-Bereitstellung den Zuschlag erhält, bekommt das Produkt aus angebotener Leistung (in MW) und dem dazugehörigen, angebotenen Leistungspreis (€ / MW) vergütet. Im Gegensatz zur PRL gilt für die SRL und MRL eine Abrufreihfolge nach dem zusätzlich angebotenen Arbeitspreis. Doch aufgrund der hohen Gewinne liegt das derzeit größte Potential für das gewinnbringende Betreiben eines Speichers im Regelleistungsmarkt bei der Zurverfügungstellung von PRL.

⁵ Benötigte Mindestleistungen für einen sicheren Netzbetrieb, welche z.Z. meist durch konventionelle Erzeugungsanlagen erbracht werden. Das hat zur Folge, dass die Must-Run-Kraftwerke neben den notwendigen Systemdienstleistungen auch einen erheblich großen Anteil von Wirkleistung in das Netz einspeisen. Das wiederum verringert die Möglichkeit der EE-Anlagen Energie in das Stromnetz ein-zuspeisen, wodurch der Ausbau der EE beeinträchtigt wird.

Das Anbieten von PRL durch Batteriespeicher kommt schon heute erfolgreich zur Anwendung und wird in Zukunft voraussichtlich weiter an Bedeutung gewinnen [40]. Nach der aktuellen Studie „Systemdienstleistungen 2030“, welche durch die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) in Auftrag gegeben wurde, kann der Bedarf an PRL durch konventionelle, thermische Kraftwerke im Jahr 2033 nicht vollständig gedeckt werden. Die Bereitstellung der fehlenden PRL durch Batteriespeicher wird in diesem Zusammenhang als am wirtschaftlichsten bezeichnet [40]. Diese Aussage unterstreicht die zunehmende Relevanz von Großbatterien im Regelleistungsmarkt.

Für andere SDL, wie die Spannungshaltung oder die Erbringung von Blindleistung, gibt es derzeit keinen eigenen Markt, daher werden diese Leistungen nicht vergütet [16]. Für den Speicherbetreibenden oder -investierenden ergibt sich daraus, dass momentan der Einsatz von Großbatterien nur am Regelenenergiemarkt profitabel stattfinden kann. Dieser ist auch der einzige Markt, welcher nach den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen des EnWG vorgegeben und geregelt ist [26].

In einem Interview mit dem Chefredakteur der Plattform 'Energie und Technik'⁶ überschlägt Prof. Dirk Uwe Sauer⁷ die Vermarktung von großen Batterien am PRL-Markt. Nach seiner Einschätzung könnte eine Batteriespeicheranlage mit einer Investitionssumme von 800.000 € / MW unter den Voraussetzungen, dass die mittlere wöchentliche PRL-Vergütung von 2500 € / MW beständig bleibt, dass der Speicherbetreibende 50 Wochen im Jahr den Zuschlag erhält, dass das Speichersystem eine Lebensdauer von 20 Jahren aufweist und ein 6 prozentiger Kapitalzins gegeben ist, innerhalb von 10 Jahren abgeschrieben sein [41].

Doch der Bedarf an PRL ist begrenzt und damit auch die Verdienstmöglichkeiten. Die ENTSO-E schreibt die Menge der durch die ÜNB zu beschaffende PRL in Deutschland vor [3]. Das Abbildung 5 beschreibt die Entwicklung des PRL-Bedarfs in Deutschland der letzten sieben Jahre.



Abbildung 5: PRL-Bedarf in Deutschland [37]

⁶ <http://www.energie-und-technik.de>

⁷ Professor an der RWTH Aachen für elektrochemische Energiewandlung und Speichersystematik

Zu erkennen ist, dass die Nachfrage bis Anfang 2013 kontinuierlich gesunken ist. Von ehemals 664 MW im Januar 2008 sind es sechs Jahre später nur noch 551 MW PRL-Bedarf in Deutschland. Die Einbrüche Anfang 2010 und 2012 sind mit den Veränderungen im Netzverbund zu erklären. Zu Beginn des Jahres 2010 wurde der NRV mit allen deutschen ÜNB eingeführt. Seit dem Jahre 2012 nimmt der Schweizer ÜNB „Swissgrid“ an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung teil [42]. Diese Zusammenschlüsse minimieren den PRL-Bedarf, da Ausgleichsenergien gemeinsam beschafft und effizienter eingesetzt werden können. Seit Januar 2014 ist ein leichter Anstieg des PRL-Bedarfs zu verzeichnen.

Doch wie wird sich die PRL-Nachfrage entwickeln? Die Ergebnisse der Marktsimulation und der Analyse des Dimensionierungsverfahrens innerhalb der Studie „Systemdienstleistungen 2030“ ergeben, dass es zu keiner signifikanten Bedarfsänderungen an PRL bis 2033 kommen wird [40]. Daher wird in dieser Studie für die Simulationen bis zum Jahr 2033 der PRL-Bedarf von 2012 verwendet. Diese Annahme wird durch die von dem DGWV⁸ geförderten Publikation „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“ bestätigt. Die im März 2014 herausgegebene Studie besagt, dass sogar bis 2050 der PRL-Bedarf konstant bleiben wird. Die Begründung wird durch die Tatsache angegeben, dass sich die PRL-Bedarfsermittlung „... an dem Ausfall der zwei größten Blöcke im europaweiten Verbundnetz orientiert und hier keine fundamentale Änderung zu erwarten ist“ [43].

Da sich der Erlös der PRL-Bereitstellung aus dem Produkt der vorgehaltenen Leistung und des dazugehörigen Leistungspreises ergibt, muss weiterhin die vergangene und zukünftige Entwicklung des Leistungspreises untersucht und beurteilt werden. Der Leistungspreis für die Bereitstellung von PRL durch konventionelle Kraftwerke wird aus den dadurch entstehenden Grenzkosten bestimmt. Um PRL jederzeit bereitstellen zu können, wird die Anlage anstatt bei 100 % nur z.B. mit 98 % der Nennleistung und somit gedrosselt gefahren. Die sich aus der 2 % Differenz ergebenden Einnahmeverluste müssen die Kraftwerksbetreibenden über die Vergütung der PRL-Bereitstellung wieder einnehmen. Der sich daraus ergebende Leistungspreis dient auch für die Speicherbetreibenden als Orientierung.⁹ Es gilt diesen zu beobachten und Erfahrungen zu sammeln, um so mit dem Leistungspreis für die Beschaffung von PRL aus Speichern innerhalb der Preisspanne zu liegen und damit bei der wöchentlichen Vergabe durch die ÜNB einen Zuschlag zu erhalten.

Die angebotenen Leistungspreise unterstehen großen Schwankungen. Dies kann auf die stetig wachsende Zahl der Teilnehmenden am Regelenergiemarkt, sowie die sinkende Nachfrage (siehe oben) zurückgeführt werden [16]. Weiterführend wird in dem Paper „Roadmap Speicher“, ausgearbeitet unter der Leitung von Dr. Pape vom Fraunhofer IWES, ausgeführt, dass große Unsicherheiten für die Regelreservemärkte aufgrund der „...zunehmende[n] europäische[n] Harmonisierung und überregionale[n] Kopplung[en]...“ [44] bestehen. Obwohl in dieser Veröffentlichung Batteriespeichern durchaus Potentiale für den PRL-Markt zugeschrieben werden, wird der Markt an sich tendenziell negativ bewertet

⁸ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

⁹ Interview mit Expert_innen der Younicos AG, 16.05.2014

[44]. Demgegenüber stehen die Ergebnisse der Studie „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“. Hiernach wären gegenüber dem durchschnittlichen Leistungspreis aus dem Jahre 2013 von 2956 € [37] eine Preissteigerung von rund 20 % bis zum Jahre 2033 und darüber hinaus bis zum Jahre 2050 bis zu 60 % möglich. Die Einschätzung eines Mitglieds der Forschungsgruppe Stromerzeugung und Energiehandel an der RWTH Aachen geht ebenfalls in Richtung Zunahme der PRL-Leistungspreise. Seiner Meinung nach wird „...aufgrund des Rückbaus der thermischen Kraftwerke bei gleichzeitig geringeren Erlösmöglichkeiten über den Spotmarkt...“¹⁰ die Preise für die PRL-Bereitstellung mittelfristig steigen. Denn damit, so schreibt er weiter, „...benötigen die Kraftwerke höhere PRL-Preise, weil sie 2030 in einigen Zeiten lediglich für die Bereitstellung der Reserve in Betrieb sind.“

Die Betrachtungen und Aussagen zeigen, wie schwierig eine Beurteilung der Leistungspreisentwicklung ist [16].

2.4.3 Forschungsbedarf

Heutzutage kommen Großbatteriesysteme im Regelleistungsmarkt bisher kaum kommerziell zum Einsatz. Es gibt viele, mit öffentlichen Geldern unterstützte Forschungsprojekte, welche allerdings aus wirtschaftlicher Perspektive noch nicht autark betrieben werden können. Besonders im Hinblick auf die relativ neue Technologie der Redox-Flow-Batterien sind aktuell keine Erfahrungen bezüglich eines rentablen Einsatzes gegeben. Die Fragen, ob sie jemals wirtschaftlich betrieben werden kann, und wenn ja wann und wie, sind derzeit noch offen und werden in Forschungsprojekten bearbeitet. Auch die c-Rate¹¹ der VRB stellt eine äußerst wichtige Stellschraube dar, welche weiterhin untersucht und optimiert werden muss. Aus den vorgestellten Speichertechnologien sind die Technologien VRB und Blei die einzigen, welche bisher noch nicht aktiv am deutschen Regelleistungsmarkt zur Frequenzhaltung teilgenommen haben.

Die Fertigstellung vieler Projekte und der damit verbundenen Erfahrungserweiterungen wird erwartet, doch Aussagen zu Grenzkosten und der Betrachtung über die Lebensdauer von Speichersystemen am RL-Markt sind derzeit spärlich. Auch die Einnahmen durch die RL-Erbringung unterliegen großen Schwankungen und rufen dadurch planerische Unsicherheiten für mögliche Investor_innen hervor.

Aus diesen Gründen sind Sensitivitätsanalysen ein geeignetes Mittel, um verschiedenste Szenarien untersuchen zu können. Dabei sollten die Variation der Lebensdauer, der Einnahmen und der Investitionskosten, sowie deren Kombinationen untereinander, im Vordergrund stehen. Die Ergebnisse können demnach aufzeigen, unter welchen Bedingungen und Annahmen sich Speichersysteme am PRL-Markt wirtschaftlich beweisen könnten. Denn genau diese Erkenntnisse sind aufgrund mangelnder Langzeitmessungen und -erfahrungen z.Z. nicht gegeben.

¹⁰ E-Mail-Korrespondenz mit Experten der Forschungsgruppe Stromerzeugung und Energiehandel an der RWTH Aachen, am 26.06.2014.

¹¹ Definition für die vorliegende Arbeit: Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität des Speichersystems in 1/h

3 Methodik zur Optimierung

In diesem Kapitel wird die verwendete Methode zur wirtschaftlichen Optimierung der Speichersysteme für den Einsatz am PRL-Markt vorgestellt und erläutert. Anschließend werden die Eingangsparameter für die Simulationen dargestellt. Mit diesen Werten werden mit Hilfe der Life-Cycle-Cost-Methode (LCC) (siehe hierzu [58]) im Kapitel 3.1 drei Szenarien „best case“, „worst case“ und „status quo“ untersucht und bewertet. Dadurch wird das Gesamtspektrum der möglichen Ergebnisse abgedeckt. Im Abschnitt 3.2 werden daraufhin die ermittelten Parameter diskutiert und variiert, was der Durchführung von Sensitivitätsanalysen entspricht. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse im Kapitel 3.3 erläutert.

Das Ziel des Optimierungsmodells ist die Analyse einer möglichen Ausführbarkeit des Speichersystems am PRL-Markt aufgrund einer existierenden Rentabilität. Hierfür wurden sämtliche benötigte Daten in einer umfangreichen Recherche erhoben und beurteilt. Diese beschreiben den Ausgangspunkt der Simulationen. Hinsichtlich des verwendeten Berechnungsverfahrens wurden verschiedene Skripte programmiert und mit dem Programm „MATLAB“ ausgeführt und berechnet. Als Ergebnis werden jeweils die auf das aktuelle Jahr abgezinsten Kapitalwerte herausgegeben, welche dadurch direkt vergleichbar sind.

3.1 Wirtschaftlichkeitsbestimmung von Großbatterien am Primärregelleistungsmarkt anhand der LCC-Methode

In diesem Unterkapitel werden die einzelnen Eingangsparameter für die Batteriekapazitäten sowie sämtliche Einnahme- und Kostenpositionen evaluiert. Im Anschluss werden drei Szenarien „best case“, „worst case“ und „status quo“ mit den aktuellen Randbedingungen aufgezeigt, simuliert und ausgewertet.

3.1.1 Erläuterung der angenommenen Batteriekapazitäten

Mit steigender Anlagengröße steigen die Kosten sowie die Einnahmen, wodurch sich die Dimensionierungen der Leistung und Kapazitäten der Speichersysteme entscheidend auf die Ergebnisse auswirken.

Die Leistung wurde für alle Technologien einheitlich auf 1 MW festgesetzt. Zum einen für den besseren Vergleich der Technologien untereinander. Zum anderen, da explizit der Einsatz zur Bereitstellung von PRL untersucht wird, wofür eine Anlagengröße von mind. 1 MW Voraussetzung für die erfolgreiche Präqualifikation ist (siehe Kapitel 2.4.1).

Doch welche Kapazitäten müssen die einzelnen Speichersysteme aufweisen, um 1 MW Leistung bereitstellen zu können? Für die Bestimmung der c-Raten wurde eine umfangreiche Recherche vorgenommen und Interviews mit Expert_innen geführt. Da für die PRL-Beschaffung lediglich die angebotene Leistung vergütet wird, wurden angesichts dieses Aspekts die Annahmen für die c-Raten so klein wie möglich gewählt. Durch die Minimierung der Kapazität des Speichers können Kosten gespart und der Profit durch die PRL-Bereitstellung maximiert werden [45].

Blei-Akkumulatoren sind relativ frei skalierbar [8]. Strang- und Zellenanzahl bestimmen die Höhe des Stromes und der Spannung und damit die Leistung. In dem Artikel „Wertvolle Energiespeicherung“ von Chartouni et al. wird davon ausgegangen, dass für die PRL-

Bereitstellung eine Entladezeit der maximalen Leistung über 30 bis 60 Minuten ausreicht [45]. Daraufhin wurde zusammen mit einem Experten der Firma Hoppecke¹² eine Auslegung vorgenommen. Das Ergebnis für einen 1 MW Blei-Akkumulator ergab 2,613 MWh. Auf Grundlage dieser Zahlen wurde für die vorliegende Arbeit eine c-Rate von 1 / 3 für den betrachteten Blei-Speicher gewählt.

Die Li-Ionen weisen sehr gute Leistungs-Energie-Verhältnisse auf, können aufgrund einer Vielzahl von möglicher Fertigungsmaterialien flexibel an die jeweiligen Anforderungen angepasst werden und sind zudem bis zu 100 % tiefenentladungsfähig. Demnach kann für die Li-Ion mit einer c-Rate von 1 gerechnet werden, zumal mehrere Systeme bereits dementsprechend ausgelegt werden. Da die VRB frei skalierbar ist wird ebenfalls eine c-Rate von 1 verwendet. NGK ist momentan der einzig relevante Herstellende von NaS-Systemen. Daher wird nach deren Vorgabe die c-Rate 1 / 6 untersucht [46].

3.1.2 Identifikation der Kosten und Einnahmen

Die Angaben zu den leistungs- und energiebezogenen Kosten für Speichersysteme unterliegen großen Schwankungen. Dementsprechend ist es angebracht, mehrere Kostenausagen zu vergleichen. Zu diesem Zweck wurden drei Autor_innen ausgewählt und zuerst auf deren Angaben zu den verschiedenen Kosten untersucht.

Ausgangspunkt ist hierbei die Ausarbeitung „Stromspeicher für die "Energiewende“ - eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten“ von Hendrik Kondziella et al. (2013). In diesem Paper werden erstmals empirisch erhobene Kostenangaben zu Speichersystemen veröffentlicht. Dazu wurde durch das Team um Kondziella u.a. Wissenschaftler_innen, Batterieherstellende und Fachkräfte für Systemlösungen befragt. Hinzu kamen mehrere Interviews und E-Mail-Korrespondenzen, so dass eine aktuelle und repräsentative Datenbank zusammengestellt werden konnte [8]. Die Daten enthalten neben den leistungs- und energiebezogenen Kosten ebenfalls Angaben zu den Betriebs- und Wartungskosten, den Kosten für Ersatzmaßnahmen, sowie den monetären Aufwendungen für die Anlagenperipherie. Die Anlagenperipheriekosten beinhalten dabei sämtliche Kosten, welche unter dem Begriff „Balance of Plant“ zu verstehen sind.¹³ Diese umfassen die Ausgaben für jegliche Steuer- und Messeinrichtungen, den elektrischen Sicherheitsvorkehrungen sowie den Netzanschluss an sich [47].

Für den Vergleich wurden die Kostenangaben von Herrn Prof. Sauer et al. aus der Veröffentlichung „Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom“ hinzugezogen und bewertet [17]. Er führt ausschließlich die Kennzahlen der leistungs- und energiebezogenen Kosten auf. Die Ergebnisse von Komor et al. stammen aus dem Paper „Electricity Storage and Renewables for Island Power“. Neben den spezifischen Stromgestehungskosten der Speichersysteme nennt er auch jährliche Betriebskosten.

¹² Hoppecke Batterien GmbH & Co. KG: Forschung, Entwicklung und Vertrieb von Speichersystemen seit 1927

¹³ E-Mail-Korrespondenz mit Kondziella, H., am 13.06.2014

Die drei Studien bieten sich zum Vergleich an, da sie jeweils alle vier Speichertechnologien beurteilen. Die Ergebnisse der genauen Differenzierung, welche Aufwendungen von den ausgewählten Autor_innen betrachtet werden, sind in der Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Vergleich der Kostenangaben der ausgewählten Autor_innen

	Kondziella et al.	Sauer et al.	Komor et al.
Zeitraum	2012	2012/2013	2012
Datenerhebung	Empirie	Marktanalyse	Marktanalyse
Angaben zu Betriebskosten	ja	nein	Ja
Angaben zu Anlagenperipheriekosten	ja	nein	Nein
Angaben zu Ersatzmaßnahmekosten	ja	nein	Nein
Betrachtung der Kostenentwicklung	nein	ja	Nein

Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurde wie folgt verfahren: Aufgrund der konsistentesten Datenerhebung bildet die Arbeit von Kondziella die Grundlage. Zu den maximalen und minimalen Kostenangaben von Sauer und Komor wurden die Anlagenperipheriekosten von Kondziella addiert. Für die einzelnen Simulationen kamen die Betriebs- und Wartungskosten, ebenfalls von Kondziella, hinzu und wurden den Lebensdauern entsprechend abgezinst. Die Ersatzmaßnahmekosten nach Kondziella wurden nicht weiter verwendet, da diese erst „...nach Erreichen der maximalen Zyklenzahl...“ [8] auftreten. Der Grund hierfür ist, dass die kalendarische Lebensdauer für den PRL-Einsatz der untersuchten Speichertechnologien entscheidend ist. Dies wird in einem Vortrag von H. Barth vom Fraunhofer IWES gezeigt. Hier wird demonstriert, dass weniger als 100 Vollzyklen pro Jahr für die PRL-Beschaffung durch ein Batteriekraftwerk benötigt werden [56]. Deswegen wurden die Ersatzmaßnahmekosten nicht angewendet. Die Kosten von Komor sind entsprechend dem durchschnittlichen Dollarkurs des Jahres 2012 in Euro umgerechnet und zum Zwecke der Übersichtlichkeit gerundet worden [48]. Somit sind die Investitionskosten der drei Autor_innen unmittelbar vergleichbar.

Die gesamten Investitionskosten berechnen sich jeweils nach der Gleichung 3.1 [49]:

$$Inv_{ges} = P_{ges} * (k_p) + C_{ges} * (k_c + k_a). \quad (3.1)$$

Inv_{ges}	gesamten Investitionskosten
P_{ges}	installierte Leistung
k_p	leistungsbezogene Kosten in € / kW
C_{ges}	installierte Kapazität
k_c	kapazitätsbezogene Kosten in € / kWh

k_a Kosten der Anlagenperipherie in € / kWh

Die Ergebnisse der daraus resultierenden Investitionskosten der einzelnen Autor_innen, angegeben in konkreten Zahlen, sind in der Tabelle 6 visualisiert und an die Auslegungen der c-Raten aus dem Kapitel 3.1.1 gebunden. Für die Simulationen im folgenden Kapitel 3.1.3 werden die Kosten nach Kondziella mit Ausnahme der VRB dem „status quo“-Szenario zugeordnet. Die VRB-Investitionskosten nach Kondziella sind die im Vergleich kleinsten, sodass diese dem „best case“ zugewiesen wurden. Ansonsten entsprechen die grün markierten Werte den günstigsten Preisen und werden für die „best case“-Bedingungen verwendet und dementsprechend die rot markierten für das „worst case“-Szenario.

Tabelle 6: Übersicht der konkreten Gesamtsystemkosten der Speichertechnologien

	Blei-Säure	NaS	Li-Ion	VRB
Investitionskosten nach Kondziella in €	960.000	2.140.000	1.165.000	850.000
minimale Investitionskosten nach Sauer in €	660.000	3.090.000	540.000	1.450.000
maximale Investitionskosten nach Sauer in €	1.160.000	4.340.000	1.090.000	2.150.000
minimale Investitionskosten nach Komor in €	785.000	1.885.000	782.000	1.342.000
maximale Investitionskosten nach Komor in €	1.980.000	3.232.000	2.013.000	2.295.000

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Entsorgungskosten bereits in den Investitionskosten enthalten sind. Die Batterien werden von den Herstellenden wieder zurückgenommen und daher treten diese Kosten nicht gesondert auf, sie sind bereits in den Investitionskosten enthalten. Das gleiche trifft auf die Montagekosten zu. Weiterhin wird angenommen, dass mögliche Kosten für Grund und Boden aufgrund der Nutzung eines eigenen Grundstücks entfallen.

Weitere Kosten bzw. Einnahmen entstehen durch die Energie, welche dem Speichersystem für den PRL-Betrieb zu- bzw. abgeführt werden muss. Die benötigte Energie kann per Börsen- oder OTC-Geschäfte dem Speicherkraftwerk aus dem Netz zugeführt oder in das Netz eingespeist werden [36]. Hinsichtlich des Mittelwertes der Netzfrequenz von exakt 50 Hz kann davon ausgegangen werden, dass sich, bei Vernachlässigung der Wirkungsgradverluste des Speichersystems, alle positiven und negativen Energieflüsse ausgleichen. Trotzdem kann es kurzfristig zu Energieüberschüssen oder –mangel kommen, worauf umgehend reagiert werden muss. Die dafür vorgesehenen Optionen sind im Kapitel 2.4.1 beschrieben. Da jedoch der Durchschnittspreis am Intraday-Markt¹⁴ des Jahres 2013 bei 38 € / MWh lag [50], würde das für den ermittelten PRL-SoC-Verlauf der untersuchten Woche mit einem ΔE von $< 0,1$ MWh einen finanziellen Aufwand von rund 3,8 € bedeuten. Demnach sind die Kosten sämtlicher Zu- und Verkäufe von Energien im Vergleich zu anderen Kosten vernachlässigbar und werden dementsprechend nicht weiter betrachtet.

¹⁴ Bietet die Möglichkeit, an der Börse bis zu 45 Minuten vor tatsächlicher Energielieferung Geschäfte tätigen zu können. OTC-Geschäfte können dagegen sogar bis 15 Minuten vor Lieferbeginn abgewickelt werden. Somit kommen beide Optionen für den kurzfristigen Energieausgleich in Frage.

Um einer realistischen Abbildung der Einnahmensituation gerecht zu werden, wurden die exakten durchschnittlichen PRL-Leistungspreise der Jahre 2011 bis 2013 ermittelt. Sie sind den Veröffentlichungen der ÜNB auf deren Internetplattform entnommen [37] und in der Tabelle 7 zusammengetragen. Die Werte des Jahres 2013 wurden gerundet den jeweiligen Szenarien im folgenden Kapitel 3.1.3 zugeordnet. Zusätzlich wird, angelehnt an den Aussagen von Prof. Sauer (siehe Kapitel 2.4.2), von einer Bezuschlagung des PRL-Angebots von 50 Wochen im Jahr ausgegangen.

Den drei Szenarien entsprechend werden der Durchschnitt der minimalen Einnahmen dem „worst case“-Szenario, der Durchschnitt der maximalen Einkünfte dem „best case“-Szenario und der Mittelwert der durchschnittlichen Einnahmen dem „status quo“ zugeordnet. Auf dieser Grundlage können realistische Einnahmen simuliert werden.

Tabelle 7: Durchschnittliche PRL-Preise pro MW und Woche der Jahre 2011 bis 2013 [37]

	Minima	Durchschnitt	Maxima
2011	3.526,73 €	3.680,66 €	4.021,88 €
2012	2.524,02 €	2.757,93 €	3.145,35 €
2013	2.802,71 €	2.956,27 €	3.361,12 €

3.1.3 Simulationsergebnisse für die aktuellen Randbedingungen

In diesem Unterkapitel werden die Simulationsergebnisse der aktuellen Randbedingungen des Jahres 2013 präsentiert. Hierfür wurden für alle Speichertechnologien jeweils drei Szenarien aufgestellt, um die minimalen (best case) und maximalen (worst case) Grenzwerte sowie die aktuelle Situation (status quo) abbilden zu können. Dadurch kann der vollständige Ergebnisbereich der Kapitalwerte der vier Speichersysteme aufgezeigt werden.

Für die Eingangsparameter wurden die bereits validierten Kosten aus der Tabelle 6 verwendet und den drei Szenarien zugeordnet, wobei mit Ausnahme der VRB die grün markierten Werte die billigsten Preise abbilden, die roten Zahlen die höchsten Aufwendungen und die Daten von Kondziella den monetären Status quo. Für die VRB entsprechen die Kondziella-Angaben dem „best case“. Die Angaben der Lebensdauern decken sich mit denen von Herrn Sauer et al. [17] mit Ausnahme der „status quo“-Lebensdauer der Bleibatterie, welcher aufgrund der Aussage von einem Batteriehersteller auf 5 Jahre festgelegt wurde.¹⁵ Hinzu kommt der angenommene Kalkulationszinssatz von 7 %, welcher mit dem aus der Fraunhofer-Publikation „Speicher für die Energiewende“ von Paul Rundel et al. [18] und mit dem von Hendrik Kondziella et al. [8] benutzten übereinstimmt. Dieser wird zusätzlich an die einzelnen Untersuchungen angepasst, wobei die 7 % die aktuellen Voraussetzungen repräsentieren. Die verwendeten Einnahmen entsprechen den exakten durchschnittlichen Leistungspreisen des Jahres 2013. Diese sind in der vorliegenden Arbeit in der Tabelle 7 aufgeführt. Kondziellas Betriebskostenangaben pro Jahr wurden für die Simulationen unverändert übernommen und während der Berechnung wie alle Kosten- und Einnahmepositionen abgezinst.

¹⁵ Interview mit Experten der Firma BAE Batterien GmbH, 07.07.2014

Auf dieser Grundlage wurden folgend die Kapitalwerte und die dazugehörigen Annuitäten aller betrachteten Speichertechnologien simuliert. Ein im Ergebnis positiver Kapitalwert definiert eine rentable Investition. Eine Beispielrechnung für das „best case“-Szenario für die VRB wird am Ende des Kapitels aufgezeigt.

Tabelle 8 zeigt die Simulationsergebnisse für den Blei-Säure-Akkumulator. Für die Annahmen von 15 Jahren Betriebszeit, den maximalen Einnahmen aus dem Jahre 2013 und einem Kalkulationszinssatz von 5 % sowie den geringsten Gesamtsystemkosten von 660k €, ergibt sich ein positiver Kapitalwert. Unter diesen Bedingungen wäre ein Einsatz eines Blei-Akkumulators am PRL-Markt rentabel. Unter den heutigen Bedingungen (status quo) ändert sich das Resultat und wird negativ. Der große Unterschied der Ergebnisse zwischen den günstigsten Voraussetzungen und der aktuellen Situation ist hauptsächlich auf die Verkürzung der Lebensdauer um 10 Jahre zurückzuführen, welche eine drastische Verminderung der Einnahmen nach sich zieht.

Tabelle 8: Simulierte Grenzwerte für einen 1 MW / 3 MWh Blei-Säure-Speicher [8]

	best case	status quo	worst case
Gesamtsystemkosten in €	660.000	960.000	1.980.000
Lebensdauer in a	15	5	5
Einnahmen in € / a	3361*50	2956*50	2803*50
Betriebskosten in € / kW _a ^(a)	16	16	16
Zinssatz in %	5	7	10
Kapitalwerte in €	+918.230	-419.590	-1.509.400
Annuitäten in € / a	+88.464	-102.340	-398.170

Tabelle 9: Simulierte Grenzwerte für ein 1 MW / 6 MWh NaS-Speichersystem [8]

	best case	status quo	worst case
Gesamtsystemkosten in €	1.885.000	2.140.000	4.340.000
Lebensdauer in a	20	15	10
Einnahmen in € / a	3361*50	2956*50	2803*50
Betriebskosten in € / kW _a ^(a)	14	14	14
Zinssatz in %	5	7	10
Kapitalwerte in €	+34.804	-921.360	-3.564.490
Annuitäten in € / a	+2.792	-101.160	-580.170

Die Resultate für die NaS fallen ähnlich aus, wobei für das „best case“-Szenario nur knapp positive Werte errechnet wurden. Der Vorteil der NaS beruht insbesondere auf der maximalen Lebensdauer nach Sauer von 20 Jahren. Doch unter den aktuellen Randbedingungen kann sich ein NaS-Speichersystem am PRL-Markt nicht durchsetzen. Gegenüber dem Blei-Akkumulator sind die Kapitalwert-Ergebnisse der „worst case“-

Simulation für die NaS sogar mehr als um den Faktor 2 negativer. Der Grund ist bei den größten Investitionskosten unter den untersuchten Technologien zu suchen. Die Ergebnisse für die NaS sind in Tabelle 9 dargestellt.

Im Gegensatz zu Blei- und NaS-Speichersystemen sind die Verhältnisse von Energie und Leistung der Li-Ion und der VRB 1, was sich dementsprechend auf deren Gesamtsystemkosten auswirkt, obwohl insbesondere die Technologiepreise der Li-Ion aktuell noch sehr hoch sind. Ein Vergleich der Li-Ion (Tabelle 10) und der VRB (

Tabelle 11) zeigt, dass die Ergebnisse sehr nah beieinander liegen. Beide Technologien weisen unter den angegebenen „best case“-Bedingungen ebenfalls eine lukrative Investition aus. Unter aktuellen Voraussetzungen bestehen sie indessen ebenso wenig wie die NaS- und die Blei-Technologie, obgleich die VRB- und Li-Ionen-Ergebnisse bedeutend näher an dem Grenzkapitalwert von Null Euro liegen. Für die VRB-Resultate ist erwähnenswert, dass der errechneten Kapitalwerte für den Status quo die besten im Vergleich aller untersuchten Speichertechnologien sind. Demnach wäre die VRB das Speichersystem mit den höchsten Potentialen, um unter aktuellen Randbedingungen ein rentables Geschäftsmodell am PRL-Markt darstellen zu können.

Tabelle 10: Simulierte Grenzwerte für einen 1 MW / 1 MWh Li-Ion-Speicher [8]

	best case	status quo	worst case
Gesamtsystemkosten in €	540.000	1.165.000	2.013.000
Lebensdauer in a	20	10	5
Einnahmen in € / a	3361*50	2956*50	2803*50
Betriebskosten in € / kW _a ^(a)	14	14	14
Zinssatz in %	5	7	10
Kapitalwerte in €	+1.092.000	-225.240	-1.534.800
Annuitäten in € / a	+103.080	-32.070	-404.870

Tabelle 11: Simulierte Grenzwerte einer 1 MW / 1 MWh VRB [8]

	best case	status quo	worst case
Gesamtsystemkosten in €	850.000	1.342.000	2.295.000
Lebensdauer in a	20	15	10
Einnahmen in € / a	3361*50	2956*50	2803*50
Betriebskosten in € / kW _a ^(a)	14	14	14
Zinssatz in %	5	7	10
Kapitalwerte in €	+1.069.800	-123.360	-1.519.900
Annuitäten in € / a	+85.844	-13.544	-247.350

Die Ergebnisse lassen für die Technologien VRB und Li-Ion durchaus Tendenzen zu lukrativen Geschäftsmodellen am PRL-Markt erkennen, zumal beiden Vertretern der chemischen Speichersysteme erhebliche Steigerungspotentiale im Bereich der

Kostenentwicklung zugesprochen wird [13]. Folglich sind erste kommerziell ausgelegte Großbatteriekraftwerke mit Li-Ion-Technologie bereits in der Umsetzungsphase (siehe Kapitel 2.2.3). Das steht für die VRB derzeit noch aus, für sie sind bzgl. der RL-Bereitstellung momentan nur Forschungsprojekte zu finden. Doch unter den aktuellen Randbedingungen ist derzeit keins der untersuchten Speichersysteme wirtschaftlich rentabel.

Beispielrechnung für das „best case“-Szenario der VRB (c-Rate 1):

Die Gesamtinvestitionskosten berechnen sich nach der Gleichung 3.1. Die konkreten Werte sind der Ausarbeitung von Kondziella et al. Entnommen [8]:

$$Inv_{ges} = 1000 \text{ kW} * \left(550 \frac{\text{€}}{\text{kW}}\right) + 1000 \text{ kWh} * \left(150 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} + 150 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right) \quad (3.2)$$

$$Inv_{ges} = \underline{850.000 \text{ €}} \quad (3.3)$$

Daraus ergibt sich der folgende Kapitalwert C_0 :

$$C_0 = -Inv_{ges} + \sum_{n=1}^N \frac{Einnahmen_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^N \frac{Betriebskosten_n}{(1+i)^n} \quad (3.4)$$

$$C_0 = -850.000 \text{ €} + \sum_{n=1}^{20} \frac{(3361 * 50) \text{ €}}{(1+0,05)^n} - \sum_{n=1}^{20} \frac{(14 * 1000) \text{ €}}{(1+0,05)^n} \quad (3.5)$$

$$C_0 = \underline{+1.069.803,5 \text{ €}} \quad (3.6)$$

Die Annuität errechnet sich aus der Gleichung 3.2:

$$\dot{A} = C_0 \cdot \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3.7)$$

Damit ergibt sich für die Beispielrechnung die Annuität:

$$\dot{A} = 1.069.803,5 \text{ €} \cdot \frac{0,05 \cdot (1+0,05)^{20}}{(1+0,05)^{20} - 1} \quad (3.8)$$

$$\dot{A} = \underline{85.843,8 \text{ €}} \quad (3.9)$$

3.2 Sensitivitätsanalysen

Alle im Kapitel 3.1 angegebenen Kosten- und Einnahmenpositionen sind in unterschiedlichem Maße mit Unsicherheiten behaftet. Für reale Investitionsanalysen müssen Sensitivitätsbetrachtungen mit einer großen Vielfalt berücksichtigt werden. In diesem Unterkapitel werden zunächst die einzelnen Parameter hinsichtlich ihrer Konsistenz diskutiert und, wenn die Analyse ein Erfordernis sichtbar macht, variiert. Ziel im Allgemeinen ist die Untersuchung, in wie fern sich die verschiedenen Parameter ändern müssen, damit das Gesamtsystem einen positiven Kapitalwert erzeugt.

Alle Ergebnisse der durchgeführten Sensitivitätsanalysen sollen in erster Linie Tendenzen und Abhängigkeiten aufzeigen. Angesichts der Nähe zum Projekt „SmartPowerFlow“ werden im Folgenden nur die Ergebnisse der VRB näher beleuchtet. Die wichtigsten Ergebnisse aller untersuchten Speichertechnologien werden im Kapitel 3.3 zusammengefasst und ausführlich diskutiert.

Untersucht werden die Investitionskosten, da allein die Angaben in den verschiedensten Veröffentlichungen erheblich divergieren. Für die Lebensdauer von eingesetzten Speichersystemen im Regelenergiemarkt gibt es nur sehr wenig Erfahrung. Aus diesem Grund wird die Auswirkung der Lebensdauer auf den Kapitalwert untersucht. Auch die Einnahmen durch die PRL-Bereitstellung werden verändert, um die Abhängigkeit gegenüber der Rentabilität zu verdeutlichen. Zum Schluss wird der Kalkulationszinssatz variiert und überprüft, welchen Einfluss dieser auf die Ergebnisse hat.

Konstant bleiben dagegen jeweils die Betriebskosten nach Kondziella. Diese fallen im Vergleich zu den anderen Kosten sehr gering aus (siehe Tabelle 8 bis Tabelle 11) und werden zusätzlich über die Jahre der Betriebslaufzeit abgezinst. Daher wird diese Kosten-position nicht weiter betrachtet.

3.2.1 Diskussion der verwendeten Investitionskosten

Wie bereits im Kapitel 3.1.2 erläutert, ist die Gegenüberstellung von unterschiedlichen Investitionskosten problematisch. Hinzu kommt die Schwierigkeit der Abschätzung, in welchem Maße Vergünstigungen für die einzelnen Speichertechnologien eintreten werden. Bedingt durch den technologischen Fortschritt und durch etwaige Skaleneffekte aufgrund von Massenproduktion, sind Preisfälle anzunehmen. Herr Sauer geht in seiner Arbeit teilweise von Kostenreduzierungen innerhalb der nächsten 10 Jahre von bis zu 50 % aus [17].

Zudem sind die untersuchten Kostenangaben der Speichersysteme im Kapitel 3.1.2 sehr verschieden. Der Vergleich der konkreten Zahlen aller „best case“-Szenarien zeigt, dass insbesondere die Kosten der Li-Ion und des Blei-Akkumulators nach Sauer sehr gering ausfallen. Auch die Investitionskosten der VRB nach Kondziella sind sehr günstig. Der Grund ist bei den errechneten Preisen zu suchen, welche der Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen der c-Rate und den energie- bzw. leistungsbezogenen Kosten unterliegen. Da reale Preise für die unterschiedlichsten Anlagengrößen nicht zur Verfügung stehen, wurde die Annahme der Linearität getroffen. Diese wirkt sich z.B. ausdrücklich im negativen Sinne auf die NaS-Technologie aus. Durch deren c-Rate von 1 / 6 werden die Gesamtsystemkosten für die NaS sehr hoch. Aus diesen gegebenen Unsicherheiten ist die Durchführung einer Sensitivitätsanalyse angebracht.

Zunächst wurden die Kosten der vier Speichertechnologien in einer Abbildung gegenübergestellt. In Abbildung 6 entsprechen 100 % Investitionskosten den Kostenangaben von Kondziella (Tabelle 6). Darüber hinaus wurden der durchschnittliche Leistungspreis des Jahres 2013 verwendet, ein Kalkulationszinssatz von 7 % sowie die mittleren Lebensdauern nach Sauer und die Betriebskosten nach Kondziella (Tabelle 8 bis Tabelle 11).

Die Ergebnisse zeigen, dass je nachdem um wie viel Prozent die Investitionskosten für das angegebene Spektrum verringert werden, alle untersuchten Speichersysteme unter den getroffenen Annahmen positive Kapitalwerte erzeugen. Die VRB-Kosten nach Kondziella könnten sogar um ca. 40 % erhöht werden und trotzdem würde sich die Investition für einen Einsatz am PRL-Markt lohnen. Li-Ionen-Batteriekraftwerke mit einer Leistung von 1 MW erzielen nach dieser Grafik erst positive Kapitalwerte, wenn die Preise von Kondziella um ein Fünftel sinken. Schlusslichter stellen die NaS und die Blei-Technologie dar. Deren Investitionskosten müssten um rund 45 % reduziert werden, damit sich ein positiver Kapitalwert einstellt.

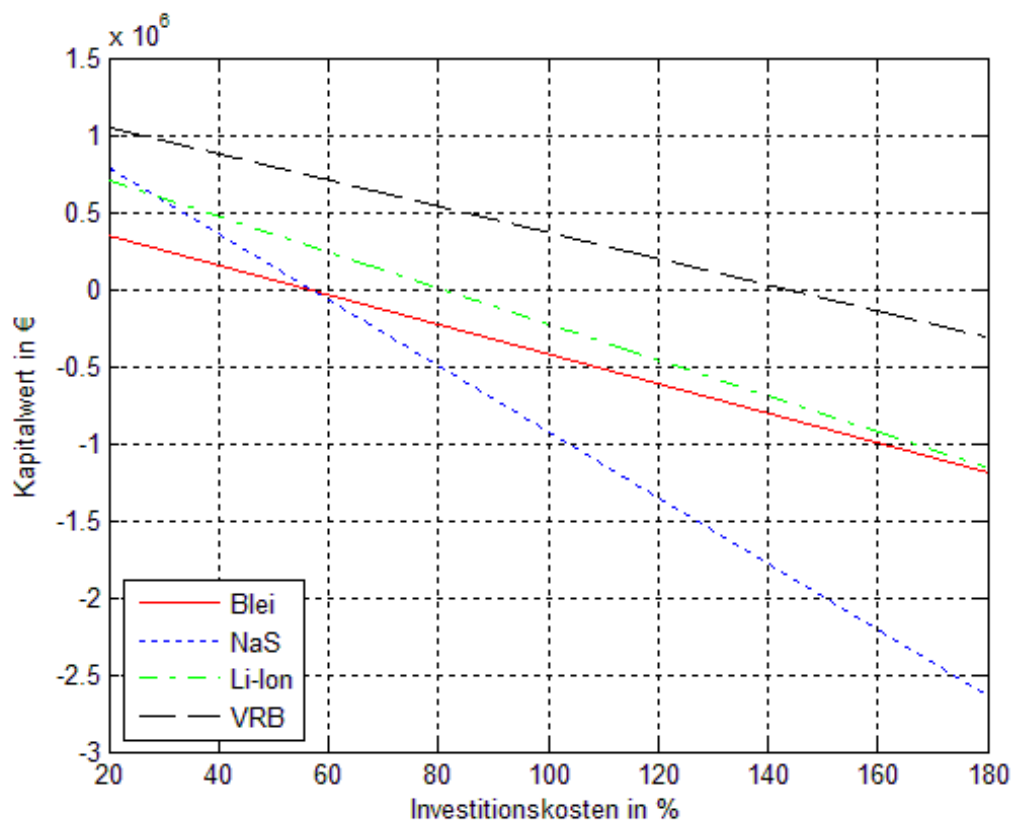


Abbildung 6: Vergleich der Speichertechnologien für die Investitionskostenvariation

Im Zuge der Identifikation der Kosten (Kapitel 3.1.2) wurden die Preise dreier Autor_innen verglichen. Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich auf diese Untersuchung, welche ebenfalls in der Tabelle 6 zusammengefasst wurden. Die jeweiligen Minima (grün) und Maxima (rot) der Investitionskosten von Sauer und Komor wurden den Daten von Kondziella gegenübergestellt. In den folgenden Diagrammen decken sich die entsprechenden 100 % Investitionskosten mit den jeweiligen ermittelten Werten aus der Tabelle 6. Durch die

Darstellung der minimalen und maximalen Ergebnisse wird der komplette Grenzkostenbereich der Speichertechnologien definiert. Die übrigen Parameter (Einnahmen, Lebensdauer, Zinssatz und Betriebskosten) bleiben konstant.

Abbildung 7 führt die Ergebnisse der VRB auf. Interessant ist dabei, dass die Kosten von Kondziella die günstigsten sind, obwohl nur in seiner Veröffentlichung alle tatsächlichen Ausgaben benannt werden und diese zusätzlich empirisch erhoben wurden. Die minimalen Aufwendungen nach Komor sind größer als die von Kondziella und bewirken daher einen später eintreffenden positiven Kapitalwert. Erst bei einer Kostenverminderung um ca. 10 % beschreibt das Resultat eine lukrative Investitionsmöglichkeit. Bei dem Maximum an Investitionskosten nach Komor müssten die Kosten sogar knapp um die Hälfte reduziert werden.

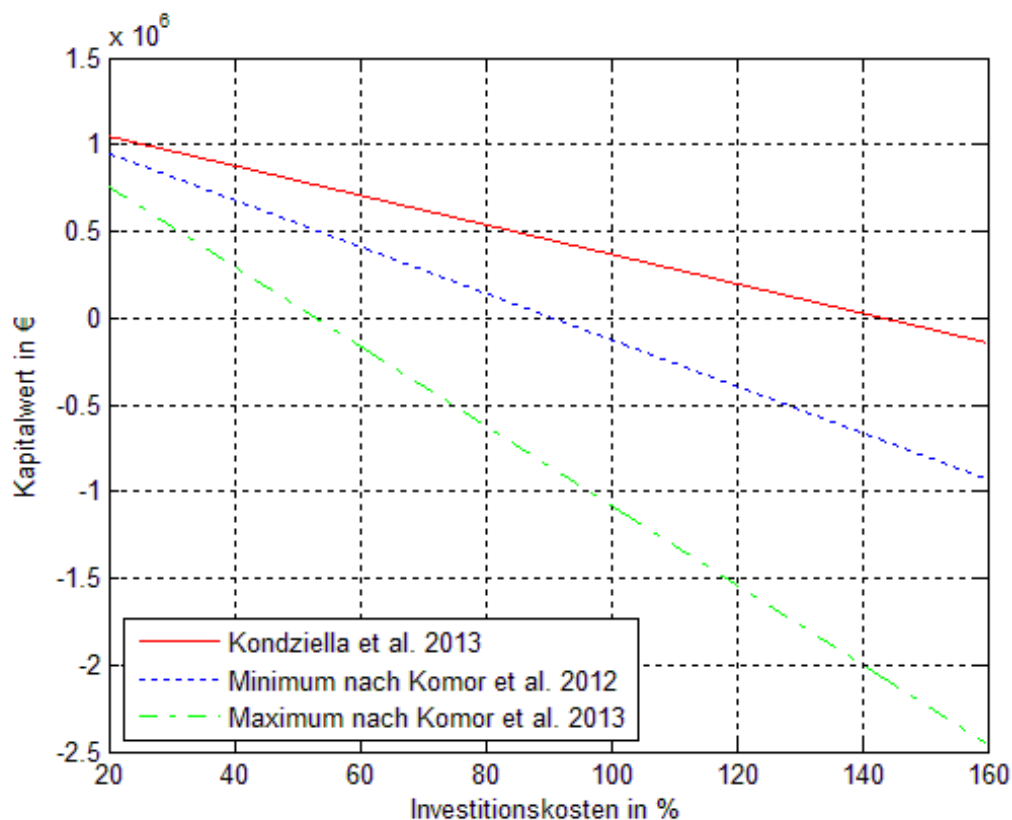


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse der Investitionskosten für die VRB

3.2.2 Erörterung der Lebensdauerangaben

Die Lebensdauer des Speichersystems ist ein ausschlaggebender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen. Er bestimmt, für wie viele Jahre Einnahmen am PRL-Markt erzielt werden können. Diese Angaben werden von den Herstellenden getroffen und unterliegen konkreten Rahmenbedingungen. So wird die kalendarische Lebensdauer unter optimalen Laborbedingungen ermittelt, wozu z.B. eine Umgebungstemperatur von 20°C zählt. In der Praxis abweichende Umstände des Speichereinsatzes, wie z.B. unterschiedliche Betriebsarten oder Umgebungstemperaturen, sowie geringe Abweichungen im Fertigungsprozess, begründen eine Sensitivitätsanalyse der Lebensdauer.

Hinzu kommen stark divergierende Meinungen in puncto Lebensdauer. Die Unsicherheiten bzgl. der Lebensdauer bestehen auch aufgrund nur wenigen bis gar keinen Langzeiterfahrungen von Großbatterien am Regelleistungsmarkt.

Aufgrund dessen muss das Verhalten der Profitabilität bei unterschiedlichen Lebenslängen untersucht werden. Hierfür wurden die Annahmen aus dem vorangehenden Kapitel übernommen mit dem Unterschied, dass anstatt der Investitionskosten die Anzahl der Betriebsjahre verändert werden. Die Kurven im Ergebnis nähern sich einem Grenzwert an, da die Einnahmen ebenfalls dem Kalkulationszins unterliegen.

Das Abbildung 8 zeigt sämtliche Ergebnisse für die vier Speichersysteme für die Kosten nach Kondziella. Die NaS (mittlere Lebensdauer nach Sauer: 15 Jahre) rentiert sich nach den getroffenen Annahmen sogar nach 50 Jahren Betriebsdauer nicht, die Investitionskosten dieser Speichertechnologie sind zu hoch. Dagegen ergeben sich für die VRB (15 Jahre Lebensdauer) bereits nach rund 7 Jahren und für den Blei-Akkumulator (5 Jahre Lebensdauer) nach 9 Jahren positive Kapitalwerte. Auch die Li-Ion (10 Jahre Lebensdauer) beschreibt für die Kondziella-Kostenangaben nach ca. 12 Jahren am PRL-Markt eine lukrative Investition.

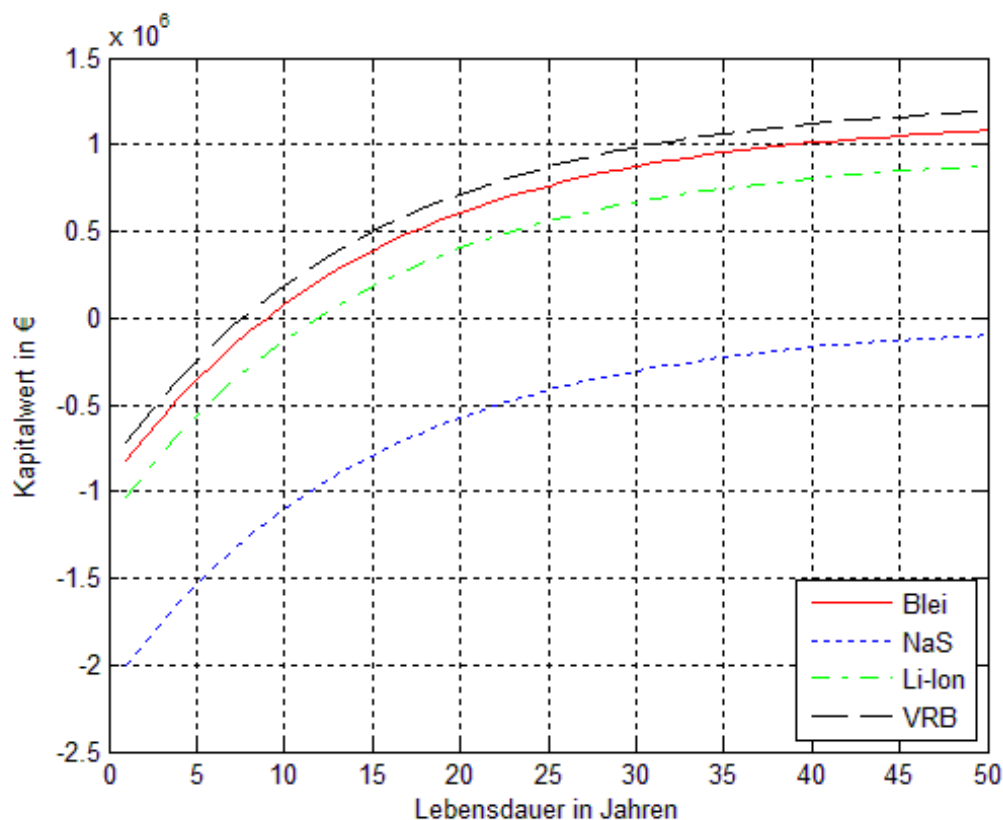


Abbildung 8: Vergleich der Lebensdauervariation für alle Speichertechnologien

Die genauere Betrachtung für die VRB mit Berücksichtigung der Preise nach Komor und Sauer gibt das Abbildung 9 wieder. Es zeigt, dass die maximalen Gesamtsystemkosten nach Komor keine profitable Investition darstellen. Nach 50 Jahren Betriebslaufzeit wird trotzdem kein positiver Kapitalwert generiert. Das Pendant beschreibt in dem Fall die Kosten von Kondziella. Demzufolge wäre unter den Bedingungen der durchschnittlichen Einnahmen des

Jahres 2013 durch die PRL-Bereitstellung, sowie einem Zinssatz von 7 % und den Betriebskosten nach Kondziella für die VRB eine Laufzeit von knapp 7 Jahren ausreichend, um am PRL-Markt bestehen zu können. Für die minimalen Kosten nach Komor wäre eine Laufzeit von 15 Jahren notwendig.

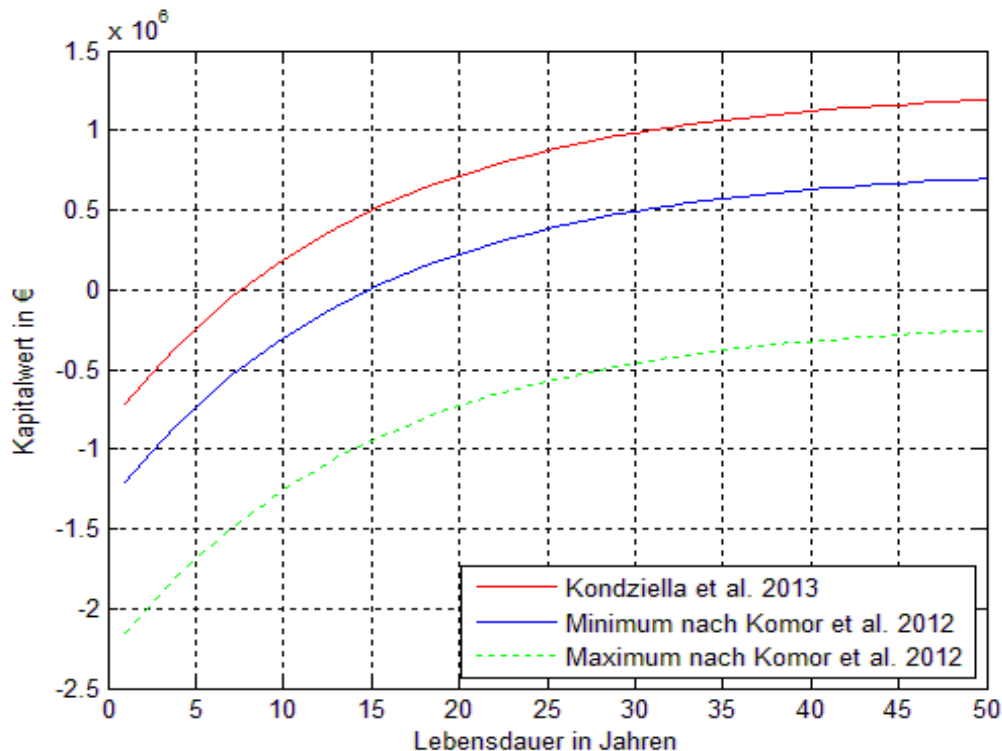


Abbildung 9: Sensitivitätsanalyse der Lebensdauer für die VRB

3.2.3 Untersuchung der PRL-Einnahmen

Im Unterkapitel 2.4.2 sind verschiedenste Prognosen der Einnahmenentwicklung für die RL-Bereitstellung aufgeführt. Dort wird dokumentiert, wie schwierig die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung dieses Marktes ist. Heutzutage ist die Vergütung der RL-Erbringung jedoch der einzige Anreiz für den Einsatz von Großbatterien am Regelleistungsmarkt. Daher ist zu untersuchen, in wie weit sich die Einkünfte gegebenenfalls verändern müssen, damit ein Speichereinsatz am PRL-Markt als lohnend eingestuft werden kann.

Mit Ausnahme der Einnahmen wurden alle Größen (Investitions- und Betriebskosten nach Kondziella, Lebensdauern nach Sauer und der Kalkulationszinssatz von 7 %) konstant gehalten, nur die durchschnittlichen PRL-Bezüge des Jahres 2013 wurden variiert. So kann die Frage beantwortet werden, um wie viel Prozent die Einnahmen des Jahres 2013 steigen müssten, um unter den angenommenen Bedingungen des Status quo einen positiven Kapitalwert zu erzeugen.

Abbildung 10 präsentiert die Ergebnisse dieser Analyse. Der lineare Zusammenhang ist leicht nachzuvollziehen: Umso höher die Einnahmen, desto größer wird der Kapitalwert. Die verschiedenen Steigungen ergeben sich aus den unterschiedlich angenommenen kalendarischen Lebensdauern der Speichersysteme. Da die Gesamtsystemkosten für die VRB nach Kondziella sehr gering sind, könnten sich für diese Technologie die mittleren PRL-

Einnahmen des Jahres 2013 um fast ein Drittel verringern bevor sich ein negativer Kapitalwert einstellt. 1 MW und 1 MWh Li-Ionen-Systeme benötigen dagegen eine Erhöhung der Leistungspreise des Jahres 2013 um ein Fünftel. Batteriekraftwerke mit NaS- und Blei-Technologien sind sogar auf eine Steigerung der Einkünfte um 70 % angewiesen.

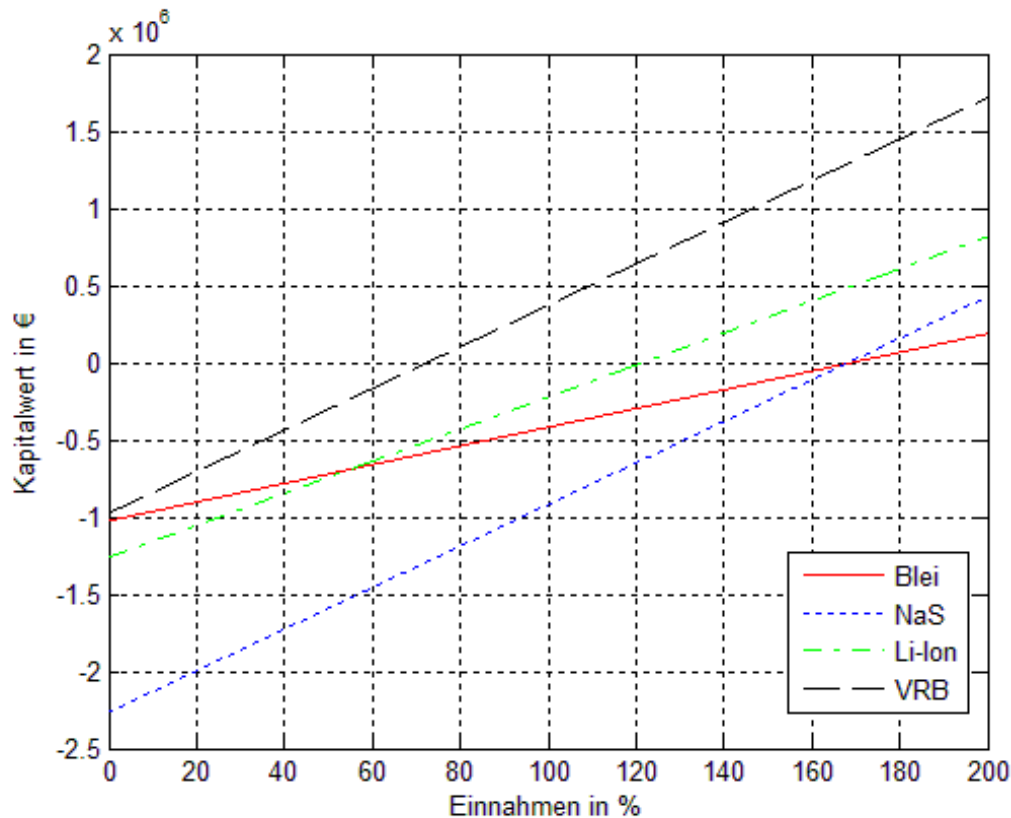


Abbildung 10: Variation der Einnahmen durch die PRL-Bereitstellung

3.2.4 Veranschaulichung der Auswirkungen des Kalkulationszinssatzes

In dieser Arbeit ist der verwendete Kalkulationszinssatz aus anderen wissenschaftlichen Untersuchungen mit dem gleichen Themengebiet entnommen. Daher soll in diesem Unterkapitel aufgezeigt werden, wie sich die Veränderung des Kalkulationszinssatzes auf die Ergebnisse der Kapitalwertmethode auswirkt. Hierfür wird der anfänglich angenommene Zinssatz von 7 % auf einen Bereich von 5 – 10 % aufgefächert und simuliert. Zu diesem Zweck wurden die Investitions- und Betriebskosten nach Kondziella, die Lebensdauern nach Sauer und die mittleren Einnahmen des Jahres 2013 aus der PRL-Bereitstellung konstant gehalten.

Abbildung 11 zeigt das Resultat der Untersuchung. Es verdeutlicht, dass die Abhängigkeit der Kapitalwerte vom Kalkulationszinssatz linear ist und von der angenommenen Lebensdauer abhängt. So ist die Steigung der NaS- und VRB-Graphen (jeweils 15 Jahre Lebensdauer) deutlich höher gegenüber der Li-Ion (10 Jahre Lebensdauer) und dem Blei-Akkumulator (5 Jahre Lebensdauer). Das Differenzenspektrum für die errechneten Kapitalwerte liegt demnach zwischen wenigen Zehntausend Euro für die Blei-Technologie und bis zu ca. 400k € für NaS und VRB. Daher gilt: Umso größer die Betriebszeit eines Speichersystems, desto mehr Einfluss hat der Kalkulationszinssatz auf die Rentabilität.

Außerdem zeigen die Ergebnisse, dass mit dem Erhöhen des Zinssatzes die Wirtschaftlichkeit einer Investition abnimmt. Doch die wichtigste Erkenntnis ist, dass die Variation des Kalkulationszinssatzes im Gegensatz zu den Einnahmen, Lebensdauern und Investitionskosten keinen so starken Einfluss auf die Kapitalwertergebnisse hat. Drei der vier untersuchten Speichertechnologien steigen nach Abbildung 11 nicht über einen Kapitalwert von Null Euro. Dies war bisher bei den vorangehenden Analysen immer der Fall.

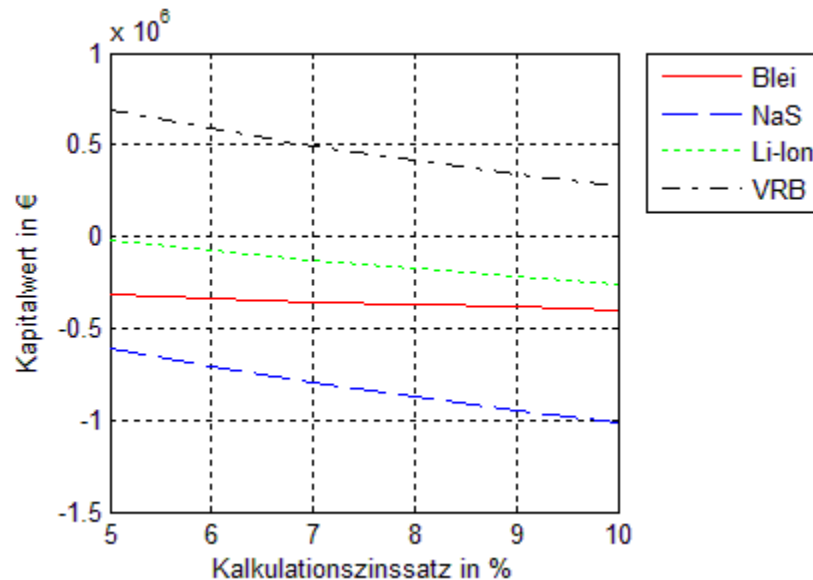


Abbildung 11: Variation des Kalkulationszinssatzes

3.3 Ergebnisdiskussion

Die Simulationen der Kapitalgrenzwerte im Kapitel 3.1.3 ergeben, dass alle Speichertechnologien für das „best case“-Szenario ein profitables Geschäftsmodell am Regelleistungsmarkt darstellen, wodurch gezeigt wird, dass prinzipiell ein wirtschaftlicher Betrieb von Großbatterien am PRL-Markt möglich ist. Des Weiteren schneidet die VRB unter den Voraussetzungen des Status quo am besten ab, jedoch weisen alle Speichersysteme bereits für diese Untersuchung negative Ergebnisse auf.

Weiterhin zeigen die Sensitivitätsanalysen in den anschließenden Kapiteln sehr gute Resultate für die VRB, da deren Kosten nach Kondziella im Vergleich der Technologien die geringsten sind und in Verbindung mit der mittleren Lebensdauerannahme von 15 Jahren nach Sauer eine sehr gute Ausgangslage darstellen.

Allgemein kann die Aussage getroffen werden, dass mit Ausnahme der Zinssatzvariation jede der durchgeführten Sensitivitätsanalysen aus den Kapiteln 3.1 und 3.2 für jede Speichertechnologie innerhalb des untersuchten Spektrums positive Kapitalwerte am PRL-Markt bewirken können. Allein die Veränderung des Zinssatzes führte bei drei Speichertypen keine positiven Kapitalwerte herbei; die Auswirkungen dieser Variation sind zu gering.

Demnach bestimmen überwiegend die Parameter Investitionskosten, Lebensdauer und die Einnahmen, ob der Einsatz von Großbatterien am PRL-Markt als wirtschaftlich profitabel zu bewerten ist. Die wichtigsten Erkenntnisse der Untersuchungen der drei Parameter werden im Folgenden ausgeführt.

Ausgangspunkt für die im Kapitel 3.2.1 durchgeführte **Investitionskostenvariation** beschreiben die Kosten von Kondziella, Sauer und Komor. Konstant gehalten wurden die mittleren Lebensdauern nach Sauer, ein Zinssatz von 7 %, die Betriebskosten nach Kondziella und die mittleren PRL-Einkünfte des Jahres 2013.

Die Ergebnisse weisen große Spektren auf. So zeigt das VRB-Resultat, dass nach den Kondziella-Angaben die Investitionskosten um 40 % steigen könnten, um unter den getroffenen Annahmen eine lukrative Kapitalanlage darzustellen. Nach Komor müssten sie jedoch um 50 % sinken. Für die Li-Ion-Technologie ist der Ergebnisbereich für die Investitionskostenvariation noch größer und liegt zwischen 60 % Kostensteigerung und 55 % Kostensenkung. Die Simulationen ergaben weiterhin benötigte Kostenreduzierungen für positive Kapitalwerte für den Blei-Akkumulator zwischen 20 % bis nahezu 75 % und für die NaS-Technologie zwischen 35 % und 75 %.

Diese Unterschiede sind auf die divergierenden Investitionskosten nach Kondziella, Sauer und Komor zurückzuführen, welche sich partiell erheblich unterscheiden. Im Fall der Li-Ionen liegt eine Differenz zwischen minimalen und maximalen Investitionskosten von 1,5 Mio. € vor, für die NaS-Technologie sogar von rund 2,5 Mio. €. Zudem sind die anfangs verwendeten Investitionskosten nach Kondziella teilweise als zu gering zu bewerten. Insbesondere der Preis 850k € für ein VRB-System mit 1 MW und 1 MWh erscheint sehr niedrig, da die Kosten für den im Projekt „SmartPowerFlow“ verwendeten VRB-Speicher vorliegen und deutlich höher sind. Eine Kompensation dieser Unsicherheiten wird durch die vielfältigen Sensitivitätsanalysen erreicht.

Bzgl. der **Lebensdaueranalyse** wurden die Parameter Investitionskosten (Kondziella, Sauer und Komor), Kalkulationszinssatz (7 %), durchschnittliche PRL-Einnahmen des Jahres 2013 sowie die Betriebskosten nach Kondziella nicht verändert.

Die Resultate dieser Untersuchung bezeugen ebenfalls eine große Bandbreite. Herr Sauer gibt für die VRB eine kalendarische Lebensdauer von 10 bis 20 Jahren an. Die Analyse der VRB ergab, dass eine 7 jährige Betriebslaufzeit für die geringsten Kosten nach Kondziella ausreicht, um einer profitablen Kapitalanlage zu entsprechen. Wenn das ausgelegte VRB-Speichersystem (1 MW und 1 MWh) ca. 1,35 Mio. € (Minimum nach Komor) kosten würde, wäre laut der Lebensdaueranalyse des Kapitels 3.2.2 diese Anlage nach rund 15 Jahren rentabel. Dieses Ergebnis beschreibt ein umsetzbares Szenario, da die Angabe für die mittlere Lebensdauer der VRB nach Sauer ebenfalls 15 Jahre beträgt. Bei Investitionskosten von rund 2,3 Mio. € (Maximum nach Komor) stellt sich unter den gleichen Bedingungen für den betrachteten Zeitraum von 50 Jahren hingegen überhaupt kein positiver Kapitalwert für die VRB ein.

Li-Ion weisen bzgl. der minimalen Investitionskosten die geringsten Betriebslaufzeiten auf, welche für positive Kapitalwerte benötigt werden. Ihr Lebensspektrum gibt Herr Sauer mit 5 bis 20 Jahren an. Mit den kleinstmöglichen Kosten von 540k € nach Sauer für ein 1 MW / 1 MWh System ergeben sich bereits nach 4 Jahren positive Ergebnisse. Werden die Ausgaben auf 1,165 Mio. € (Status quo nach Kondziella) erhöht, wäre eine Betriebslaufzeit von ca. 13 Jahren notwendig. Ein finanzieller Gesamtaufwand von rund 2 Mio. € (Maximum nach Komor) für eine 1 MW und 1 MWh Li-Ion-Anlage und den getroffenen Annahmen ergibt eine benötigte Einsatzzeit am PRL-Markt von rund 45 Jahren.

Der Blei-Akkumulator erreicht laut Herrn Sauer 5 bis 15 Jahre. Er erzielt positive Kapitalwerte nach 6 Jahren (Investitionsminimum nach Sauer) bzw. ca. 9 Jahren (Status quo Kosten nach Kondziella). Weit abgeschlagen ist dagegen jedoch die NaS, deren kalendarischen Lebensdauern Herr Sauer mit 15 bis 20 Jahren beziffert. Selbst für die Bedingungen einer minimalen Investition nach Komor von 1,9 Mio. € für ein 1 MW und 6 MWh System müsste die NaS ca. 33 Jahre die mittleren PRL-Einnahmen des Jahres 2013 einnehmen.

Allgemein kann durch die Lebensdaueranalyse aufgezeigt werden, dass sämtliche untersuchten Speichertechnologien unter Annahme der maximalen Investitionskosten entweder gar keine positiven Ergebnisse erzielen (VRB und NaS), oder erst nach einer unrealistisch langen Betriebslaufzeit von ca. 45 Jahren. (Blei und Li-Ion).

Die **Variation der Einnahmen** im Kapitel 3.2.3 basiert auf der Konstanthaltung der mittleren Lebensdauern nach Sauer, der Betriebskosten nach Kondziella, des Zinssatzes von 7 % und der Investitionskosten nach Kondziella. 100 % der Einnahmen entsprechen dem durchschnittlichen PRL-Verdienstmöglichkeiten des Jahres 2013 von 2956 € pro Woche multipliziert mit der Annahme einer 50-wöchigen Bezuschlagung im Jahr.

Die Ergebnisse zeigen, dass die NaS und der Blei-Akkumulator für positive Kapitalwerte eine Einnahmensteigerung von bis zu 70 % gegenüber den mittleren Einnahmen des Jahres 2013 benötigen. Der Li-Ion hingegen würde unter Berücksichtigung der definierten Bedingungen Mehreinnahmen um ein Fünftel ausreichen. Auf der anderen Seite steht die VRB, für die auf Grundlage der getroffenen Annahmen bereits 33 Wochen anstatt der ursprünglich angenommenen 50 Wochen Bezuschlagung der PRL-Angebote im Jahr ausreichen würden, um am PRL-Markt wirtschaftlich autark zu bestehen.

Wie bereits erwähnt, sind die Ausgangskosten kritisch zu betrachten, da sie auf einem linearen Zusammenhang zwischen energie- und leistungsbezogenen Kosten und der c-Rate beruhen. Dadurch sind insbesondere die Preise für die VRB auffallend niedrig und die der NaS (große Kapazität) demgegenüber sehr hoch. Zusätzlich basiert das untersuchte Leistungs-Energie-Verhältnis der NaS auf den Angaben des zurzeit einzig relevanten Herstellers NGK aus Japan. Eventuell ist aufgrund der nur gering notwendigen Energiebereitstellung für die PRL-Erbringung eine technologische Anpassung der NaS-Kapazität möglich, wodurch sich die Investitionskosten deutlich verringern würden.

Weiterhin wurde in dem Berechnungsmodell die jährliche und technisch bedingte Degradation der Kapazität nicht berücksichtigt. Ilja Pawel gibt diese beispielsweise je nach Technologie zwischen 0,1 bis 3,7 % pro Jahr an [51], womit eine dementsprechende Beeinträchtigung des Systems gegeben ist. Da jedoch die ermittelten benötigten Energieanteile von Speichereinheiten zur PRL-Bereitstellung gering ausfallen, wurden diese Eigenschaften vernachlässigt.

Weiterhin müsste für die VRB die energetischen Aufwendungen der Elektrolyt-Pumpen berücksichtigt werden, was in der vorliegenden Arbeit nicht umgesetzt wurde. Das Datenblatt der verwendeten VRB im Projekt „SmartPowerFlow“ führt einen kontinuierlichen Leistungsverlust für den Standby-Betrieb von < 300 W auf. Demnach müssten aufgrund der geforderten 100 % Zeitverfügbarkeit pro Woche PRL-Erbringung für das „SmartPowerFlow“-System rund 50 kWh für die VRB bereitgestellt und für die finanzielle Bilanz berücksichtigt

werden. Größere VRB-Anlagen benötigen vermutlich mehr Leistung, dazu werden in den Veröffentlichungen allerdings keine konkreten Aussagen getroffen.

Des Weiteren ist die notwendige Aufladung von Blei-Akkumulatoren auf 100 % zu beachten. Um der Sulfatierung der Elektrodenoberflächen entgegenzuwirken muss der Blei-Akkumulator alle 4 Wochen für ca. 24 bis 36 Stunden vollgeladen werden.¹⁶ Folglich würde jede fünfte Woche PRL-Bereitstellung für ein Blei-Speichersystem entfallen und damit die jährlichen Einnahmen demgemäß sinken.

4 Zusammenfassung

Der steigende EE-Anteil im ursprünglich nicht dafür ausgelegten Stromnetz und die damit einhergehende Verdrängung der konventionellen Kraftwerke einschließlich deren rotierender Massen erfordern in naher Zukunft alternative Maßnahmen zur Stabilisierung und Sicherung der elektrischen Energieversorgung. Auf dieser Erkenntnis basierend wurde in der vorliegenden Arbeit untersucht, ob und unter welchen Umständen elektrochemische Speicher-systeme RL wirtschaftlich bereitstellen können.

Nach der Erläuterung der historischen und aktuellen Situation der Verteilung der elektrischen Energie sowie der Bereitstellung von SDL zur Frequenzhaltung in Deutschland, wurden mögliche Großbatterietechnologien beleuchtet und dementsprechend eine Auswahl getroffen. Zur Untersuchung herangezogen wurden daraufhin die NaS, die VRB, die Li-Ion und zusätzlich zum Vergleich aufgrund der lange Technologieerfahrung der Blei-Akkumulator. Eine Gegenüberstellung der Speichersysteme ergab mehrere Vorteile u.a. in den Bereichen Lebensdauer, Entladungstiefe sowie der Selbstentladung auf Seiten der VRB. Li-Ionen besitzen dagegen die höchsten Wirkungsgrade, die Blei-Technologie die billigsten Preise und den aktuell größten Marktanteil.

Die anschließende Analyse der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von elektrochemischen Speichereinheiten am Regelenergiemarkt zeigt auf, dass diese derzeit unzureichend ausgelegt und damit Rechtssicherheiten nur bedingt gegeben sind. So ist z.B. die Entflechtungsfrage offen, ob und wie eigenständig vermarktete elektrochemische Speichereinheiten am Stromnetz betrieben werden können. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist aktuell die konkrete und fallspezifische Absprache mit dem zuständigen ÜNB unumgänglich.

Nachfolgend wurden die Gegebenheiten des deutschen Regelleistungsmarktes aufgeführt, der Vorgang des benötigten Präqualifikationsverfahrens für die Bereitstellung von PRL, SRL und MRL veranschaulicht und die Verdienstmöglichkeit von Speichersystemen dargelegt. Währenddessen wurde ersichtlich, dass sich aus wirtschaftlicher Sicht die aktuellen Einsatzmöglichkeiten auf die Bereitstellung von PRL beschränken. Im Jahre 2013 gab es durchschnittliche PRL-Verdienstmöglichkeiten von 2956 € pro Woche und MW, so dass bei jährlichen Angebotsbezuschlagungen von 30 bis 50 Wochen mit Einkünften von rund 90 bis 150k € pro Jahr gerechnet werden können. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass aktuelle Prognosen bzgl. der Einnahmenentwicklung am PRL-Markt weit auseinander gehen, wodurch Ungewissheiten für eine absolute Einschätzung weiterhin im Raum stehen.

¹⁶ Interview mit Experten der Firma BAE Batterien GmbH, 07.07.2014

Eine Recherche zu aktuell eingesetzten Speichersystemen am Regelleistungsmarkt ergab, dass in Deutschland lediglich die NaS von Yunicos aktiv PRL bereitstellt. Lediglich zwei Lithium-Batterie-Kraftwerke für die Erbringung von PRL sind bereits in der Umsetzungsphase.

Daher konnte der Forschungsbedarf für Sensitivitätsanalysen von verschiedenen Szenarien hinsichtlich der unzureichenden Langzeiterfahrungen und –messungen bzgl. eines Speichereinsatzes am PRL-Markt abgesteckt werden.

Für diese Untersuchung wurde die Life-Cycle-Costs-Analyse gewählt, welche alle Kosten und Einnahmen über den gesamten Lebenszeitraum der Speichereinheit berücksichtigt und je nach gewähltem Kalkulationszinssatz abzinst. Somit wird der komplette Produktlebenszyklus des Speichers betrachtet. Demnach beschreibt die verwendete Methodik die Analyse einer wirtschaftlich sinnvollen Ausführbarkeit eines Speichersystems am PRL-Markt.

In diesem Zusammenhang wurden die für die Simulationen benötigten Parameter Batteriekapazitäten, Lebensdauer, Einnahmen und sämtliche Kosten evaluiert. Die Kapazitäten wurden für 1 MW, einer Leistungsbereitstellung von 100 % über maximal eine Stunde und unter dem Aspekt dimensioniert, dass die Minimierung der Energieanteile des Speichers Kosten einspart und dadurch der Profit erhöht werden kann. Zur Ermittlung der zu verwendenden Lebensdauer wurde die kalendarische und zyklische Lebensdauer gegenübergestellt. Der Vergleich der Ergebnisse eines bestehenden Modells am RLI zur Berechnung der Vollzyklen, in das als Input ein simulierter SoC-Verlauf eines Speichersystems sowie fünf konkrete DoD-Zyklenzahlen eingegeben wurden, zeigt, dass für die Betrachtung der PRL-Bereitstellung die kalendarische Lebensdauer entscheidend ist, da weit weniger als 100 Vollzyklen pro Jahr für die PRL-Erbringung bestimmt wurden. Für die Kostenidentifikation wurden die Angaben der drei Autor_innen Kondziella, Komor und Sauer beurteilt und verglichen.

Mit diesen Parametern sowie dem Zinssatz nach Rundel und den Betriebskosten nach Kondziella wurden die Grenzkapitalwerte der Szenarien „best case“, „status quo“ und „worst case“ simuliert. Diese Resultate zeigen erstens, dass alle Speichertechnologien unter den besten Bedingungen ein profitables Geschäftsmodell am Regelenergiemarkt darstellen. Zweitens schneidet die VRB unter den Voraussetzungen des Status quo am besten ab, jedoch weisen bereits alle Speichersysteme für dieses Szenario negative Ergebnisse auf.

Um sämtliche Möglichkeiten für die Erzeugung von positiven Kapitalwerten aufzuzeigen, wurden daraufhin Sensitivitätsanalysen für die einzelnen Parameter durchgeführt. Nachstehend werden die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst:

Die Ergebnisse dokumentieren für die Blei-Technologie, dass unter den getroffenen Bedingungen die angenommene Lebensdauer von 5 Jahren verdoppelt werden müsste, um positive Kapitalwerte am PRL-Markt erzeugen zu können. Daher sind Blei-Akkumulatoren derzeit nicht rentabel, zumal die Expert_innenmeinungen bzgl. der PRL-Bereitstellung durch Blei-Akkumulatoren am weitesten auseinander liegen.

Die NaS ist sehr teuer, eine Halbierung der Investitionskosten nach Kondziella ist Voraussetzung für einen profitablen Einsatz am PRL-Markt. Die Simulationsergebnisse der Lebensdauervariation für diese Technologie ergaben zusätzlich eine notwendige PRL-Betriebslaufzeit von über 30 Jahren (Lebensspektrum nach Herrn Sauer: 15 bis 20 Jahre). Somit stellt die NaS das wirtschaftliche Schlusslicht dieser Untersuchung dar.

Dagegen ist die Li-Ion besser aufgestellt. Die Status quo Ergebnisse dieses Systems beschreiben eine benötigte Kostenreduzierung um 20 % bzw. eine Mindestlaufzeit von 13 Jahren. Da der Li-Ion große Kostensenkungspotentiale zugesprochen werden [8] und mittlere Lebensdauern von 10 Jahren schon erreicht wurden, sind die Chancen dieser Technologie am PRL-Markt dementsprechend hoch anzusiedeln. Für das in Umsetzung befindliche Li-Ion-Speicherkraftwerk der WEMAG AG gibt Samsung bereits heute eine 20 jährige Garantie auf die eingesetzten Akkumulatoren [23]. Damit unterstreichen die gewonnenen Ergebnisse die momentane Führungsrolle der Li-Ion bei der Anwendung von Speichersystemen für RL.

Das Fazit für die VRB fällt außerordentlich gut aus, was auf die flexible c-Rate und der sehr niedrigen Kosten nach Kondziella zurückzuführen ist. Wären für ein VRB-Speichersystem mit 1 MW und 1 MWh Kosten von ca. 1,35 Mio. € (Minimum nach Komor) gegeben, würde sich unter den getroffenen Annahmen diese Anlage nach rund 15 Jahren PRL-Bereitstellung rentieren. Dieses Ergebnis deckt sich bemerkenswerterweise mit der mittleren Lebensdauerannahme für die VRB nach Sauer. Demnach wäre unter diesen Bedingungen bereits ein umsetzbares Szenario für die VRB gegeben.

Auf Basis der vorgelegten Analysen, Resultate und des entwickelten Modells können Investierende mehrere Szenarien für den Einsatz von Großbatterien am RL-Markt in Augenschein nehmen und untersuchen. Für den Fall von konkreten und exakten Kostenangaben können die gleichen Modelle verwendet werden.

Unterm Strich lässt sich resümieren, dass vorhandene Speichertechnologien sämtliche RL erbringen können und damit schon heute die Fähigkeit besitzen, konventionelle Erzeugungsanlagen von der RL-Bereitstellung abzulösen. Doch allein die notwendige Rentabilität von Speichereinheiten am RL-Markt verhindert deren großflächigen Einsatz. Die vielfach angegebenen künftigen Kostenoptimierungen der untersuchten Speichertechnologien sowie die bereits genannte Möglichkeit der Kostenreduzierung durch Massenproduktion und etwaige Skaleneffekte können sich jedoch positiv auf die Einsatzmöglichkeiten von Großbatterien am Regelenergiemarkt auswirken. Fazit der vorliegenden Arbeit ist demnach, dass eine staatliche Subventionierung und somit ein Anstoß für die Verwendung von Speichern Grundvoraussetzung für eine kurz- bis mittelfristige Profitabilität am PRL-Markt ist.

Anmerkung

Das vorliegende Paper basiert auf der Bachelorarbeit von Herrn Johannes Wiemann mit dem Titel „Einsatzmöglichkeiten von Großbatterien im Regelenergiemarkt“, welche er im Jahr 2014 im Rahmen des SmartPowerFlow-Projektes am Reiner Lemoine Institut gGmbH verfasst hat.

Literatur

- [1] Bundesregierung (Hrsg.) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. o.O. Online verfügbar unter: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Letzter Aufruf: 02.06.2014.
- [2] BDEW (Hrsg.) (2014): Energie-Info. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Berlin.
- [3] ENTSO-E (Hrsg.) (o.J.): Continental Europe Operation Handbook. o.O. Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>. Letzter Aufruf: 07.04.2014.
- [4] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2013): Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage. Wiesbaden.
- [5] Berndt, H. et al. (2007): Transmission Code 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber_innen. Version 1.1. Berlin.
- [6] Fuchs, G. et al. (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potential und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Aachen.
- [7] Kiehne, H. A. et al. (2000): Batterien. Grundlage und Theorie, aktueller technischer Stand und Entwicklungstendenzen. 4. Auflage. Renningen.
- [8] Kondziella, H. et al. (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. Wiesbaden.
- [9] Leonhard, W. et al. (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Frankfurt am Main.
- [10] Younicos AG (Hrsg.) (2013): Genau der passende Speicher. Berlin. Online verfügbar unter: <http://www.yunicos.com/de/technologie/batterietechnologien/>. Letzter Aufruf: 29.04.2014.
- [11] Wietschel, M. et al. (Hrsg.) (2010): Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Politikbericht. Karlsruhe.
- [12] Thiemann, W. et al. (2012): Produkt-Roadmap. Lithium-Ionen-Batterien 2030. Karlsruhe.
- [13] Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Aachen.
- [14] Mahnke, E. (2011): Strom speichern. In: Renew's Spezial. Ausgabe 57, Februar 2012. Berlin.
- [15] Trueb, L. F.; Rüetschi, P. (1998): Batterie und Akkumulatoren – Mobile Energiequellen für heute und morgen. Berlin.
- [16] Beck, H.-P. et al. (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar.

- [17] Sauer, D. U. et al. (2013): Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzgutachten. Aachen.
- [18] Rundel, P. et al. (2013): Speicher für die Energiewende. Version 1.1. Sulzbach-Rosenberg.
- [19] Pohl, C.; Kriebs, K. (2006): Prüfung von wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten der NaS-Batterie. Bingen.
- [20] Huber, G. (2011): Energiespeicherung im Stromnetz. Fachvortrag GDCH-Tagung. Berlin.
- [21] Younicos AG (Hrsg.) (2013): Erster! Berlin. Online verfügbar unter: http://www.yunicos.com/de/projekte/Projekt_C/. Letzter Aufruf: 11.06.2014.
- [22] Hannig, F. et al. (2009): Stand- und Entwicklungspotential der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie. Abschlussbericht. o.O..
- [23] WEMAG AG (Hrsg.) (2013): Richtfest für Schweriner Batteriepark. Schwerin. Online verfügbar unter: https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2013/12_11_Richtfest_Batteriespeicher.html. Letzter Aufruf: 29.07.2014.
- [24] Schreieder, M.; Sternkopf, B.; Berninger, U. (2013): Erfolgreiche Integration einer Großbatterie in den Primärregelleistungsmarkt. Berlin.
- [25] Shibata, T. et al. (2013): Redox Flow Batteries for the Stable Supply of Renewable Energy. Sumitomo Electric Technical Review, Nr. 76. o.O.. Online verfügbar unter: <http://global-sei.com/tr/pdf/feature/76-03.pdf>. Letzter Aufruf: 16.04.2014.
- [26] EnWG Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist. Online verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html#BJNR197010005BJNG000100000. Letzter Aufruf: 23.05.2014.
- [27] StromNZV Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist. Online verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnzhv/>. Letzter Aufruf: 07.04.2014.
- [28] EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist. Online verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/BJNR207410008.html#BJNR207410008BJNG000100000. Letzter Aufruf: 14.04.2014.
- [29] StromStG Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist. Online verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/BJNR037810999.html>. Letzter Aufruf: 11.06.2014.

- [30] BGH Beschluss EnVR 56/08 (2009): Beschluss in der energiewirtschaftlichen Verwaltungssache bzgl. Pumpspeicherkraftwerke. Karlsruhe. Online verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BGH_091117_EnVR_56-08.pdf. Letzter Aufruf: 11.06.2014.
- [31] Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) (2011): Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 +Cor.: 2010. Berlin.
- [32] Die deutschen ÜNB (Hrsg.) (2012): Markt für Regelleistung in Deutschland. o.O.. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketinfo>. Letzter Aufruf: 29.04.2014.
- [33] Beschluss BK6-10-097 der BNA vom 12.04.2011: Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. Bonn. Online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Aufruf: 09.04.2014.
- [34] Verband der Netzbetreiber (Hrsg.) (2003): Transmission Code 2003. Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelung für die ÜNB. (Stand August 2003). Bonn.
- [35] Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2013): Monitoringbericht 2013. Bonn.
- [36] Die deutschen ÜNB (Hrsg.) (2014): Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelung. Leitfaden für Anbieter von Primärregelung. o.O.. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/>
- [37] Die deutschen ÜNB (Hrsg.) (2014): Ausschreibungsübersicht. o.O.. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>. Letzter Aufruf: 29.04.2014.
- [38] Aschenbrenner, S. (2013): Untersuchung verschiedener Geschäftsmodelle für den Einsatz eines Batteriespeichers im Niederspannungsnetz – Theoretische Betrachtung und Bestimmung von Kenngrößen. Masterarbeit. Regensburg.
- [39] Wrede, G. (2014): SDL 2030. Batteriekraftwerke als Alternative zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Berlin.
- [40] Rehtanz, C. et al. (2014): Gutachten „Systemdienstleistungen 2030“. Dortmund.
- [41] Arnold, M. (2013): Batterien für die Primärregelung verdienen Geld. Interview mit Prof. Dirk Uwe Sauer. Erschienen am 19.02.2013 auf der Plattform Energie & Technik. Online verfügbar unter: <http://www.energie-und-technik.de/>
- [42] Die deutschen ÜNB (Hrsg.) (2012): Gemeinsame Ausschreibung Primärregelung. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungPr1>. Letzter Aufruf: 06.05.2014.

- [43] Moser, A. et al. (2014): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie. Aachen, Freiberg, Karlsruhe, Wuppertal. Online verfügbar unter: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g3_03_12.pdf. Letzter Aufruf: 16.06.2014.
- [44] Paper, C. et al. (2014): Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch- ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Aachen, Würzburg, Kassel. Online verfügbar unter: http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/Roadmap_Speicher_Kurzzusammenfassung_2014-06.pdf. Letzter Aufruf: 01.07.2014.
- [45] Chartouni, D.; Bühler, T.; Linhofer, G. (2009): Wertvolle Energiespeicherung. Wirtschaftlichkeit batteriegestützter Energiespeicher zur Frequenzregulierung. ABB Elektrotechnik. Ausgabe Januar 2009. Online verfügbar unter: [http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/fd823fcf8f05c129c12575ad0045fd76/\\$file/Wertvolle+Energiespeicherung_ET_jan+09.pdf](http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/fd823fcf8f05c129c12575ad0045fd76/$file/Wertvolle+Energiespeicherung_ET_jan+09.pdf). Letzter Aufruf: 17.07.2014.
- [46] Hittinger, E.; Whitacre, J.F.; Apt, J. (2012): What properties of grid energy storage are most valuable? Journal of Power Sources. Volume 206. o.O..
- [47] Komor, P., Glassmire J. (2012): Electricity Storage and Renewables for Island Power. A Guide for Decision Makers. Colorado.
- [48] Finanzen.net GmbH (Hrsg.) (2014): Dollarkurse (Euro – Dollar) – Historische Kurse. Karlsruhe. Online verfügbar unter: <http://www.finanzen.net/devisen/>
- [49] Strauch, N. (2011): Einsatz von Energiespeicher-Technologien in Inselfsystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien. Dissertation. Darmstadt.
- [50] EPEX – Digital Information Board (Hrsg.) (2014): Prices, volumes and statistics. o.O.. Online verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/dib/index.html>. Letzter Aufruf: 01.07.2014.
- [51] Pawel, I. (2013): The cost of storage – How to calculate the Levelized Cost of stored Energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. Wiener Neudorf.
- [52] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (Hrsg.) (2013): Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Berlin.
- [53] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (Hrsg.) (2011): VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Berlin.
- [54] Die deutschen ÜNB (Hrsg.) (2014): Präqualifizierte Anbieter. o.O.. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/provider>. Letzter Aufruf: 12.05.2014.
- [55] Die deutschen ÜNB (Hrsg.) (2007): Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung. o.O.. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>. Letzter Aufruf: 29.04.2014.

- [56] Barth, H. (2013): Untersuchung des Bedarfs elektrochemischer Speicher zur Sicherung der Netzstabilität. Vortrag auf der NEIS Konferenz. Hamburg. Online verfügbar unter: http://www.espen-rojekt.de/tl_files/PDFDateien/NEIS2013_FOLIEN.pdf.
- [57] DCTI (Deutsches CleanTech Institut) (Hrsg.) (2014): Speichertechnologien 2014. Technologien. Anwendungsbereiche. Anbieter. Bonn. Online verfügbar unter: http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/Branchenfuehrer/DCTI_Speichertechnologien_2014.pdf. Letzter Aufruf: 19.05.2014
- [58] Bühler, J. (2013): Instandhaltungs- und Erneuerungsoptimierung von städtischen Mittelspannungsnetzen, Dissertation, Technische Universität Darmstadt - Institut für Elektrische Energieversorgung,.