

---


# DIPLOMARBEIT

---

Herr  
Philipp Wiesner, B.Sc.

**Dimensionierung der  
Hochspannungskomponenten, sowie  
die wirtschaftliche Vermarktung für  
einen vorgegebenen Batteriecontainer  
an einem vorhandenen  
Übergabepunkt**

Mittweida, Juni 2023





Fakultät **Ingenieurwissenschaften**

---

# **DIPLOMARBEIT**

---

## **Dimensionierung der Hochspannungskomponenten, sowie die wirtschaftliche Vermarktung für einen vorgegebenen Batteriecontainer an einem vorhandenen Übergabepunkt**

Autor:

**Philipp Wiesner**

Studiengang:

Industrial Engineering

Seminargruppe:

IE21w1-D

Erstprüfer:

Prof. Dr.-Ing. Lutz Rauchfuß

Zweitprüfer:

Niko Urbatsch, M.Sc.

Einreichung:

Mittweida, 02.06.2023

Verteidigung/Bewertung:

Mittweida, 2023



Faculty of **Engineering Sciences**

---

## **DIPLOMA THESIS**

---

**Dimensioning of high voltage  
components, as well as the economic  
marketing for a given battery  
container at an existing transfer point.**

Author:

**Philipp Wiesner**

Course of Study:

Industrial Engineering

Seminar Group:

IE21w1-D

First Examiner:

Prof. Dr.-Ing. Lutz Rauchfuß

Second Examiner:

Niko Urbatsch, M.Sc.

Submission:

Mittweida, 02.06.2023

Defense/Evaluation:

Mittweida, 2023



### **Bibliografische Beschreibung:**

Wiesner, Philipp:

Dimensionierung der Hochspannungskomponenten, sowie die wirtschaftliche Vermarktung für einen vorgegebenen Batteriecontainer an einem vorhandenen Übergabepunkt. – 2023. – 64 S.

Mittweida, Hochschule Mittweida – University of Applied Sciences, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Diplomarbeit, 2023.

### **Referat:**

Die vorliegende Abschlussarbeit beschäftigt sich mit der Dimensionierung von Wechselrichter, Transformator und Mittelspannungsschaltanlage. Dabei sollen mögliche Anwendungsbeispiele solcher Anlagen bestimmt werden. Für die wirtschaftliche Vermarktung sollen mögliche Formen untersucht und bewertet werden. Um dies näher zu erläutern, wird dies anhand eines Fallbeispiels betrachtet.

Um die Fragen der Arbeit zu beantworten, wurde die Arbeit theoretisch-konzeptionell bearbeitet. Mit der vorliegenden Arbeit und vorbestimmten Parametern konnten die Hochspannungskomponenten dimensioniert und ausgewählt werden. Weiterhin wurden mehrere Einsatzmöglichkeiten untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass lediglich in der Eigenfinanzierung, in einem Zeitraum von zehn Jahren, ein Batteriepark wirtschaftlich rentabel ist. Die größten Erlöse können in der Primärregelung erzielt werden.





# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation . . . . .	1
1.2 Zielsetzung . . . . .	1
1.3 Aufbau der Arbeit . . . . .	2
<b>2 Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichersystemen</b>	<b>3</b>
2.1 Regelenergie . . . . .	3
2.2 Engpassmanagement . . . . .	3
2.3 Blindleistung . . . . .	3
2.4 Notstromversorgung . . . . .	4
2.5 Schwarzstartfähigkeit . . . . .	5
2.6 Intraday Trading . . . . .	5
2.7 Lastspitzenkappung . . . . .	6
<b>3 Technische Grundlagen eines Batteriespeichersystems</b>	<b>7</b>
3.1 Schematischer Aufbau eines Batteriespeichersystems . . . . .	7
3.2 Komponenten des Systems und ihre Funktionen . . . . .	8
3.2.1 Batteriecontainer und Batteriezelle . . . . .	8
3.2.2 Parkregler . . . . .	12
3.2.3 Batteriewechselrichter . . . . .	13
3.2.4 Transformator . . . . .	15
3.2.5 Mittelspannungsschaltanlage . . . . .	18
3.3 Zertifizierung . . . . .	20
3.4 Kabeldimensionierung und Prüfung der Kurzschlussfestigkeit . . . . .	21
<b>4 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen einer Batteriespeicheranlage</b>	<b>23</b>
4.1 Grundlagen der Energiewirtschaft . . . . .	23
4.1.1 Wertschöpfungskette . . . . .	23
4.1.2 Strommarktdesign . . . . .	24
4.1.3 Strompreiszusammensetzung . . . . .	27
4.2 Rechtliche Rahmenbedingungen . . . . .	28
4.3 Finanzielle Entlastung und Fördermöglichkeiten . . . . .	29
4.4 Relevante Vermarktungsformen und mögliche Erlöse . . . . .	30
4.4.1 Energy-Only-Markt . . . . .	30
4.4.2 Regelenergie . . . . .	32
4.4.2.1 Präqualifizierbare Leistung für Regelenergie . . . . .	36
4.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung . . . . .	37

---

<b>5</b>	<b>Planung eines Batteriespeichersystems am Umspannwerk</b>	<b>39</b>
5.1	Vorgegebene Komponenten . . . . .	39
5.1.1	Batteriecontainer . . . . .	39
5.1.2	Parkregler . . . . .	43
5.1.3	Umspannwerk . . . . .	44
5.2	Auswahl und Dimensionierung der Hochspannungskomponenten . . . . .	45
5.2.1	Batteriewechselrichter . . . . .	45
5.2.2	Transformator . . . . .	46
5.2.3	Mittelspannungsschaltanlage . . . . .	47
5.3	Kabeldimensionierung und Prüfung der Kurzschlussfestigkeit . . . . .	49
5.4	Niederspannungsverbindung Batteriewechselrichter und Transformator . . . . .	51
5.5	Wirkungsgrad des Batteriegroßspeicherparks . . . . .	51
5.6	Auswahl Mittelspannungsstationen . . . . .	53
5.6.1	Übergabestation . . . . .	53
5.6.2	Knotenstation . . . . .	54
5.6.3	Eigenbedarfstation . . . . .	54
5.7	Wirtschaftliche Vermarktung des Batteriespeichers am Umspannwerk . . . . .	55
5.7.1	Kostenbestandteile der Batteriespeicheranlage . . . . .	55
5.7.2	Vermarktbare Leistung je Vermarktungsform . . . . .	56
5.7.3	Wirtschaftlichkeitsberechnung . . . . .	57
<b>6</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>63</b>
	<b>Anhang</b>	<b>65</b>
<b>A</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsberechnung in Excel</b>	<b>65</b>
<b>B</b>	<b>Piktogramm Batteriespeicherpark</b>	<b>69</b>
<b>C</b>	<b>VDE Auszüge</b>	<b>71</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>73</b>
	<b>Eidesstattliche Erklärung</b>	<b>79</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Beispiel eines Stromausfalls in einem Unternehmen . . . . .	4
2.2	Preisverlauf im Intraday-Markt am 01.02.2023 . . . . .	5
2.3	Funktionsweise Lastspitzenkappung . . . . .	6
3.1	Schematischer Aufbau eines Batteriespeichersystems . . . . .	7
3.2	Übersicht Batteriecontainer . . . . .	8
3.3	Systemkette von der Batteriezelle bis zum Batteriecontainer . . . . .	9
3.4	Restkapazität in Abhängigkeit der Zyklenanzahl für unterschiedliche Entlade- tiefen . . . . .	10
3.5	Systemdiagramm eines Parkreglers . . . . .	12
3.6	Systemtopologie Batteriewechselrichter . . . . .	13
3.7	B6 Vollbrücke mit bidirektionalen DC/DC-Wandler . . . . .	14
3.8	Drehstrom-Dreischenkeltransformator . . . . .	15
3.9	häufige Schaltgruppen von Drehstromtransformatoren . . . . .	16
3.10	mechanischer Aufbau einer gasisolierten Mittelspannungsschaltanlage . . . . .	18
3.11	Etappen der Netzanschlussprüfung . . . . .	20
4.1	Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft . . . . .	23
4.2	Strommarktdesign . . . . .	25
4.3	Strompreiszusammensetzung im Jahr 2022 . . . . .	27
4.4	Day-Ahead Preisverlauf . . . . .	31
4.5	Erlöse mit Day-Ahead- und Intraday-Handel . . . . .	31
4.6	Übersicht Regelenergieaktivierung . . . . .	32
4.7	Übersicht Regelenergiearten . . . . .	33
4.8	Primärregelleistung - jährliche Erlöse pro MW . . . . .	34
4.9	Sekundärregelleistung - jährliche Erlöse pro MW . . . . .	34
4.10	Abruferlöse in der Sekundärregelleistung . . . . .	35
4.11	Tertiärregelleistung - jährliche Erlöse pro MW . . . . .	35
5.1	Aufbau des CATL-Systems . . . . .	39
5.2	Systemdiagramm des Parkreglers Power Plant Manager von SMA . . . . .	44
5.3	110 kV Umspannwerk Leisnig . . . . .	44
5.4	Batteriewechselrichter SUNNY CENTRAL STORAGE UP . . . . .	45
5.5	Beispiel eines Mittelspannungstransformators . . . . .	46
5.6	Mittelspannungsschaltanlage 8DJH RRT Outdoor von Siemens . . . . .	48
5.7	Dauerstrombelastbarkeit der Leitungen . . . . .	50
5.8	Kurzschlussfestigkeit der Leitungen . . . . .	51
5.9	BUSBAR KIT-UP von SMA . . . . .	51
5.10	Aufbau des Parks im PowerFactory . . . . .	52
5.11	Wirkungsgradkette des Batteriespeichersystems . . . . .	52
5.12	Beispiel einer Übergabestation . . . . .	53
5.13	Beispiel einer Bezugsstation . . . . .	55
5.14	Excel-Übersicht Eingabemaske . . . . .	59
5.15	Excel-Übersicht Ausgabe Wirtschaftlichkeit . . . . .	60

---

5.16 Wirtschaftlichkeitsberechnung Eigenfinanzierung . . . . .	60
5.17 Wirtschaftlichkeitsberechnung Fremdfinanzierung . . . . .	61
A.1 Eingabemaske Excel . . . . .	65
A.2 Fremdfinanzierung - Primärregelleistung . . . . .	65
A.3 Fremdfinanzierung - Sekundärregelleistung . . . . .	66
A.4 Fremdfinanzierung - Arbitrage . . . . .	66
A.5 Eigenfinanzierung - Primärregelleistung . . . . .	67
A.6 Eigenfinanzierung - Sekundärregelleistung . . . . .	67
A.7 Eigenfinanzierung - Arbitrage . . . . .	68
B.1 Piktogramm Batteriespeicherpark . . . . .	69
C.1 Zulässige Kurzschlusstemperaturen und Bemessungs-Kurzzeitstromdichten . . . . .	71

# Tabellenverzeichnis

5.1	Kenndaten CATL LFP 280 Ah . . . . .	40
5.2	Ergebnisse der Berechnungen von Rack und Container . . . . .	43
5.3	Kommunikations- und Verbindungsdaten des Power Plant Manager . . . . .	43
5.4	Daten des Batteriewechselrichters SUNNY CENTRAL STORAGE 3450 UP . . . . .	46
5.5	Daten des Transformators DOT 4000 H/20 . . . . .	47
5.6	Daten der 8DJH . . . . .	48
5.7	Kostenbestandteile eines Batteriespeichersystems . . . . .	55
5.8	Kapitalwert der Vermarktungsformen nach Finanzierungsarten . . . . .	61



# Abkürzungsverzeichnis

<b>A</b>	.....Ampere
<b>AbLa</b>	.....Abschaltbare Lasten
<b>AC</b>	.....Wechselspannung
<b>Ah</b>	.....Amperestunde
<b>BMS</b>	..... Batterie Management System
<b>CATL</b>	..... Contemporary Amperex Technology Co. Limited
<b>CEP</b>	..... Clean Energy for all Europeans Package
<b>DC</b>	..... Gleichspannung
<b>DOD</b>	..... depth of discharge
<b>EEG</b>	..... Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EEX</b>	..... European Energy Exchange
<b>ENTSO-E</b>	..... European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>EnWG</b>	..... Energiewirtschaftsgesetz
<b>EPEX</b>	..... European Power Exchange
<b>EZA-Regler</b>	..... Energieerzeugungsanlagen-Regler
<b>FRE</b>	..... Funkrundsteuerempfänger
<b>Hz</b>	..... Hertz
<b>IGBT</b>	..... insulated-gate bipolar transistor
<b>KfW</b>	..... Kreditanstalt für Wiederaufbau
<b>kW</b>	..... Kilowatt
<b>kWh</b>	..... Kilowattstunde
<b>KWK</b>	..... Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LiFePO<sub>4</sub></b>	..... Lithium-Eisenphosphat
<b>LSC</b>	..... loss of service continuity
<b>MITNETZ STROM</b>	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
<b>MW</b>	..... Megawatt
<b>MWh</b>	..... Megawattstunde
<b>OTC-Markt</b>	..... Over-the-Counter-Markt
<b>PWM</b>	..... Pulsweitenmodulation

<b>ResKV</b> .....	Netzreserveverordnung
<b>SCADA</b> .....	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SCS 3450 UP</b> .....	SUNNY CENTRAL STORAGE 3450 UP
<b>SGB</b> .....	Starkstrom-Gerätebau GmbH
<b>SMA</b> .....	Solar Technology AG
<b>SOC</b> .....	state of charge
<b>StromNEV</b> .....	Stromnetzentgeltverordnung
<b>StromStG</b> .....	Stromsteuergesetz
<b>TAB-MS</b> .....	Technische Anschlussbedingung Mittelspannung
<b>USV</b> .....	unterbrechungsfreie Stromversorgung
<b>VNB</b> .....	Verteilnetzbetreiber
<b>ÜNB</b> .....	Übertragungsnetzbetreiber



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Im Zuge der Energiewende sollen herkömmliche Kraftwerke, die mit fossilen Energieträgern angetrieben werden, durch Erneuerbare Energien ersetzt werden. Darunter gehören unter anderem Wind-, Solar- und Wasserkraftwerke. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 wurden weitreichende Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energie festgelegt. Demzufolge wurde beschlossen, dass 2030 circa 65 % des verbrauchten Stromes aus Erneuerbaren Energien gewonnen werden sollen. Im EEG 2021 wurde eine Treibhausgasneutralität 2045 angestrebt. Aufgrund der aktuellen Lage, sind im neuen Entwurf des EEG-2023 die vorherigen Ausbauziele angepasst worden. Der verbrauchte Strom soll 2030 aus 80 % regenerativen Energien bestehen, statt wie bisher 65 Prozent. Hierzu soll die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen von aktuell 63 Gigawatt (GW) auf 215 GW steigen. Bei Offshore Windanlagen ist eine Erhöhung von aktuell neun Gigawatt auf 30 GW festgelegt worden. Bei Windanlagen auf dem Land ist das Ziel die Leistung von 57 GW auf 115 GW zu erhöhen. Die annähernde Treibhausgasneutralität setzt die Regierung im EEG 2023 für 2035 an.[Vgl. 1]

Bei der Umstellung auf Erneuerbare Energien gibt es jedoch Schwierigkeiten, die bewältigt werden müssen. Eine Einschränkung stellt die Verfügbarkeit der regenerativen Energien dar. Die Energiegewinnung hängt stark von den äußeren Witterungsbedingungen ab. Bei konventionellen Energieträgern spielt die Witterung keine Rolle. Bei einem Kohlekraftwerk kann kontinuierlich Kohle aus einer Lagerstätte befördert werden.

Um den Ökostrom bei schlechten Wetterbedingungen nutzen zu können, sind dementsprechende Speichertechnologien erforderlich. Die Speicherung erfolgt über die Energieumwandlung in andere Energieformen wie beispielsweise mechanische, chemische oder thermische Energie. Verbreitete Speichertypen sind beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen.[Vgl. 2]

Damit mehr umweltfreundlicher Strom genutzt werden kann, muss der Ausbau der Speicher vorangetrieben werden. Dieser wird verbreitet auch grüner Strom genannt. Aktuell gibt es jedoch nur vereinzelte Konzerne, die große Projekte planen beziehungsweise realisieren wollen. Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH möchte als regionaler Arbeitgeber den Ausbau der Batteriespeicher mitgestalten und das Portfolio um diese Speichertechnologie erweitern. Die folgende Diplomarbeit soll sich mit dem Thema der Konzeptionierung einer Batteriespeicheranlage befassen.

## 1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieser Diplomarbeit ist es anhand vorgegebener Ausgangsgrößen wie Batteriecontainer, Parkregler und Übergabestation die Hochspannungskomponenten eines Batteriespeichersystems zu bestimmen. Außerdem soll die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichersystems unter den möglichen Vermarktungsformen betrachtet und bewertet werden.

In einem Fallbeispiel wird als Projekt eine solche Anlage geplant. Die Dimensionierung und die Wirtschaftlichkeit soll hierbei dargestellt werden.

Die folgenden Punkte stellen die Ziele dieser Diplomarbeit vor:

- Überblick über die Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeicheranlagen
- Bestimmung der Eingangsgrößen um Wechselrichter, Transformator und Mittelspannungsschaltanlage zu dimensionieren
- Auswahl und Konzeptionierung der Hochspannungskomponenten für die Batteriespeicheranlage des Fallbeispiels
- Auflistung der Vermarktungsformen und Betrachtung aus wirtschaftlicher Sicht
- Auswahl der Vermarktungsform für den Batteriespeicher des Fallbeispiels

Schlussendlich soll diese Diplomarbeit als Leitfaden dienen, um für weitere Projekte eine schnelle Dimensionierung der genannten Hochspannungskomponenten zu ermöglichen.

### **1.3 Aufbau der Arbeit**

Die folgenden Fragen sollen anhand der Diplomarbeit beantwortet werden:

1. Welche Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern gibt es?
2. Welche Eingangsgrößen müssen betrachtet werden, um Wechselrichter, Transformator und Mittelspannungsschaltanlage zu dimensionieren?
3. Welche Hochspannungskomponenten wurden für die Batteriespeicheranlage des Fallbeispiels ausgewählt?
4. Welche Vermarktungsform eignet sich aus wirtschaftlicher Sicht für solche Anlagen?
5. Welche Vermarktungsform wurde für das Projekt gewählt?

Die Diplomarbeit wird als theoretisch-konzeptionelle Arbeit durchgeführt. Die theoretischen Daten werden durch eine Literaturrecherche zusammengestellt. Dies betrifft die Punkte eins, zwei, drei und fünf.

Aufbauend auf den Punkten zwei und drei soll ein mögliches Konzept für ein Fallbeispiel deduktiv erstellt und dimensioniert werden. Zudem soll für die Speicheranlage des Fallbeispiels die wirtschaftliche Vermarktung untersucht werden.

## 2 Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichersystemen

In diesem Kapitel werden verschiedene Anwendungsmöglichkeiten von Batteriegroßspeichersystemen aufgezeigt.

### 2.1 Regellenergie

Regellenergie, auch als Regelleistung oder Reserveleistung bezeichnet, beschreibt den Einsatz von elektrischer Energie zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Stromnetzes. Im Laufe der Zeit variiert die Stromnachfrage. Um eine stabile Frequenz im Netz aufrechtzuerhalten, muss die Stromproduktion der Nachfrage entsprechen. Steigt der Bedarf nach Strom, sinkt die Frequenz im Netz. Sinkt die Nachfrage, steigt wiederum die Frequenz. Durch den Einsatz von Regellenergie kann die Netzfrequenz ausgeglichen werden, indem die Stromerzeugung nach Bedarf erhöht oder verringert wird. [Vgl. 3][Vgl. 4]

In der Regel wird diese Leistung von Erdgas- oder Pumpspeicherkraftwerken erbracht, da diese in der Lage sind schnell ihre Leistung auf den Bedarf anzupassen. Batteriespeichersysteme können aufgrund ihrer schnellen Ansprechzeit ideal in diesen Prozess integriert werden und positive sowie negative Regelleistung bereitstellen. [Vgl. 3][Vgl. 4]

### 2.2 Engpassmanagement

Unter dem Begriff Engpassmanagement ist die Überwachung und Steuerung von Engpässen im Stromnetz zu verstehen, um eine stabile und zuverlässige Stromversorgung sicherzustellen. Zum Engpassmanagement gehört auch die Umsetzung von Maßnahmen zur Abhilfe oder Verhinderung von Netzengpässen, wie zum Beispiel der Redispatch. Das Engpassmanagement wird grundsätzlich von Energieversorgungsunternehmen durchgeführt. Engpässe treten beispielsweise durch nicht ausgebaute Stromtrassen auf. Dadurch muss die Stromproduktion gedrosselt oder aktiviert werden. [Vgl. 5]

Mit Batteriespeichern können Engpassmanagementmaßnahmen dazu beitragen, Engpässe im elektrischen Netz zu verhindern oder zu beheben. Beispielsweise durch Einspeisung oder Bezug des Batteriespeichers. Diese Speichertechnologie kann schnell auf Veränderungen im Netz reagieren und somit Engpässe schneller beseitigen. Somit können Batteriespeicher das Netz entlasten. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass benötigte fossile Energieerzeuger nicht aktiviert werden müssen. [Vgl. 5]

### 2.3 Blindleistung

Blindleistung ist die Leistung, die von einem elektrischen Netz benötigt wird, um das magnetische Feld in elektrischen Maschinen und Transformatoren aufrechtzuerhalten, ohne dass dabei Nutzleistung erbracht wird.

Diese entsteht durch die Wechselwirkung zwischen Strom und Spannung im Stromsystem. Aufgrund dessen wird versucht die Blindleistung gering zu halten. Jedoch ist diese notwendig um magnetische und elektrische Felder zu erzeugen und Strom zu transportieren. [Vgl. 6]

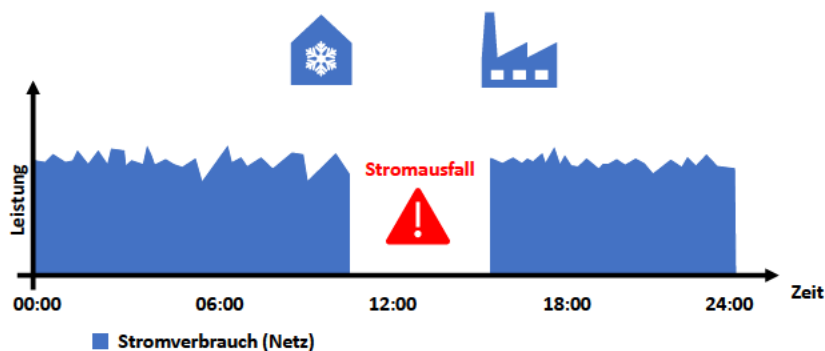
Batteriespeicheranlagen können wie am Regelleistungsmarkt an einem Blindleistungsmarkt teilnehmen. Dieser wird von den Stromversorgungsgesellschaften oder dem Netzbetreiber betrieben. Daran beteiligen sich verschiedene Akteure, wie zum Beispiel Energieerzeugungsunternehmen und Energieverbraucher, die Blindleistung bereitstellen oder aufnehmen können. Die Teilnahme erfolgt durch Ausschreibungen, in denen die Energieerzeuger oder -verbraucher Angebote zur Bereitstellung oder Aufnahme der Blindleistung erstellen. [Vgl. 6]

Ein Batteriespeichersystem kann sowohl Blindleistung bereitstellen, als auch aufnehmen. Durch die schnelle Reaktionszeit des Systems kann schnell auf Veränderungen im Netz eingegangen werden. Durch die Unabhängigkeit von Wetterbedingungen kann die Anlage zu jeder Zeit diese Systemdienstleistung erbringen. [Vgl. 6]

## 2.4 Notstromversorgung

Die Notstromversorgung ist eine Versorgungsart die eingesetzt wird, um elektrische Geräte mit Energie zu versorgen, sobald das herkömmliche Netz ausfällt. Die Bereitstellung der Notfallenergie kann durch verschiedene Geräten erfolgen. Zum Einsatz kommen Notstromgeneratoren, die mit Diesel betrieben werden oder Batteriespeicheranlagen. [Vgl. 7]

Diese Art von Versorgung ist bedeutsam für kritische Infrastrukturen. Darunter zählen zum Beispiel Krankenhäuser, wichtige industrielle Betriebe und Rechenzentren. Somit können lebenswichtige Geräte in Betrieb bleiben und wirtschaftliche Schäden vermieden werden. [Vgl. 7] [Vgl. 7] In der Abbildung 2.1 ist ein Stromausfall von circa 11:00 Uhr bis 16:00 Uhr



**Abbildung 2.1:** Beispiel eines Stromausfalls in einem Unternehmen in Anlehnung an [7]

dargestellt. Durch eine nicht vorhandene Notstromversorgung könnte ein wirtschaftlicher Totalschaden entstehen. Durch den Stromausfall würde eine Kühlkette von Lebensmittel unterbrochen werden. Die Folge wäre, dass die Produkte nicht mehr weiter verkauft werden dürfen. Somit kommt es zu einem monetären Verlust für das Unternehmen.

Ein Batteriespeicher könnte in diesem Fall die Stromversorgung übernehmen und einen wirtschaftlichen Schaden vermeiden. [Vgl. 7]

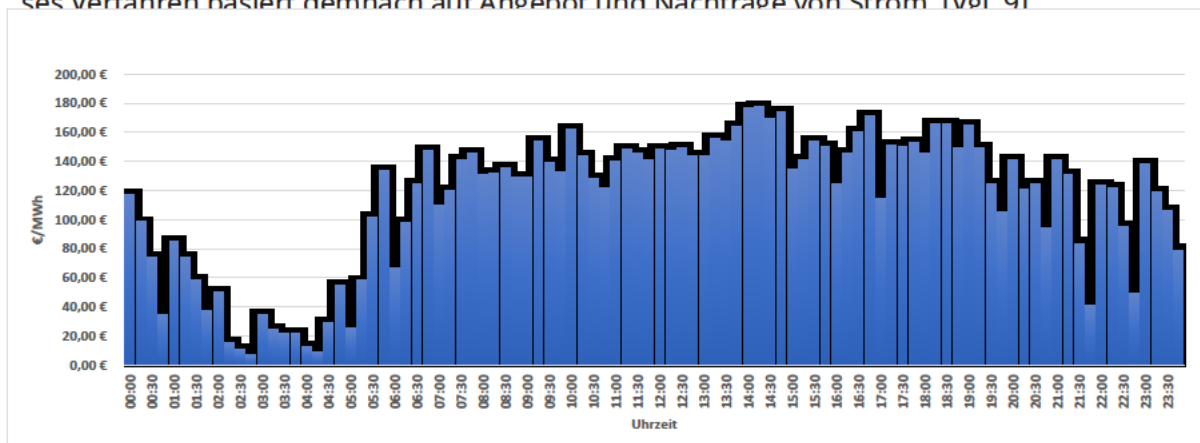
## 2.5 Schwarzstartfähigkeit

Als schwarzstartfähig werden Kraftwerke bezeichnet, die ohne externe Stromzufuhr starten können. Dies ist von Bedeutung, um nach einem Stromausfall das elektrische Netz wieder herstellen zu können. [Vgl. 8]

Batteriespeichersysteme sind schwarzstartfähig. Diese können im Falle eines Netzausfall als Notstromquelle für elektrische Kraftwerke dienen, die nicht schwarzstartfähig sind. Demnach stellt der Batteriespeicher Energie zur Verfügung um ein Kraftwerk mit Strom zu versorgen, sodass dieses wieder in Betrieb genommen werden kann. [Vgl. 8]

## 2.6 Intraday Trading

Das Intraday Trading, auch als Intraday Handel bezeichnet, beschreibt den stetigen Kauf und Verkauf von Strom. Dieser kann in sogenannten Blöcken gehandelt werden. Diese werden in 15-Minuten- oder Stunden-Blöcke untergliedert. Solch ein Handel kann bis zu fünf Minuten vor dem tatsächlichen Gebrauch getätigt werden. Im Vergleich zum Day-Ahead-Handel, der auf dem Merit-Ordner-Prinzip beruht, erfolgt die Preisbildung im Pay-as-bid Verfahren. Dieses Verfahren basiert demnach auf Angebot und Nachfrage von Strom. [Vgl. 9]



**Abbildung 2.2:** Preisverlauf im Intraday-Markt am 01.02.2023  
eigene Darstellung

In der Abbildung 2.2 ist ein typischer Preisverlauf am Intraday-Markt dargestellt. Mithilfe eines Batteriespeichersystems wäre es möglich, zu kostengünstigen Zeitpunkten Strom zu handeln. Ein optimaler Zeitpunkt des Kaufs wären beispielsweise die Viertelstunden-Blöcke 02:30 Uhr bis 02:45 Uhr und 02:45 Uhr bis 03:00 Uhr. Für ein Preis von durchschnittlich 9,00 €/Megawattstunde (€/MWh) könnte der Strom eingekauft werden. Anschließend kann der Strom zu einem späteren Zeitpunkt gewinnbringend veräußert werden. Möglich wäre es zum Beispiel bei den Blöcken von 07:30 Uhr bis 07:45 Uhr und 08:45 Uhr 09:00 Uhr. Der durchschnittliche Preis beläuft sich hierbei auf rund 143,50 €/MWh. Somit würde man einen Erlös von rund 134,50 €/MWh erzielen.

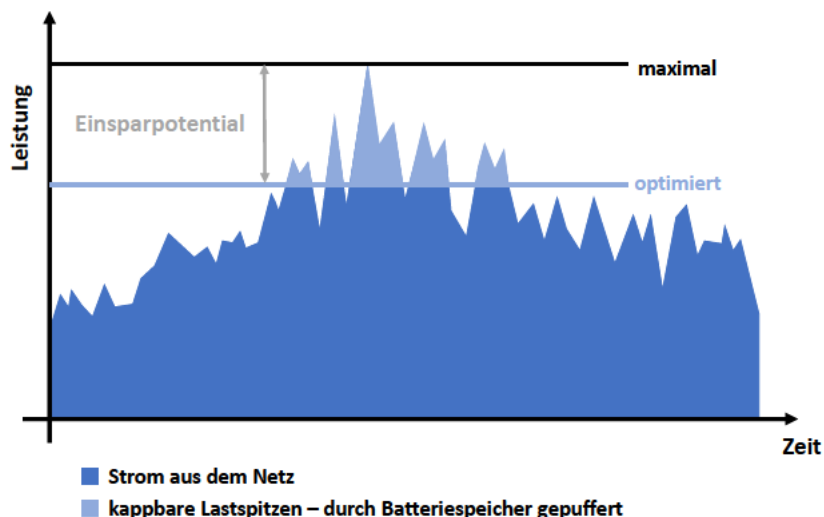
Aufgrund der schnellen Reaktionszeiten von Batteriespeichern können schnelle Einkäufe am Intraday-Markt kostengünstig getätigt und zu einem späteren Zeitpunkt gewinnbringend verkauft werden. [Vgl. 9]



## 2.7 Lastspitzenkappung

In vielen verschiedenen Unternehmen ist der Strombedarf nicht dauerhaft konstant und unterliegt Schwankungen. In bestimmten Fällen besteht die Möglichkeit, dass sogenannte Lastspitzen auftreten können. Diese können sich unmittelbar auf die Stromrechnung auswirken. Ein solcher Fall wäre, dass über einen Zeitraum alle Anlagen des Betriebes laufen und somit hohe Lastspitzen auftreten. Die Stromkosten untergliedern sich in den Arbeits- und Leistungspreis. Die auftretenden Lastspitzen wirken sich dabei auf den Leistungspreis aus, der in Euro pro Kilowatt (kW) berechnet wird. Die Leistung wird durch eine Messeinrichtung aufgezeichnet. In einem Intervall von 15 Minuten wird der Mittelwert der bezogenen Leistung ermittelt. Eine einzige Lastspitze kann sich negativ auf die Stromrechnung auswirken. [Vgl. 10][Vgl. 11]

Der Grund für den Leistungspreis ist der, dass der Versorger diese Spitzenleistung dauerhaft bereithalten muss. Das verursacht für das Energieversorgungsunternehmen zusätzliche Kosten. Diese müssen über den Preis ausgeglichen werden. [Vgl. 10][Vgl. 11]



**Abbildung 2.3:** Funktionsweise Lastspitzenkappung  
in Anlehnung an [10]

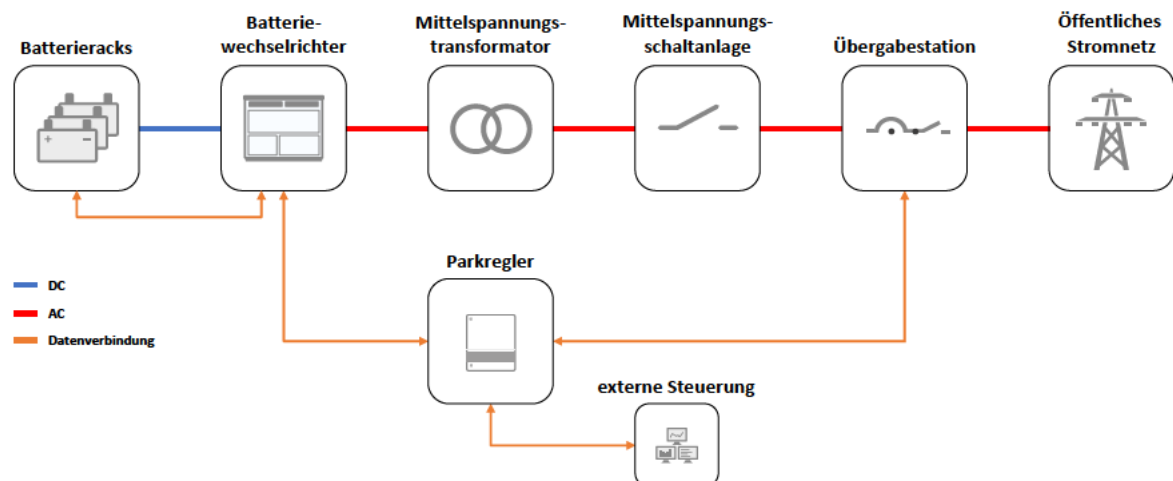
In der Abbildung 2.3 ist die Leistung eines beliebigen Unternehmens pro Zeit gegeben. Im Diagramm sind zwei Grenzwerte aufgezeigt: optimiert und maximal. Die Differenz der beiden Grenzwerte stellt das Einsparpotential dar, dass durch die Lastspitzenkappung erreicht werden kann. Das kann beispielsweise durch ein Batteriespeichersystem erfolgen. Durch intelligente Messgeräte kann der aktuelle Leistungswert gemessen werden. Wird ein vorgegebener Wert überschritten, wird diese benötigte Leistung mithilfe des Batteriespeichers zur Verfügung gestellt. Fällt die Leistung unter den Grenzwert wird der Batteriespeicher wieder kontinuierlich geladen. Das kann durch Bezug aus dem öffentlichen Netz oder einer Photovoltaikanlage erfolgen. Somit können Lastspitzen vermieden und folglich die Energiekosten für das Unternehmen gesenkt werden. [Vgl. 10][Vgl. 11]

## 3 Technische Grundlagen eines Batteriespeichersystems

In diesem Kapitel werden die theoretischen Grundlagen eines Batteriespeichersystems dargestellt. Um einen groben Überblick zu erhalten wird ein solches Komplettsystem schematisch dargestellt. Danach werden die Komponenten der Anlage in ihrer grundlegenden Funktion erläutert. Anschließend werden die Strom- und Datenverbindungen, sowie die Vorschriften eines Systems näher betrachtet.

### 3.1 Schematischer Aufbau eines Batteriespeichersystems

In der Abbildung 3.1 ist ein schematischer Aufbau einer Batteriespeicheranlage dargestellt.



**Abbildung 3.1:** Schematischer Aufbau eines Batteriespeichersystems  
In Anlehnung an [3]

Als Erstes folgt der *Batteriecontainer*. In diesem sind die Batterieracks installiert. Zur Überwachung dient ein Batterie Management System (BMS), das die Batteriezellen stetig kontrolliert. Die Batterien werden mit Gleichspannung (DC) betrieben.

Um den Strom in das öffentliche Netz übertragen zu können, muss dieser erst in Wechselspannung (AC) umgewandelt werden. Diese Aufgabe übernimmt der *Batteriewechselrichter*. Mithilfe von Leistungselektronik kann der Batteriewechselrichter somit die DC-Spannung in AC-Spannung umwandeln. Zur Energiespeicherung wandelt das Gerät die AC-Spannung in DC-Spannung um.

Nach der Umwandlung der von der jeweiligen Spannungsart in die andere muss diese in die nächst höhere Spannungsebene umgewandelt werden. Durch einen *Mittelspannungstransformator* wird die Niederspannung in die Mittelspannung transferiert.

Zum Schutz und zur Steuerung der elektrischen Geräte wird eine *Mittelspannungsschaltanlage* nach dem Mittelspannungstransformator eingesetzt. Darin befinden sich Geräte wie Sicherungen und Schalter.

Die Batterieanlagen werden danach an einem zentralen Punkt zusammengeführt. Das passiert in einer zusätzlichen *Übergabestation*. In dieser werden die Mittelspannungskabel und Datenströme zusammengeführt.

Nach der Übergabestation wird das gesamte System an das *öffentliche Netz* angeschlossen. Je nach Größe kann es an ein bestehendes Mittelspannungslängsnetz integriert werden. Bei großen Anlagen wird das System jedoch direkt an das Umspannwerk angeschlossen.

Als letzte Einheit im Schema ist der *Parkregler* dargestellt. Seine Funktion ist die Überwachung der IST-/SOLL-Werte und die Ausführung von externen Befehlen. Mithilfe einer Datenverbindung kann der Parkregler mit dem BMS, dem Batteriewechselrichter und der Übergabestation kommunizieren. Über den Parkregler ist es möglich von der Ferne die Anlage zu steuern.

## 3.2 Komponenten des Systems und ihre Funktionen

In diesem Abschnitt werden die Komponenten Batteriecontainer, Parkregler, Batteriewechselrichter, Transformator und Mittelspannungsschaltanlage dargestellt und deren Funktion erklärt.

### 3.2.1 Batteriecontainer und Batteriezelle

Der Batteriecontainer ist ein System aus verschiedenen Einzelkomponenten. In Abbildung 3.2 ist ein solcher Batteriecontainer exemplarisch dargestellt. Einzelkomponenten sind insbesondere:

1. Batterie-Racks
2. DC-Verteiler
3. AC-Verteiler
4. Kühlungssystem
5. Feueralarm-System mit integrierter Feuerlöscheinheit

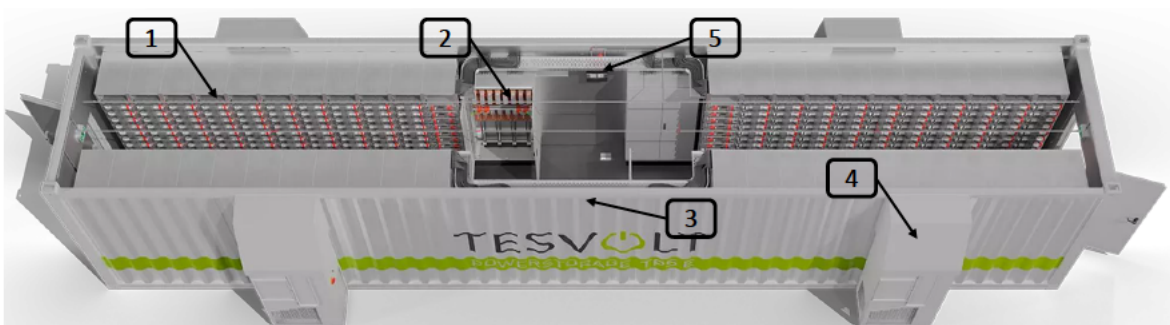


Abbildung 3.2: Übersicht Batteriecontainer  
[12]



Die *DC-Verteiler* nehmen die jeweiligen Kabelstränge der Batterie-Racks auf und bündeln diese, um mit weniger Leitungssystemen zum Hybridwechselrichter geführt zu werden. Der *AC-Verteiler* dient als Energieversorgung der systemrelevanten Geräte, wie für das Feueralarm- und Kühlungssystem. Um den Batteriemodulen eine optimale Arbeitsumgebung zu gewährleisten, müssen diese in einem bestimmten Temperaturbereich gehalten werden. Einsatz findet dafür das *Kühlungssystem*. Das *Feueralarm-System* dient der Überwachung des Systems. Bei Brandentwicklung löst es die integrierte Brandlöschanlage aus, um den Brand einzudämmen und zu löschen.

Bei den *Batterie-Packs* handelt es sich nicht um einen großen Akku, sondern um kleinere, miteinander verschaltete Batteriezellen. In Abbildung 3.3 ist solch eine Systemkette der Batteriezellen dargestellt. Die Zellen werden zu einem Block zusammengeführt und anschließend



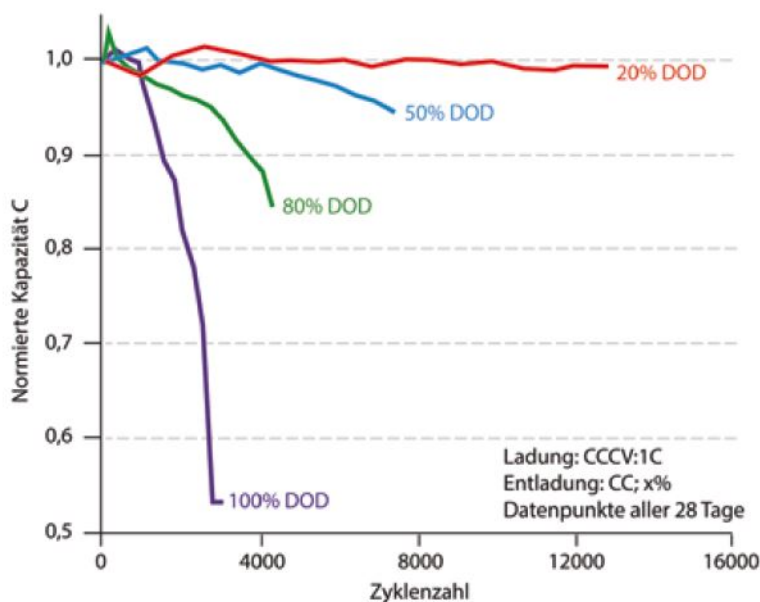
**Abbildung 3.3:** Systemkette von der Batteriezelle bis zum Batteriecontainer  
[13]

aus mehreren Blöcken zu einem Batteriemodul kombiniert. Zur Überwachung und Kontrolle werden die Batteriemodule bereits mit einem BMS ausgestattet. Das BMS überwacht unter anderem die Zelltemperatur, Spannung, Strom und Lade-/Entladezyklen. Die einzelnen Module werden anschließend zu Batteriesystemen verschaltet, die in dem Batteriecontainer installiert werden.

Aktuell werden in der Regel Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Batteriespeichieranlagen eingesetzt. Die Funktionsweise der Lithium-Ionen-Zelle basiert auf der Ein- und Auslagerung von Lithium-Ionen in den Materialgittern. Aufgebaut ist diese Zelle auf der einen Seite mit einer Aluminiumelektrode und einem Lithium-Metall-Oxid. Auf der anderen Seite befindet sich eine Kupferelektrode mit Graphit. Getrennt werden diese jeweiligen Gebiete durch einen Separator. Ohne den Separator würde es zu einem Kurzschluss kommen. Zusätzlich ist die Zelle mit einem Elektrolyt, einem organischen Lösungsmittel, gefüllt. Wird die Zelle geladen, wandern die Elektronen von der Lithium-Metall-Oxid Seite über die Aluminiumelektrode zur Kupferelektrode. Daraufhin oxidiert das Metall der Lithium-Metall-Oxid Verbindung. Aufgrund dessen würde sich diese Schicht positiv aufladen. Um das zu verhindern, passieren nun Lithium-Ionen den Separator zur Graphit-Schicht. In der Graphit-Struktur angelangt, verbinden sich nun die Lithium-Ionen mit den gewanderten Elektronen zu einem Lithium-Atom und lagern sich in die Graphit-Struktur ein. Wird der Akku entladen, wird diese Abfolge umgekehrt durchgeführt. [Vgl. 14, S. 283ff.]

Ein wichtiger Faktor bei Batteriespeichersystemen ist die Lebensdauer der Akkumulatoren. Grundsätzlich gibt es zwei Hauptkategorie, die einen Einfluss auf die Kapazität der Zellen haben. Dies wäre die kalendarische Alterung und die Zyklenfestigkeit. Bei der *kalendarischen Alterung* sind Einflussfaktoren die Temperatur und der Ladezustand der Zelle. Die Kategorie *Zyklenfestigkeit* bezieht sich auch auf die Faktoren der Temperatur und den Ladezustand. Zusätzlich spielen die Entladetiefen und die Lade- und Entladeraten eine wichtige Rolle. [Vgl. 14, S. 283ff.]

In der Abbildung 3.4 ist ein Diagramm der Restkapazität eines Lithium-Ionen-Akkus in Bezug auf die Zyklenanzahl dargestellt. Darin eingezeichnet sind unterschiedliche Entladetiefen in Bezug auf die Kapazität und die Zyklenanzahl. Zu erkennen ist, dass je nach geringerem depth of discharge (DOD) eine höhere Zyklenanzahl erreicht werden kann. Grund dafür ist, dass der Akku durch die geringere Entladetiefe nicht so stark belastet wird und somit eine längere Lebenszeit aufweisen kann. In den aktuellen Batteriespeichersystemen werden vor-



**Abbildung 3.4:** Restkapazität in Abhängigkeit der Zyklenanzahl für unterschiedliche Entladetiefen [14, S. 302]

wiegend Akkumulatoren mit einer positiven Elektroden aus Lithium-Eisenphosphat ( $\text{LiFePO}_4$ ) verwendet. Gründe hierfür sind unter anderem [Vgl. 14, S. 284]:

- hohe Lade- und Entladeströme
- hohe Eigensicherheit (im Vergleich zu anderen Akkumulatoren)
- hohe Zyklenfestigkeit und Lebensdauer
- hoher Wirkungsgrad [Vgl. 14, S. 284]

Durch unterschiedliche Aktivmaterialien ergeben sich andere Spezifikationen für bestimmte Parameter. In den folgenden Absätzen werden die wichtigsten Parameter erklärt und Standardwerte für einen  $\text{LiFePO}_4$ -Akkumulatoren dargestellt. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Die *Nennkapazität* gibt an, wie viel elektrische Ladungen ein Akku speichern kann. Die Einheit wird in Amperestunde (Ah) angegeben. Die Nennkapazität der gängigsten Batteriezellen in diesem Segment liegen zwischen 200 Ah und 300 Ah. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Die *Nennspannung* ist die Spannung, welche ein Akkumulatoren im normalen Betrieb bereitstellen kann. Bei den LiFePO<sub>4</sub>-Akkus ist eine Nennspannung von 3,2 V die Regel. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Unter der *unteren Entladeschlussspannung* wird die Spannung verstanden, die beim entladen nicht unterschritten werden darf, um Schäden an dem Akku zu verhindern. Einstellungen im BMS können den Verlauf dieser Spannung bei der Entladung überwachen und bei Unterschreitung eingreifen. Bei LiFePO<sub>4</sub>-Akkus liegt die untere Entladeschlussspannung bei 2,5 V. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Die *obere Ladeschlussspannung* bezeichnet hingegen die Spannung, die beim Laden nicht überschritten werden sollte, um mögliche Schäden und schnellere Alterung zu vermeiden. Die obere Ladeschlussspannung bei LiFePO<sub>4</sub>-Akkus liegt bei 2,6 V bis 2,65 V. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Die *Lade- und Entladeerate*, auch als C-Rate bezeichnet, gibt den Lade-/ Entladestrom in Bezug auf die Nennkapazität des Akkumulators an. Bei den standardisierten LiFePO<sub>4</sub>-Akkus liegt die Rate bei 1C. In Bezug auf einen 1 Ah Akku wäre der mögliche Lade-/Entladestrom 1 Ampere (A) bei 1C. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Der *Temperaturbereich* gibt an, in welchem Bereich die Batterie genutzt werden kann, ohne weitreichende Schäden zu nehmen. In der Regel liegt der Temperaturbereich beim Laden bei rund 0°C bis 60°C und beim Entladen bei -20°C bis 60°C. Die optimale Temperatur wird mit 25°C angegeben. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

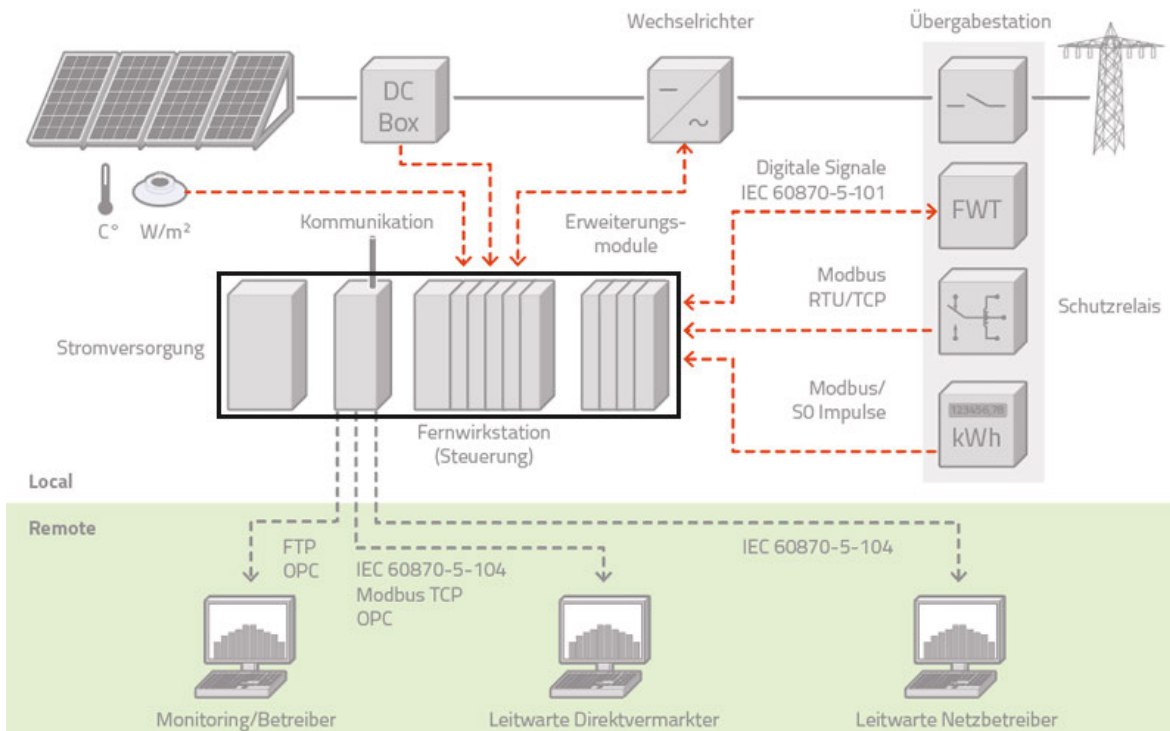
Mithilfe des *Innenwiderstands* kann der Zustand einer Batterie bestimmt werden. Neue und intakte LiFePO<sub>4</sub>-Akkumulatoren sollten in der Regel einen Innenwiderstand von  $\leq 0,18 \text{ m}\Omega$  besitzen. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Die *Zyklusanzahl* gibt an, wie viele Zyklen ein Akku bis zu einer bestimmten Restkapazität erreichen kann. Diese Zyklusanzahl basiert in der Regel auf bestimmte Anwendungsszenarien, wie beispielsweise einer Temperatur von 25°C oder einem maximalen DOD von 80 %. Bei LiFePO<sub>4</sub>-Akkumulatoren liegt die Zyklusanzahl bei rund 6000, bei einer Temperatur von 25°C und einem DOD von 80 %. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

Unter dem *state of charge (SOC)-Bereich* wird der Bereich verstanden, in dem sich der Ladezustand bestmöglichst befinden sollte. Je nach Hersteller und Konfiguration können unterschiedliche Werte gegeben sein. In der Regel wird ein SOC zwischen 10 % und 90 % empfohlen. [Vgl. 14, S. 283 ff.][Vgl. 15]

### 3.2.2 Parkregler

Ein Parkregler, auch Energieerzeugungsanlagen-Regler (EZA-Regler) genannt, ist ein Gerät im Schaltsystem der Übergabestation, welches zusätzlich in dieser installiert werden kann. Es dient als Kommunikations- und Regelungsschnittstelle zwischen den Zugriffsberechtigten und der jeweils am Netzanschlusspunkt verbundenen Erzeugungseinheiten. Zugriffsberechtigte können in diesem Fall Energieversorger, Netzbetreiber, Direktvermarkter oder andere Kunden sein. Der Parkregler ist damit der Ersatz vom Funkrundsteuerempfänger (FRE).



**Abbildung 3.5:** Systemdiagramm eines Parkreglers  
[16]

In der Abbildung 3.5 ist ein Systemdiagramm eines Parkreglers der Firma Zebotec dargestellt. Der schwarze Rahmen stellt die Parkreglereinheit dar. Diese besteht aus unterschiedlichen Modulen. Hauptkomponenten sind unter anderem ein Stromversorgungsmodul, eine Kommunikationseinheit und eine Steuerung (Fernwirkstation). Je nach Anforderungen können solche System modular erweitert werden. Eine mögliche Erweiterung wäre ein Datenlogger. Mithilfe des Moduls können verschiedene Daten von Anlagen oder Sensoren erfasst werden. Diese Daten können dann auf einem Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) System visualisiert, verwaltet und gesteuert werden.

Die grundlegende Funktion basiert auf der Anlagenregelung. Mit Hilfe des Parkreglers werden IST-Zustände abgefragt und SOLL-Werte übermittelt. Die IST-Werte werden mithilfe von Messeinrichtungen im Netzverknüpfungspunkt und den einzelnen Energieerzeugungseinheiten erfasst. Die Regelungstechnik regelt dann mit vorgegebenen SOLL-Werten die Anlage beziehungsweise die Einheiten. Die Kommunikation erfolgt auf unterschiedlichen Wegen. Für die Regelung zwischen Parkregler und Anlageneinheiten wird in der Regel das Kommunikationsprotokoll Modbus TCP verwendet.

Für die Kommunikation zwischen Parkregler und Fernwirktechnik der Übergabestation wird standardmäßig das Kommunikationsprotokoll IEC 60870-5-101 verwendet. Für die Übertragung nach außen, beispielsweise zur Leitwarte des zuständigen Netzbetreibers wird das Standardprotokoll IEC 60870-5-104 verwendet. Übertragungen zum Direktvermarkter und Betreiber sind in der Regel nicht festgesetzt und können unterschiedliche Kommunikationsprotokolle verwenden.

Vorgeschrieben ist der Parkregler ab einer Leistung von 135 kW beziehungsweise 150 kVA. Zusätzlich muss der Parkregler Anforderungen unterschiedlichster Vorschriften erfüllen. Beispielsweise der VDE-AR 4105 oder 4110. Zusätzlich ist ein Komponentenzertifikat des Parkreglers notwendig, denn ohne einen zertifizierten Parkregler kann die Anlagenzertifizierung nicht erfolgen. [Vgl. 16]

### 3.2.3 Batteriewechselrichter

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Batteriezellen erzeugen einen Gleichstrom. Um diesen Strom in das öffentliche Netz einspeisen zu können, ist die Umwandlung in Wechselstrom notwendig. Herkömmliche Wechselrichter können Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln. Diese sind zum Beispiel dafür ausgelegt, den erzeugten Solarstrom (DC) in Wechselstrom umzuwandeln. Diese Art von Wechselrichter ist nur für eine Richtung des Stromflusses ausgelegt. Um in die andere Richtung einen Strom fließen zu lassen, sind sogenannte *Batteriewechselrichter* notwendig. Diese sind dafür spezialisiert, den Stromfluss und die dementsprechende Umwandlung der Stromformen in beide Richtungen zu ermöglichen. In Abbildung 3.6 ist ein solcher Aufbau grundlegend, schematisch dargestellt.

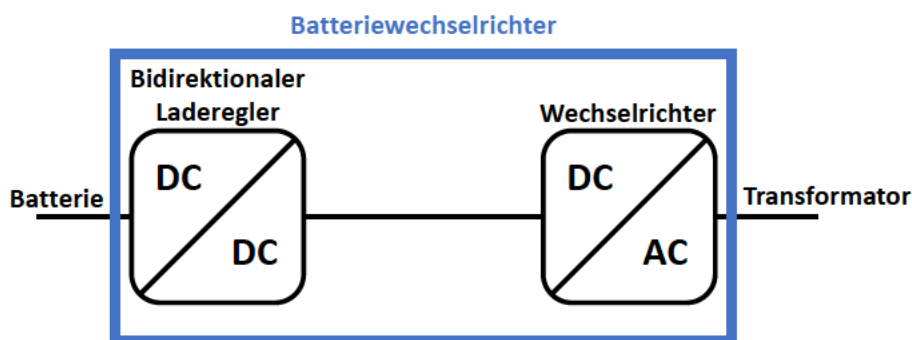
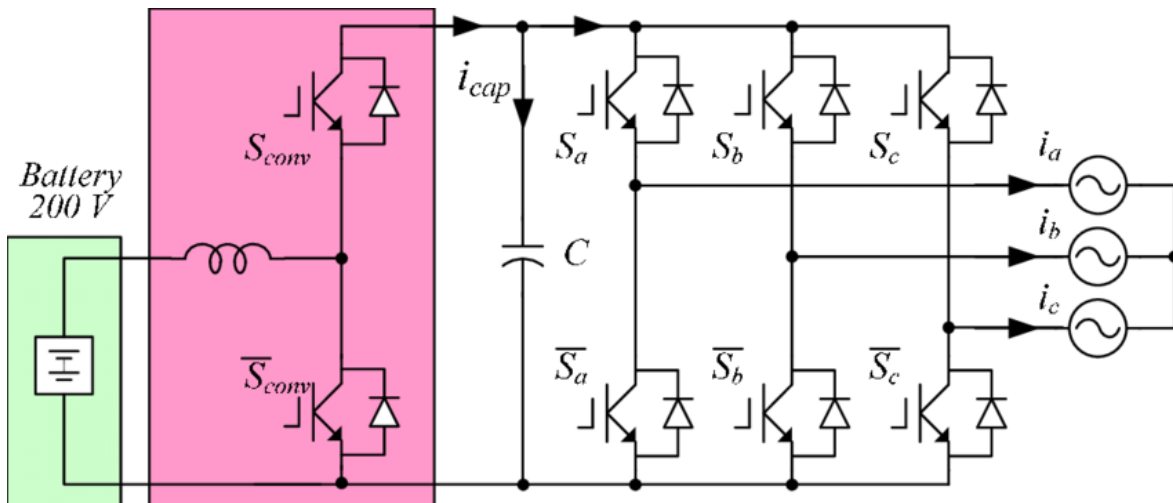


Abbildung 3.6: Systemtopologie Batteriewechselrichter  
[eigene Darstellung]

Eine genauere Betrachtung ist in der Abbildung 3.7 dargestellt. Dabei ist die Batterieeinheit grün hinterlegt. Danach folgt der bidirektionale DC/DC-Wandler, im Bild in der Farbe Pink gekennzeichnet. Wichtig ist bei einem Batteriewechselrichter, dass der DC/DC-Wandler bidirektional ist. Dies ermöglicht einen Stromfluss in beide Richtungen. Ein unidirektionaler DC/DC-Wandler kann hingegen nur in eine Richtung den Stromfluss leiten. Danach folgt eine B6 Vollbrücke. Diese wandelt den Gleichstrom in Wechselstrom und umgekehrt. Die mit "S" gekennzeichneten Schaltelemente können als Schalter verstanden werden. In der Regel sind diese Schalter insulated-gate bipolar transistor (IGBT). Durch paarweise Schalterstellungen von  $S_x$  und  $\bar{S}_x$  lässt sich ein Rechteckimpuls erzeugen.



Um einen annähernd ähnlichen sinusförmigen Wechselstrom erzeugen zu können, wird die Pulsweitenmodulation (PWM) genutzt. Durch unterschiedliche Impuls- und Ruhezeiten lassen sich unterschiedlich hohe Amplituden erzeugen. Wird eine hohe Amplitude benötigt, ist die Impulszeit länger und die Ruhezeit kürzer. Je nach Wechselrichtertyp und Hersteller sind zusätzliche Filter und weitere Komponenten verbaut. In diesem Fall handelt es sich um einen prinzipiellen Aufbau.



**Abbildung 3.7:** B6 Vollbrücke mit bidirektionalen DC/DC-Wandler [17]

Um die Dimensionierung der vor- und nachgelagerten Gerätschaften bestimmen zu können, sind Parameter des Wechselrichters erforderlich. An der DC-Seite werden in diesem Fall die Kabel der Batteriespeicheranlage anliegen. An der Gleichstromseite sind folgende Angaben von Bedeutung:

- DC-Nennspannung
- DC-Spannungsbereich
- maximaler DC-Strom

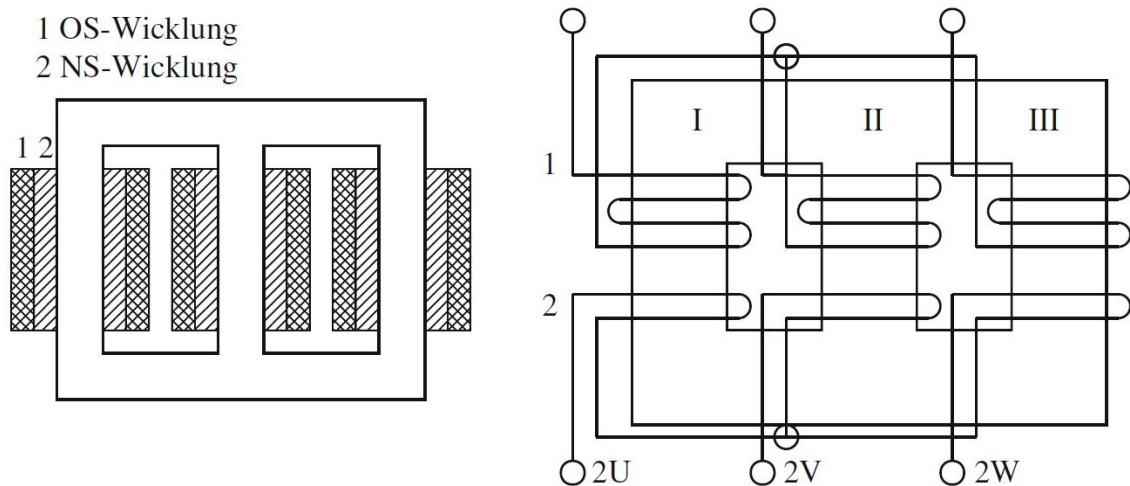
Nach dem Batteriewechselrichter werden Kabel an einen Mittelspannungstransformator angeschlossen. Dies ist die AC-Seite. Wichtige Parameter sind in diesem Falle:

- AC-Nennleistung
- AC-Scheinleistung
- maximaler AC-Strom
- AC-Nennspannung
- AC-Spannungsbereich
- AC-Nennfrequenz
- AC-Frequenzbereich
- Leistungsfaktor (Cos phi)

Weiterhin besitzen die gängigsten Wechselrichter weitere Datenpunkte wie Schutzeinrichtungen und weitere Ausstattungsvarianten.

### 3.2.4 Transformator

Durch einen Transformator lässt sich Wechsel- oder Drehstrom in verschiedene Spannungsebenen transferieren. So ist es möglich von einer höheren Spannungsebene auf eine niedrigere Spannungsebene Strom zu übertragen. Beispielsweise von der Mittelspannung mit 20 kV in die Niederspannung mit 0,4 kV. Im Verteilnetz werden Drehstromtransformatoren eingesetzt. In Abbildung 3.8 ist ein solcher Transformator dargestellt. Im Vergleich zum Einphasentransformator besitzt dieser drei Schenkel. Dabei werden die Wicklungen auf die Schenkel aufgeteilt. Auf jedem dieser Schenkel ist die Unterspannungswicklung und darauf die dazugehörige Oberspannungswicklung angebracht.



**Abbildung 3.8:** Drehstrom-Dreischenkeltransformator  
[18]

Das Prinzip des Transformators beruht auf der magnetischen Induktion. Eine Wechselspannung wird an der Primärspule angelegt. Durch die Anlegung der Spannung wird ein sich regelmäßig änderndes Magnetfeld erzeugt. Durch das sich ändernde Magnetfeld wird in der Sekundärspule eine Spannung induziert. Dabei bleibt die Frequenz identisch. Es ändert sich je nach Konfiguration die Spannungs- und Stromgröße. [Vgl. 18, S. 965 f.]

Um die Parameter Scheinleistung, Strom und Spannung zu bestimmen, sind Formeln 3.1, 3.2 und 3.3 zu verwenden. Diese beziehen sich auf die Bemessungsgrößen eines Transformators. *Bemessungsscheinleistung des Transformators:*

$$S_b = \frac{\sqrt{3} \cdot I_b \cdot U_b}{10^3} \quad (3.1)$$

*Bemessungsstrom:*

$$I_b = \frac{S_b \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_b} \quad (3.2)$$

*Bemessungsspannung:*

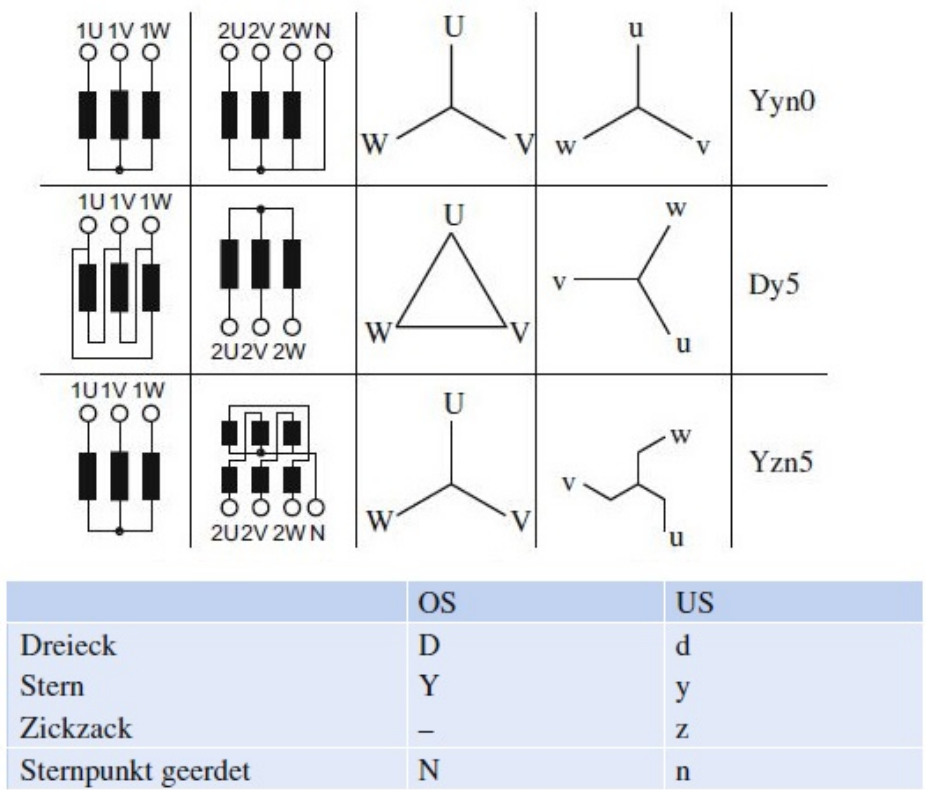
$$U_b = \frac{S_b \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_b} \quad (3.3)$$

$S_b$  = Bemessungscheinleistung des Transformators [kVA]

$I_b$  = Bemessungsstrom [A]

$U_b$  = Bemessungsspannung [V]

Aufgrund der drei Phasen eines Drehstromtransformators können unterschiedliche Schaltungen auf der Primär- und Sekundärseite eingestellt werden. Mögliche Schaltungen sind die Dreieck- und Sternschaltung. Zusätzlich kann eine Zickzackschaltung auf der Unterspannungsseite eingestellt werden. In der Abbildung 3.9 sind die häufigsten Schaltgruppen dargestellt. [Vgl. 18, S. 970 ff.]



**Abbildung 3.9:** häufige Schaltgruppen von Drehstromtransformatoren [18]

Jede Schaltgruppe besitzt eine eigenständige Bezeichnung. Die Bezeichnung beginnt mit der Oberspannungsseite. Dieser Buchstabe wird immer groß geschrieben. Danach folgt die Unterspannungsseite, in diesem Fall ist der Buchstabe klein. Wenn vorhanden folgt ein dritter Buchstabe. Dieser beschreibt, ob der Sternpunkt geerdet ist. Gekennzeichnet wird dieser mit dem Buchstaben "n". Wenn dieser auf der Oberspannungsseite geerdet wird, ist der Buchstabe ein großes "N". Auf der Unterspannungsseite wird das "n" klein geschrieben. Zum Schluss folgt eine Zahl. Diese gibt die Phasenverschiebung zwischen der Unterspannungsseite und der Oberspannungsseite an. Die Zahl wird mit einem festen Winkel von 30° multipliziert. Daraus ergibt sich die Phasenverschiebung. [18, S. 971] Aufgrund der unterschiedlichen Schaltungsarten ergeben sich unterschiedliche Berechnungsgrundlagen. In den nächsten zwei Abschnitten sind die jeweiligen Formeln der Schaltungsformen aufgelistet.



Folgende Formeln ergeben sich für die *Dreieckschaltung*: [Vgl. 18, S. 971]

$$S_{NStr} = \frac{1}{3} \cdot S_N \quad (3.4)$$

$$U_{NStr} = U_N \quad (3.5)$$

$$I_{NStr} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_N \quad (3.6)$$

Folgende Formeln ergeben sich für die *Sternschaltung*: [18, S. 971]

$$S_{NStr} = \frac{1}{3} \cdot S_N \quad (3.7)$$

$$U_{NStr} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_N \quad (3.8)$$

$$I_{NStr} = I_N \quad (3.9)$$

$S_{NStr}$  = Nennscheinleistung eines Strangs (Phase)

$S_N$  = Gesamtnennscheinleistung

$U_{NStr}$  = Strangnennspannung

$U_N$  = Außenleiternennspannung

$I_{NStr}$  = Strangnennstrom

$I_N$  = Leiternennstrom

Eine weitere wichtige Größe ist die *Kurzschlussspannung*. Bestimmt werden, kann die Kurzschlussspannung im Kurzschlussversuch. Dabei wird die Sekundärseite kurzgeschlossen. An der Primärseite wird dann die Spannung solange erhöht, bis in der Sekundärseite der Nennstrom zu messen ist. Damit ergibt sich die Kurzschlussspannung. In der Regel wird jedoch die *relative Kurzschlussspannung* angegeben. [Vgl. 18, S. 968 f.][Vgl. 19] Berechnet werden kann diese mit folgender Formel:

$$u_k = \frac{U_k \cdot 100\%}{U_{1N}} \quad (3.10)$$

$u_k$  = relative Kurzschlussspannung

$U_k$  = Kurzschlussspannung

$U_{1N}$  = Primärnennspannung

Dabei wird in zwei Kategorien unterschieden. Bei kleinen Kurzschlussspannungen wird von spannungssteifen Transformatoren gesprochen. In diesem Fall fällt die Sekundärspannung in einem kleinen Maß im Belastungsfall.

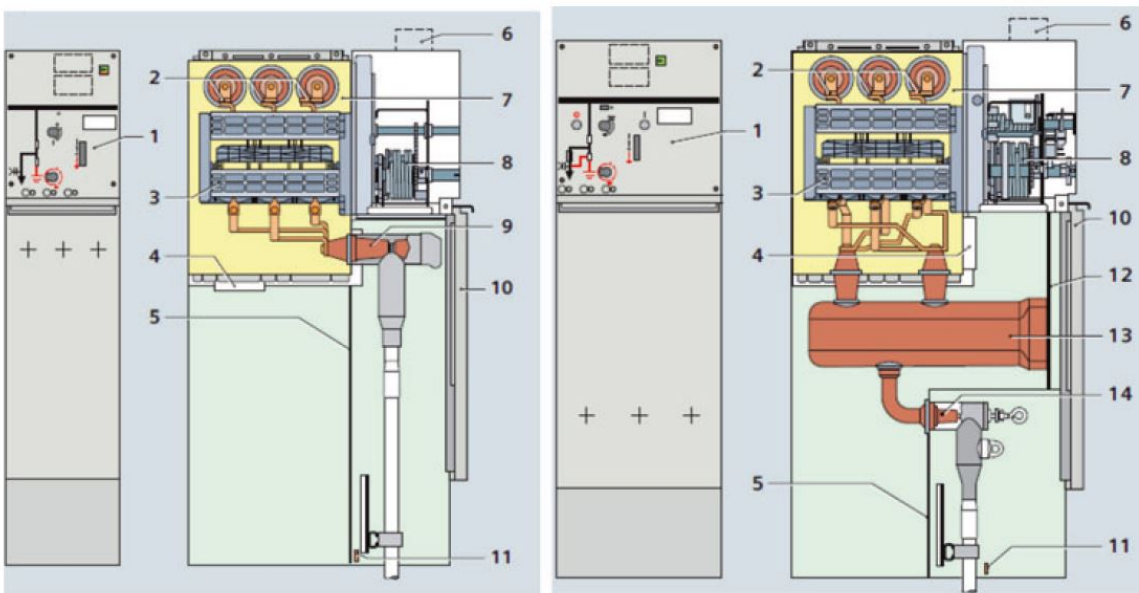
Bei großen Kurzschlussspannungen wird hingegen von einem spannungsweichen Transformatoren gesprochen. Dabei fällt bei Belastung des Transformators die Spannung stärker. In Verteilungsnetzen werden aus diesem Grund spannungssteife Transformatoren eingesetzt. Bei Mittelspannungstransformatoren liegt die relative Kurzschlussspannung zwischen vier Prozent und sechs Prozent. [Vgl. 19]

Wichtige Kenngrößen auf einem Transformatortypenschildes:

- Typ
- Bemessungsscheinleistung
- Bemessungsspannung
- Bemessungsstrom
- relative Kurzschlussspannung
- Dauerkurzschlussstrom
- maximale Kurzschlussdauer
- Bemessungsfrequenz
- Schaltgruppe
- Kühlungsart
- Isolierflüssigkeit

### 3.2.5 Mittelspannungsschaltanlage

Eine Mittelspannungsschaltanlage ist ein System zur sicheren Verteilung von Energie in der Mittelspannungsebene. Diese besteht aus unterschiedlichen Komponenten. Darunter zählen unter anderem Leistungsschalter, Sicherungen, Wandler, Messgeräte, Steuerungseinheiten und Lasttrennschalter. In der Abbildung 3.10 ist ein mechanischer Aufbau einer solchen Anlage dargestellt.



**Abbildung 3.10:** mechanischer Aufbau einer gasisolierten Mittelspannungsschaltanlage [20, S. 356]

Im Folgenden werden die einzelnen Nummern ihrer Bedeutung zugeordnet [20, S. 356 f.]:

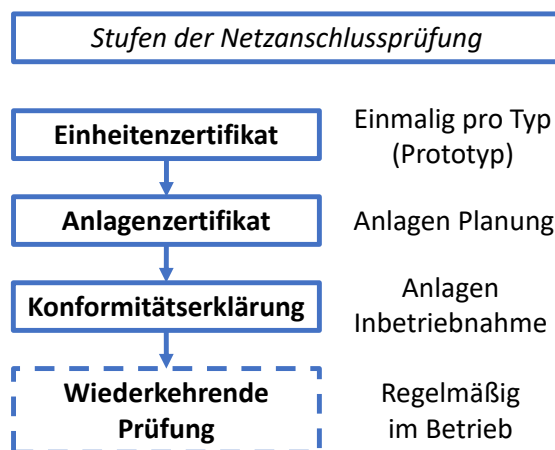
1. Bedienfeld
2. Anordnung Sammelschiene
3. Dreistellungslasttrennschalter
4. Druckentlastungseinrichtung
5. Trennblech Kabelanschlussraumdruckentlastungsraum
6. Kabelkanal, abnehmbar für Schutz- und Ringleitungen
7. Anlagenbehälter, mit Gas gefüllt
8. Antrieb Schaltgerät
9. Durchführung für Kabelstecker mit Schraubkontakt
10. Kabelraumabdeckung
11. Erdsammelschiene mit Erdungsanschluss
12. Schottung
13. HH-Sicherungsanbau
14. Durchführung für Kabelstecker mit Steckkontakt [20, S. 356 f.]

Eine Grundfunktion einer Mittelspannungsschaltanlage besteht darin, den Stromfluss bei Bedarf zu unterbrechen. Der Leistungsschalter in einer Anlage übernimmt die Ab- oder Zuschaltung des Stromes. Auch bei einem Kurzschluss ist dieser in der Lage zu schalten. Der Lasttrennschalter wird hingegen zum Freischalten und herstellen einer Trennstelle beziehungsweise einer Trennstrecke genutzt. Zum Kurzschließen und Erden eines Stromkreises wird der Erdungsschalter eingesetzt. Als Isoliermedium in den Schalträumen wird in Ortsnetzstationen in der Regel das Gas Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) eingesetzt. Der Vorzug liegt hier in einer kompakteren Bauweise als bei einer luftisolierten Schaltanlage. [Vgl. 21, S. 6 f.] Für die Auswahl von Mittelspannungsschaltanlagen für Projekte wird die Auswahl anhand vorgegebener Bemessungsdaten ausgewählt. Diese sind in der Regel:

- Bemessungsspannung
- Bemessungskurzzeitstrom
- Bemessungsstrom der Sammelschiene
- Störlichtbogenqualifikation
- Betriebsverfügbarkeit oder auch loss of service continuity (LSC) Klassifizierung
- Ausstattung der Mittelspannungsschaltanlage

### 3.3 Zertifizierung

Seit dem Jahr 2008 existiert ein Zertifizierungsverfahren für Erzeugungsanlagen. Die Zertifizierung führt nun eine unabhängige Stelle durch. Diese unabhängige Stelle wird durch die deutsche Akkreditierungsstelle, kurz DAkkS, überwacht. Die Akkreditierung der unabhängigen Stelle erfolgt zusätzlich durch die DAkkS. Um eine einheitliche Regelung für Anlagen zu gewährleisten, wurde die Technische Richtlinie TR3 der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW) erstellt. [Vgl. 22, S. 19] Für die Prüfung und Zertifizierung gibt es einen bestimmten Ablauf. In der Abbildung 3.11 sind die Etappen der Netzanschlussprüfung dargestellt.



**Abbildung 3.11:** Etappen der Netzanschlussprüfung  
In Anlehnung an [22, S. 19]

Bei dem *Einheitszertifikat* handelt es sich um ein Zertifikat einer Erzeugungseinheit. Im Bereich Batteriespeicher fällt der Batteriewechselrichter unter diesen Begriff. Für den Batteriewechselrichter sind eine Vielzahl von Messungen notwendig. Dazu zählen unter anderem die Oberschwingungen, die Leistungskurve und Flicker und das Verhalten von Spannungseinbrüchen [22, S. 20]. Dieses Einheitszertifikat muss nur einmal für ein Modell erstellt werden. Je nach Spannungsebene wird ein anderes Einheitszertifikat erforderlich. In der Niederspannung ist es die VDE-AR N 4105. In der Mittelspannung die VDE-AR N 4110 und in der Hochspannung die VDE-AR N 4120. [Vgl. 22, S. 20]

Das *Anlagenzertifikat* wird für jede Energieerzeugungsanlage separat erstellt. Dabei werden die Daten aus dem Einheitszertifikat der Erzeugungseinheiten und des vorgegebenen Netzanschlusspunkts analysiert. Die Daten des Netzanschlusspunkts erhält der Zertifizierer vom zuständigen Netzbetreiber. Danach wird in einem Programm die Anlage aufgebaut. Überlicherweise findet dies im Programm PowerFactory der Firma DlgSILENT statt. Anschließend werden im aufgebauten Modell Berechnungen für vorgegebene Betriebspunkte durchgeführt. [Vgl. 22, S. 20]

Die *Konformitätserklärung* erfolgt nach der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage. Hierbei wird geprüft, ob vor Ort die Anlage der Anlagenzertifizierung entspricht. Dabei wird alles durch einen Gutachter dokumentiert. [Vgl. 22, S. 20]

### 3.4 Kabeldimensionierung und Prüfung der Kurzschlussfestigkeit

Um einen normgerechten Betrieb zu gewährleisten, müssen die Betriebsmittel auf Belastbarkeit und Kurzschlussfestigkeit dimensioniert und überprüft werden. Für die Kabeldimensionierung der Dauerstrombelastbarkeit wird der Strom nach der VDE 0276-620 und VDE 0276-1000 berechnet und bestimmt. Dafür ergibt sich folgende Formel:

$$I_{max} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \frac{P_{sum}}{\cos \varphi} \quad (3.11)$$

$I_{max}$  = maximaler Strom  
 $U_n$  = Nennspannung  
 $P_{sum}$  = Summe der Nennleistung  
 $\cos \varphi$  = Leistungsfaktor

Mithilfe der berechneten Werte können die Kabelquerschnitte ausgewählt werden. Durch den bestimmten Stromfluss, lassen sich andere Komponenten ebenso bestimmen. Dazu zählen die Schaltanlagen, die Sammelschienen, diverse Schalter und Stromwandler.

Zusätzlich zur Dauerstrombelastbarkeit ist die Kurzschlussfestigkeit der Kabel von Bedeutung. In der VDE 0276-1000 werden Angaben zur Berechnung der maximalen Kurzschlussbelastbarkeit einer Leitung angegeben. Folgende Formel wurde aus der VDE 0276-1000 entnommen:

$$I_{thz} = J_{thr} \cdot S_n \cdot \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}} \quad (3.12)$$

$I_{thz}$  = Kurzschlussbelastbarkeit  
 $J_{thr}$  = Kurzzeitstromdichte  
 $S_n$  = Leiterquerschnitt des Kabels  
 $t_{kr}$  = Bemessungskurzschlussdauer (1s)  
 $t_k$  = Kurzschlussdauer



## 4 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen einer Batteriespeicheranlage

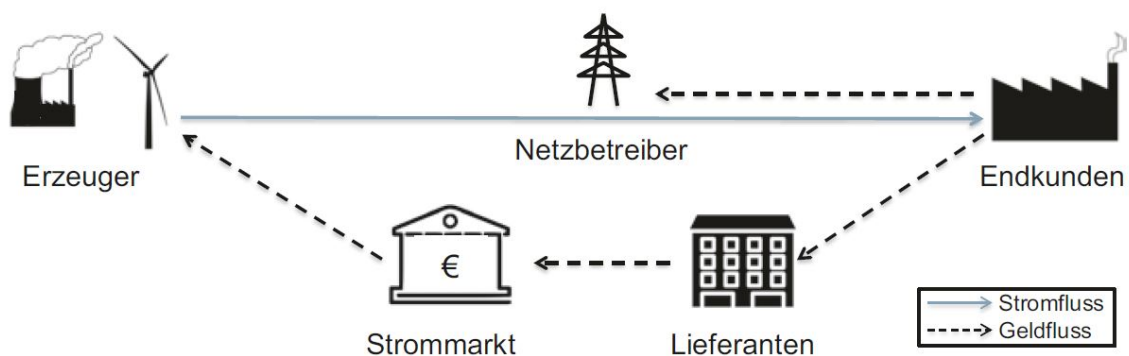
In diesem Kapitel werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Batteriegroßspeichersystemen untersucht. Um einen Einblick zu erhalten, werden zu Beginn energiewirtschaftliche Grundlagen dargestellt. Danach folgen rechtliche Rahmenbedingungen und finanzielle Entlastungs- und Fördermöglichkeiten. Anschließend werden mögliche Vermarktungsformen und deren Erlöspotentiale untersucht und analysiert. Schlussendlich folgt die Betrachtung und Vorgehensweise der Wirtschaftlichkeitsberechnung.

### 4.1 Grundlagen der Energiewirtschaft

In diesem Unterkapitel sollen energiewirtschaftliche Grundlagen aufgeführt werden, um einen ersten Überblick über diese Thematik zu erhalten. Dabei wird auf die Wertschöpfungskette, das Strommarktdesign und die Strompreiszusammensetzung eingegangen.

#### 4.1.1 Wertschöpfungskette

Anfang der 1990er-Jahren begann die Liberalisierung des deutschen Strommarktes. Das Ziel der Umgestaltung war eine preisgünstige Energieversorgung herzustellen. In der Abbildung 4.1 ist die Wertschöpfungskette eines solchen liberalisierten Marktes dargestellt. Der Stromfluss ist durch eine blaue Linie und der Geldfluss mit einer schwarz-gestrichelten Linie dargestellt.



**Abbildung 4.1:** Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft  
[23]

Der *Erzeuger* ist in der Wertschöpfungskette der Energieerzeuger. In diesem Zusammenhang kann zwischen konventioneller und erneuerbarer Erzeugung unterschieden werden. Konventionelle Kraftwerke, wie beispielsweise Kohle- oder Gaskraftwerke, speisen in der Regel in das Höchst- und Hochspannungsnetz ein.

Die erneuerbaren Kraftwerke, wie Wind-, Solar-, und Biogasanlagen sind in den meisten Fällen in der Nieder- und Mittelspannung angeschlossen und speisen in diese Spannungsebene ein. [Vgl. 24][Vgl. 23]

Der Strom des Erzeugers wird am *Strommarkt* angeboten. An diesem Markt gibt es verschiedene Handlungsoptionen. Entweder kann der erzeugte Strom an einer Börse wie beispielsweise der European Energy Exchange (EEX) angeboten werden oder über den Over-the-Counter-Markt (OTC-Markt). [Vgl. 24][Vgl. 23]

Der *Lieferant* übernimmt die Rolle der Beschaffung des Stromes am Strommarkt. Dieser ist die Schnittstelle des Geldflusses zwischen Endkunde und Erzeuger. In Deutschland existieren gegenwärtig rund 1100 Stromanbieter. Pro Region kann durchschnittlich zwischen rund 167 dieser Anbieter gewählt werden. [Vgl. 24][Vgl. 23]

Der *Netzbetreiber* übernimmt den Transport und die Verteilung des Stroms. Dieser unterteilt sich in den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und den Verteilnetzbetreiber (VNB). In Deutschland gibt es vier ÜNB - 50Hertz Transmission, TransnetBW, TenneT und Amprion. Jede dieser Gesellschaften agiert in einer festgelegten Regelzone und übernimmt die Rolle der Übertragung und des Transportes. Das geschieht über die Höchstspannungsleitung (380 kV) zum VNB. Im Jahr 2022 existierten 865 solcher VNB. Diese übernehmen die Verteilung des Stroms über die Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsleitungen. [Vgl. 24][Vgl. 23]

Der *Endkunde* kann zwischen verschiedenen Lieferanten wählen und das beste Angebot für seine Bedürfnisse abschließen. Der Geldfluss findet zwischen dem Endkunden und den Lieferanten statt. Die im Strompreis enthaltenen Netzentgelte für den Verteilnetzbetreiber werden vom Lieferanten danach an dieses übertragen. [Vgl. 24][Vgl. 23]

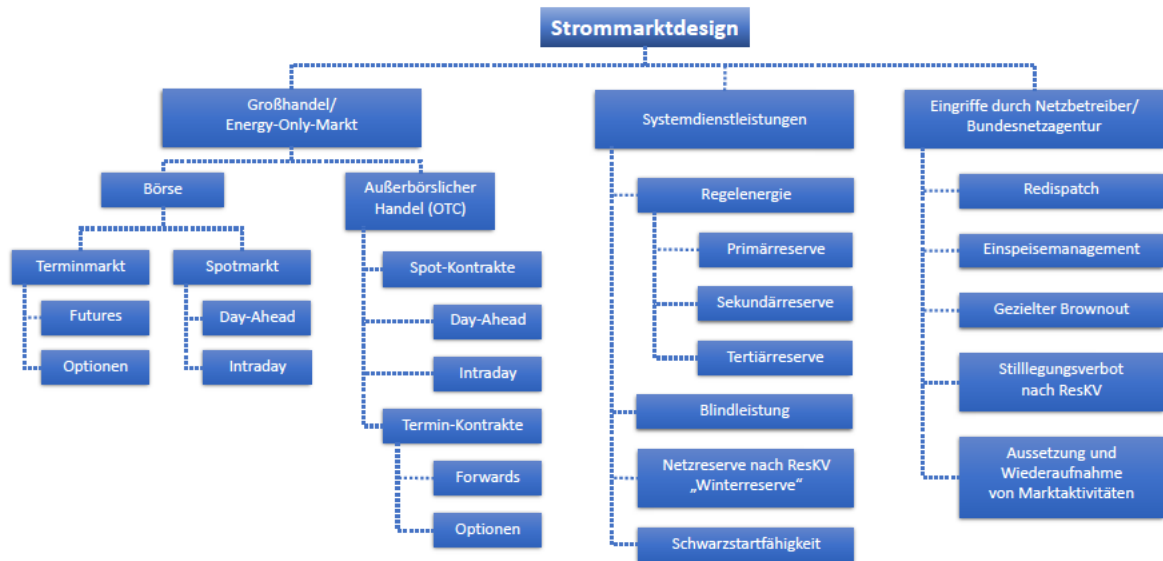
#### 4.1.2 Strommarktdesign

Durch den Zuwachs von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen werden teilweise die konventionellen Kraftwerke immer weniger in Anspruch genommen. Die Weiterentwicklung zum Strommarkt 2.0 im Zuge des Strommarktgesetzes 2016 hat zuverlässige Rahmenbedingungen für Investoren und Akteure geschaffen, die in erneuerbare Energieerzeugungsanlagen investieren und Innovationen vorantreiben wollen. [Vgl. 25]

In der Abbildung 4.2 ist das Strommarktdesign mit den verschiedenen Kategorien dargestellt. Das Strommarktdesign untergliedert sich in drei Hauptkategorien. Den Energy-Only-Markt, die Systemdienstleistungen und die Eingriffe durch den Netzbetreiber oder die Bundesnetzagentur.

Der *Energy-Only-Markt* umfasst den Handel von Energie, der tatsächlich erzeugt wurde. Dieser unterteilt sich in zwei Bereiche, die *Strombörse* und der *außerbörsliche Handel (OTC)*. Die Strombörse in Deutschland ist die EEX mit Sitz in Leipzig. Der Handel basiert auf Angebot und Nachfrage. Der Erzeuger, der das günstigste Angebot abgibt, erhält den Zuschlag. Der Käufer, der das höchste Gebot gibt, erhält das Produkt. Beschafft werden kann der Strom entweder über den Terminmarkt oder den Spotmarkt.





**Abbildung 4.2:** Strommarktdesign  
In Anlehnung an [26]

Bei dem *Terminmarkt* handelt es sich um Beschaffungen von Strom für die Zukunft. Diese werden am EEX Terminmarkt gehandelt. Die Hauptkategorie sind die Futures. In diesem Segment werden für verschiedene Zeitperioden unterschiedliche Produkte angeboten. Speziell sind diese für Wochen, Wochenenden, Monate, Quartale und Jahre konzipiert. Somit können bis zu einem Vorlauf von sechs Jahren Strommengen gehandelt werden. Das bietet einen stabilen Preis, womit zukunftsmaßige Preisschwankungen vermieden werden können.

Der *Spotmarkt* hingegen handelt kurzfristige Strommengen. Dies übernimmt zum Beispiel die Tochterfirma European Power Exchange (EPEX), die ihren Sitz in Paris hat. Unterschieden werden kann zwischen dem Day-Ahead- und dem Intraday-Handel. Der Day-Ahead-Handel ist für die Lieferung des Stromes für den Folgetag konzipiert. Die Strommengen werden in Stunden oder Blöcken angeboten. Die Gebote müssen bis 12:00 Uhr abgegeben werden, wenn der Strom am nächsten Tag benötigt wird. Die Ergebnisse der Auktion werden 12:40 Uhr bekannt gegeben. Der Intraday-Handel kann hingegen bis fünf Minuten vor der tatsächlichen Nutzung des Stromes erworben werden. Im Vergleich zum Day-Ahead-Handel können auch Viertelstundenprodukte angeboten werden. Der Handel beginnt am Vortag um 15:00 Uhr für Stundenprodukte und 16:00 Uhr für Viertelstundenprodukte. [Vgl. 27]

Bei dem *außerbörslichen Handel* über den OTC-Markt wird der Strom nicht mittels dem Angebot und Nachfrage Prinzip gehandelt, sondern bilateral. Der Erzeuger schließt mit dem Käufer einen Vertrag ab, deren Bedingungen meist nur den Handelspartnern bekannt ist. Gehandelt wird annähernd wie an der Börse. Regelzonenübergreifend ist der Abschluss bis 15 Minuten vor Lieferung möglich. In der internen Regelzone ist der Abschluss bis unmittelbar vor der Lieferung möglich. Grundsätzlich werden am OTC-Markt jedoch längerfristige Verträge für die Grundlast (Baseload) oder Spitzenlast (Peakload) gehandelt. [Vgl. 28]

Die zweite Hauptkategorie umfasst die *Systemdienstleistungen*. Hierzu zählen der Regelenergie, die Blindleistung, die Netzreserve nach Netzreserveverordnung (ResKV) und die Schwarzstartfähigkeit.

Diese Dienstleistungen dienen der Sicherstellung des Systembetriebes des Versorgungsnetzes. Zuständig sind dafür die ÜNB und die VNB. [Vgl. 29]

Die *Regelenergie* beziehungsweise der damit verbundene Regelenergiemarkt dienen der Sicherstellung der Frequenz von 50 Hertz (Hz) im Stromnetz. Fällt die Frequenz unter den Grenzwert von plusminus 0,2 Hz, schalten sich Regelenergieanlagen nach bestimmten Kriterien ein. Anlagen zur Regelenergiebereitstellung können am Regelenergiemarkt vermarktet werden. Dieser gliedert sich in drei Unterkategorien. Dies sind die Primär-, Sekundär-, und Tertiärreserve (Minutenreserve). Je nach Anlagentyp können diese an den drei Reservekategorien am Regelenergiemarkt teilnehmen. [Vgl. 4] Die *Blindleistung* dient der Spannungshaltung im Versorgungsnetz. Die Blindleistung verrichtet keine nutzbare Leistung. Benötigt wird diese jedoch zur Spannungshaltung. Ein direkter Blindleistungsmarkt existiert nicht. In diesen Fällen stellen die Netzbetreiber eigene Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung oder kaufen sich diese von Anlagenbetreibern ein. [Vgl. 29]

Die *Netzreserve nach ResKV* oder auch Winterreserve genannt, dient zur Reserve im Bedarfsfall. Hierfür werden Erzeugungsanlagenleistungen für einen Notfall vorgehalten und bei Bedarf angerufen. [Vgl. 29]

Die *Schwarzstartfähigkeit* dient dem Versorgungswiederaufbau. Bei einem Stromausfall beziehungsweise Blackout muss die Versorgung wieder hergestellt werden. Zur Wiederherstellung der Versorgung werden Kraftwerke benötigt, die ohne externe Stromquelle wieder in Betrieb gehen können. Dies können zum Beispiel Wasser- oder Gaskraftwerke sein aber auch Batteriespeichersysteme werden für solche Zwecke eingesetzt. [Vgl. 29]

Die dritte Hauptkategorie stellt die *Eingriffe durch den Netzbetreiber oder die Bundesnetzagentur* dar. Diese dienen der Stabilität des Versorgungsnetzes. Zu den Eingriffen zählen der Redispatch, das Einspeisemanagement, gezielter Brownout, Stilllegungsverbot nach ResKV oder die Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten.

Der *Redispatch* ist eine Maßnahme zur Beseitigung eines Engpasses im Stromnetz. Hierfür werden in einem Gebiet die Einspeiseleistung von Kraftwerken gedrosselt. In der Nähe des erhöhten Verbrauches werden hingegen Anlagen hochgefahren. Somit lässt sich der Engpass in der Stromübertragung vermeiden. Durchgeführt werden diese Anpassungen durch den ÜNB. [Vgl. 29]

Das *Einspeisemanagement* dient wie der Redispatch zur Beseitigung von Engpässen im Stromnetz. Der Unterschied liegt in der Anlagenkategorie. Hierbei sind nur EEG-Anlagen oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen betroffen. Seit dem 1. Oktober 2021 wurde der Redispatch und das Einspeisemanagement zum Redispatch 2.0 zusammengeführt. Ab diesem Zeitpunkt sind zusätzlich die VNB involviert. [Vgl. 30]

Der *gezielte Brownout* ist ein Mittel zur Reduzierung von Verbrauchern. Diese Maßnahmen beinhalten die Abschaltung von großen Stromverbrauchern wie Industrie oder Stadtteile. Ziel ist es, einen weitreichenderen Stromausfall zu vermeiden und einen Systemzusammenfall zu verhindern. Diese Maßnahme wird nur im äußersten Notfall eingesetzt, wenn keine andere Maßnahme Abhilfe schaffen konnte. [Vgl. 31]

Das *Stilllegungsverbot nach ResKV* ist eine Maßnahme zur Vermeidung oder Verhinderung einer Stilllegung eines Kraftwerkes, das Relevant für das Stromversorgungsnetz ist. Dies kann beispielsweise durch die Bundesnetzagentur geschehen. Rechtliche Regelungen sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgeschrieben.

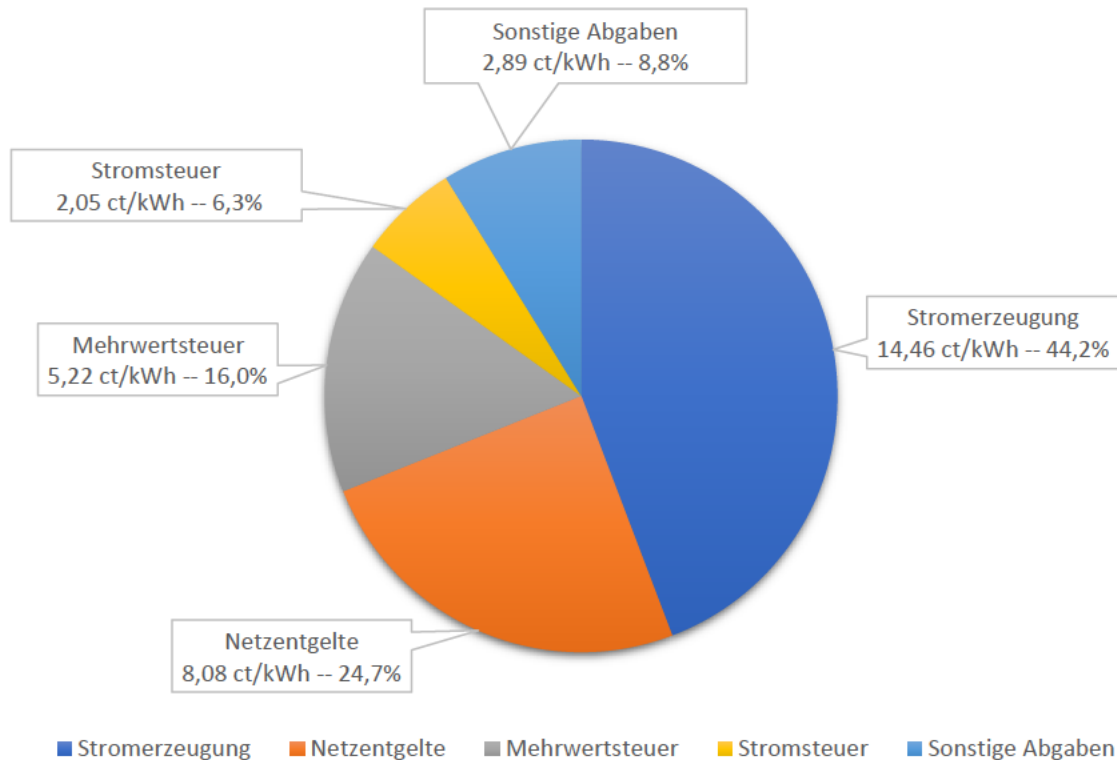
Die *Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten* ist ein Mittel des ÜNB zur Sicherung des Stromversorgungsnetzes. Das Aussetzen des Marktes ist erst im Worst-Case Fall möglich und unterliegt weitreichenden Kriterien. Zuvor müssen anderen Maßnahmen wie zum Beispiel die Erbringung von Regelleistung oder die Durchführung des Redispatch durchgeführt werden. [Vgl. 32]

### 4.1.3 Strompreiszusammensetzung

Der Strompreis in Deutschland setzt sich aus drei Teilstücken zusammen:

- Stromerzeugung und Vertrieb
- Steuern, Umlagen und Abgaben
- Netzentgelte

In der Abbildung 4.3 ist die durchschnittliche Strompreiszusammensetzung im Jahr 2022 dargestellt. Zu beachten ist, dass die EEG-Umlage nicht mehr in der Darstellung integriert ist. Diese wurde am 1. Juli des Jahres auf 0 ct/Kilowattstunde (kWh) gesenkt und 2023 komplett abgeschafft. Somit betrug der Strompreis 2022 rund 32,7 ct/kWh.



**Abbildung 4.3:** Strompreiszusammensetzung im Jahr 2022  
In Anlehnung an [33]

Die *Stromerzeugung* und der *Vertrieb* sind mit einem Anteil von 44,2 % der größte Bestandteil des Strompreises. Umgerechnet ergibt das einen Preis von 14,46 ct/kWh. Diesen Teil kann der Stromanbieter beeinflussen. Durch langfristige Beschaffung kann ein konstanter Strompreis gewährleistet werden.

Der zweitgrößte Bestandteil mit 31,1 % ist der Abschnitt *Steuern und sonstige Abgaben*. Das entspricht in etwa 10,17 ct/kWh. Die Mehrwertsteuer ist mit 19 % in Deutschland bemessen. Von den 32,7 ct/kWh entspricht das 16 % des kompletten Strompreises. Die Stromsteuer ist seit 2003 mit einem konstanten Betrag von 2,05 ct festgesetzt. Im aktuellen Strompreis beträgt der Anteil 6,3 %. Eingeführt wurde die Steuer 1999 um Klimaziele zu fördern. Mit den sonstigen Abgaben fallen 2,89 ct/kWh an. Das ergibt einen Anteil von 7,8 %. Folgende zählen zu den sonstigen Abgaben:

- Konzessionsabgabe - Entgelt, dass an die Kommune gezahlt wird um die öffentlichen Straßen und Wege zur Verlegung von Stromleitung nutzen zu können
- KWK Umlage - Umlage zur Förderung der Installation von KWK-Anlagen
- §19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) Umlage - Umlage für den Netzbetreiber aufgrund von Mindereinnahmen durch entlastete Unternehmen bei den Netzentgelten
- Offshore Netzumlage - Umlage zur Entschädigung von Offshore-Anlagen bei Verzögerung oder Störung der Anbindung
- Abschaltbare Lasten (AbLa) - Umlage für Vergütungszahlungen an abgeschaltete Industriebetriebe zur Netzstabilisation

Der dritte Bestandteil umfasst die *Netzentgelte*. Mit einem Anteil von 24,7 % am Strompreis ergibt das einen Preis von 8,08 ct/kWh. Netzentgelte (Netznutzungsentgelte) sind die Kosten, die für den Betrieb, Errichtung und Instandhaltung der Netze gezahlt werden. Aufgrund des natürlichen Monopoles müssen die Netzentgelte reguliert werden. Dies geschieht durch die Bundesnetzagentur, die die Obergrenzen für die Entgelte setzen, damit der Netzbetreiber effizient baut. [Vgl. 33]

## 4.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Aktuell gibt es in verschiedenen Verordnungen und Gesetzen Definitionen zu den Bezeichnungen von Batteriespeicher. Jedoch existieren keine einheitlichen Definitionen in diesen Verordnungen.[Vgl. 34] In § 2 Nr. 9 Stromsteuergesetz (StromStG) gibt es seit 2018 eine Definition für stationäre Batteriespeichern. Dieser sagt folgendes aus:

„Ein wiederaufladbarer Speicher für Strom auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geographischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist. Der geographische Standort ist ein durch geographische Koordinaten bestimmter Punkt.“ (§ 2 Nr. 9 StromStG)

Im Vergleich zu dem Gesetz § 2 Nr. 5 Ladesäulenverordnung werden in diesem Schriftstück Energiespeicher als Bauteile eines Kraftfahrzeuges definiert. Rechtlich betrachtet ist somit die Definition eines Batteriespeichers nicht eindeutig identifiziert. Der Speicher fungiert aus rechtlicher Sicht als Letztverbraucher und Erzeuger. Aufgrund dessen kommt es vermehrt zu Fragen bezüglich der Doppelbelastung bei jeglichen Abgaben, Steuern und Umlagen. Diesbezüglich wurden jedoch zusätzliche Sonderregelungen für Batteriespeichersysteme getroffen. Das wiederum nicht die fehlende einheitliche Definition ersetzt. [Vgl. 34] In Bezug auf den Anspruch eines Netzzuganges und Netzanschlusses ist dies im § 17 Abs. 1 EnWG festgelegt. Energienetzbetreiber müssen Kunden mit solchen Anlagen zu wirtschaftlichen und technischen Bedingungen an des öffentliche Netz anschließen. Batteriespeicher besitzen demnach rechtliche Ansprüche für einen wirtschaftlichen Netzanschluss an das Energieversorgungsnetz. Jedoch sind im EnWG auch Pflichten für die Energiespeicher und den Betreiber festgelegt. Vier Verpflichtungen lassen sich aus dem Teil 3 „Regulierung des Netzbetriebs“, Abschnitt 1 „Aufgaben des Netzbetreibers“ darstellen. [Vgl. 35] Folgende Abschnitte in Kürze:

- § 13a Erzeugungsanpassung und ihr bilanzieller und finanzieller Ausgleich - Abs. 1
- § 13b Stilllegungen von Anlagen - Abs. 1
- § 13c Vergütung bei geplanten Stilllegungen von Anlagen - Abs. 1
- § 12 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, Verordnungsermächtigung - Abs. 4

Im § 13a Abs. 1 kann der Netzbetreiber Anlagen ab einer Leistung von 100 kW auffordern, die Wirk- und Blindleistungserzeugung anzupassen. § 13b Abs. 1 befasst sich mit der Stilllegung von Anlagen ab zehn Megawatt (MW). Der Betreiber muss ab dieser Größe den Netzbetreiber über das Vorhaben der Stilllegung informieren. Der Netzbetreiber kann ein Veto einlegen, wenn die Anlage zur Sicherheit und Stabilität des Energieversorgungsnetzes beiträgt. Darauf aufbauend folgt § 13c Abs. 1, welcher die Vergütung für Anlagenbetreiber der geplanten Stilllegungen festschreibt. Im § 12 Abs. 4 wird beschrieben, dass dem Netzbetreiber alle notwendigen Unterlagen zu stellen sind, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Zusätzlich stellt sich die Frage über den Einsatz von Batteriespeicheranlagen durch den Netzbetreiber. Hierfür existieren keine klar definierten Entflechtungsregeln. Laut der Bundesnetzagentur wäre der Betrieb von Batteriespeicher durch Netzbetreiber nicht im Einklang mit den Entflechtungsregeln. Jedoch wurde im Clean Energy for all Europeans Package (CEP) § 36 Abs. 1 und in der Strombinnenmarktrichtlinie 54 Abs. 1 festgehalten, dass der Netzbetreiber Batteriespeicheranlagen verwenden darf. Nicht gestattet ist jedoch der Besitz und das Eigentum einer solchen Anlage. [Vgl. 36][Vgl. 35]

### 4.3 Finanzielle Entlastung und Fördermöglichkeiten

Direkte Fördermöglichkeiten, wie beispielsweise ein Zuschuss für Batteriegroßspeicher gibt es aktuell nicht. Lediglich einen Förderkredit bietet die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) an. Dabei handelt es sich um das Förderprodukt «Erneuerbare Energien - Standard (270)». Förderfähige Produkte wären unter anderem Photovoltaik-, Wind-, Wasser- und Biogasanlagen. Jedoch auch für Netze und Speicheranlagen. Die aktuellen Konditionen belaufen sich auf einen effektiven Jahreszins von 4,01 %. Je nach Bonität und Laufzeit variiert der effektive Jahreszins. Die Kredithöhe beträgt bis zu 50 Millionen Euro je Vorhaben. [Vgl. 37]



Beantragt werden kann der Kredit von Unternehmen, Privatpersonen und öffentlichen Einrichtungen. [Vgl. 37]

Um die Attraktivität von Batteriespeichern zu erhöhen existieren indirekte Fördermöglichkeiten. Damit sind finanzielle Entlastungen in Bezug auf Steuern und Abgaben gemeint. Eine Entlastung trägt die Abschaffung der sogenannten EEG-Umlage bei. Bis zum 30. Juni 2022 waren 3,72 ct/kWh fällig. Seit dem 1. Juli 2022 wurde die EEG-Umlage auf 0 ct/kWh gesenkt. Einsparungen können bei den *Netzentgelten* erreicht werden. Nach § 118 Abs. 6 EnWG können Batteriespeicher eine vollständige Befreiung des Netzentgeltes für 20 Jahre in Anspruch nehmen. Kriterium ist, dass der Batteriespeicher ab dem 4. August 2011 und innerhalb von 15 Jahren in Betrieb gehen. Weitere Einsparungen lassen sich mit der *Stromsteuer* erzielen. Nach § 5 Abs. 4 StromStG kann der Batteriespeicher komplett von der Stromsteuer befreit werden. Die Bedingung ist, dass der Batteriespeicher den Strom nach dem Zwischenspeichern zurück in das Stromnetz einspeist. Grund hierfür ist die in diesem Paragraphen festgelegte Beschreibung des Batteriespeichers als Teil des Versorgungsnetzes.

## 4.4 Relevante Vermarktungsformen und mögliche Erlöse

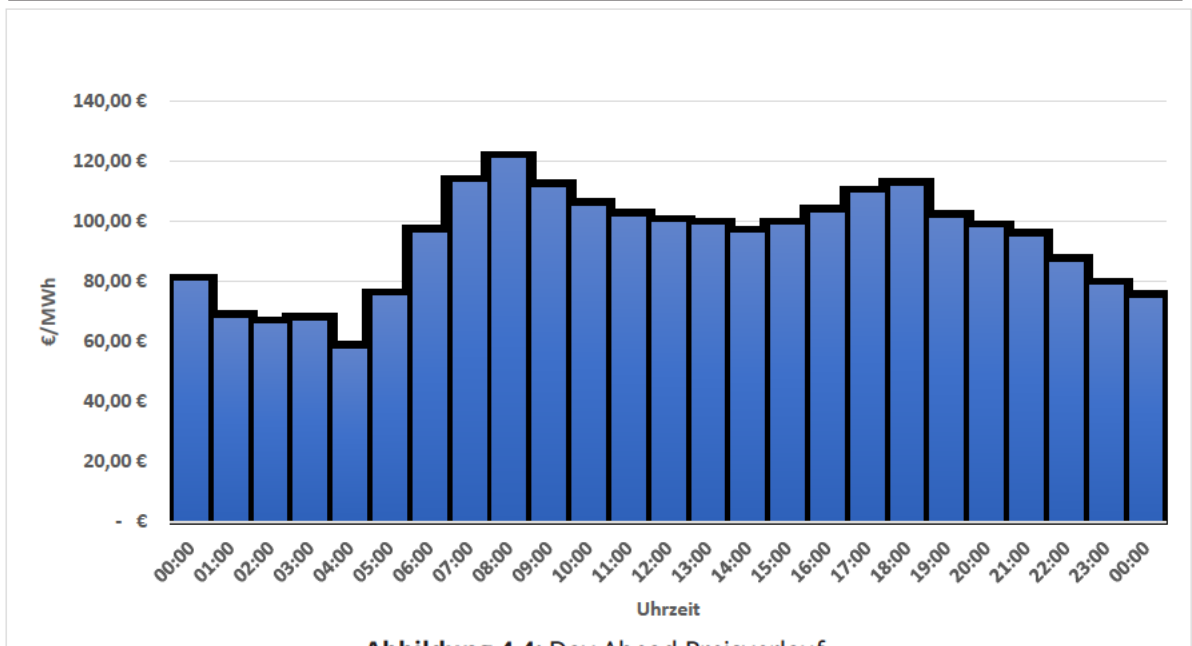
In Abschnitt 4.1.2 wurde bereits das Strommarktdesign vorgestellt. Die Vorbetrachtung ergibt, dass für Batteriespeicheranlagen der Energy-Only-Markt und die Regelernergie die zielführenden Vermarktungsgebiete sind. In den folgenden Abschnitten werden beide Vermarktungsoptionen und mögliche Erträge aufgezeigt.

### 4.4.1 Energy-Only-Markt

An der Börse oder am OTC-Markt existieren der Termin- und der Spotmarkt. Für Batteriespeicher ist der Terminmarkt aufgrund seiner langfristigen Lieferung für eine wirtschaftliche Vermarktung nicht geeignet. Der Spotmarkt hingegen stellt das lukrativere Modell dar. Der Betreiber nutzt den Speicher um zu günstigen Konditionen Strom einzukaufen. Dies kann aufgrund einer Vielzahl an Angeboten am Markt möglich sein. Zu späteren Zeiten, in dem es geringere Angebote am Strommarkt gibt und somit die Preise steigen, kann der Batteriespeicherbetreiber den Strom gewinnbringend am Markt veräußern.

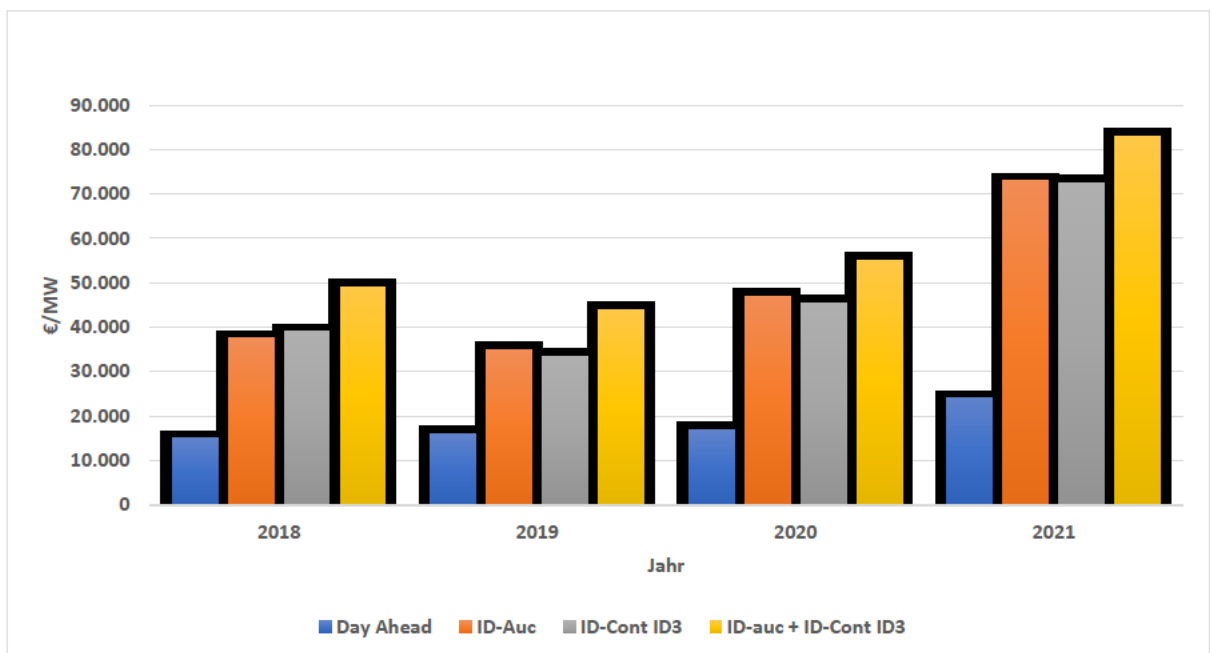
In der Abbildung 4.4 ist der Preisverlauf am Day-Ahead-Markt für den 01.02.2023 dargestellt. In den Nacht- und Nachmittags-Zeiten sind die Preise pro Megawattstunde (MWh) vergleichsweise niedrig. Wird beispielsweise der Strom von 04:00 Uhr bis 05:00 Uhr eingekauft, ergibt sich ein Preis von 58 €/MWh. Der maximale Punkt (Peak) ist im Beispiel zwischen 08:00 Uhr und 08:30 Uhr. Der Preis beträgt in diesem Abschnitt rund 120 €/MWh. Das ergibt eine Differenz von 62 €/MWh. Somit kann mit der zeitlichen Verlagerung des Stromes ein Mehrerlös generiert werden. Diese Form des Handels wird Arbitrage-Geschäft genannt.

Um herauszufinden, welches der Handlungsoptionen am wirtschaftlichsten ist, hat der Analyst Christian Schäfer die unterschiedlichen Optionen untersucht. In der Abbildung 4.5 sind drei Einzelkategorien und eine kombinierte Kategorie für die Jahre 2018 bis 2021 dargestellt.



**Abbildung 4.4:** Day-Ahead Preisverlauf  
In Anlehnung an [38]

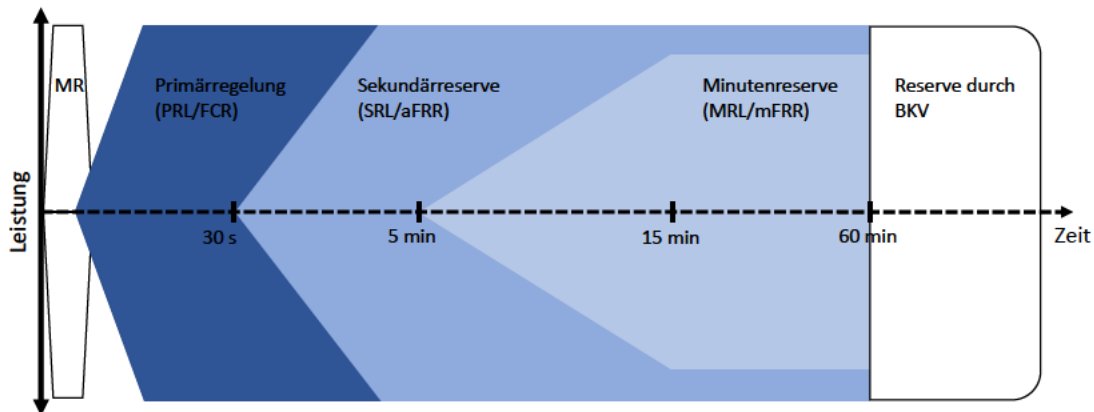
Die Einzelkategorien gliedern sich in die Day-Ahead Auktion, die Intraday Viertelstunden Auktion, welche als ID-Auc gekennzeichnet ist und der kontinuierliche Intraday Viertelstunden Handel mit der Kennzeichnung ID-Cont ID 3. Die kombinierte Kategorie besteht aus den beiden Intraday Geschäften (ID-Auc und ID-Cont ID3). Zu erkennen ist, dass der Day-Ahead in jedem Jahr die geringsten Erlöse erzielt. Im Bereich der Intraday Geschäfte können Mehrererlöse des zwei- bis dreifachen, im Vergleich zum Day-Ahead erwirtschaftet werden. Die Kombination aus beiden Intraday Geschäften kann durch die Optimierung ein weiterer Mehrerlös erzielt werden. Weiterhin ist zu erkennen, dass im Verlauf der Jahre eine deutliche Steigerung der Erlöse geschehen ist. [Vgl. 39]



**Abbildung 4.5:** Erlöse mit Day-Ahead- und Intraday-Handel  
In Anlehnung an [39]

#### 4.4.2 Regelenergie

Wie bereits im Absatz 2.1 Regelenergie beschrieben, handelt es sich dabei um eine Reserveleistung. Diese wird bei Frequenzschwankungen im Stromnetz aktiviert. Dabei ist zwischen positiver und negativer Regelleistung zu unterscheiden. Fällt die Netzfrequenz, wird positive Regelleistung aktiviert. Dabei speisen die Reservekraftwerke Energie in das Netz ein. Steigt die Frequenz, wird negative Regelleistung abgerufen. Dabei drosseln Anlagen ihre Leistung oder nehmen Energie aus dem Netz auf.



**Abbildung 4.6:** Übersicht Regelenergieaktivierung  
In Anlehnung an [4]

In der Abbildung 4.6 sind die drei Regelenergiearten dargestellt. Dabei handelt es sich um die Primärregelleistung (Primärregelung - „Frequency Containment Reserves (FCR)“), die Sekundärregelleistung (Sekundärreserve - „automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)“) und die Tertiärregelleistung (Minutenreserve - „manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)“). [Vgl. 4]

Ein Vergleich der einzelnen Regelenergiearten ist in der Abbildung 4.7 dargestellt. Bei der *Primärregelleistung* wird die Bereitstellung und die Bedarfserstellung durch die European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) durchgeführt. Die Aktivierung geschieht automatisiert. Dafür ist in der technischen Einheit eine Frequenzmessung installiert. Ab einer Frequenz von 49,99 Hz oder 50,01 Hz startet die Primärregelleistungsanlage den Betrieb. Der Bereich, in den der Anlage ihren Dienst verrichtet, befindet sich zwischen 49,80 Hz und 50,20 Hz. Beim Erreichen der Grenzwerte muss die Anlage 100 % ihrer Leistung erbringen. Dies muss innerhalb von 30 Sekunden erfüllt werden. Die Einheit ist verpflichtet, die volle Leistung für einen Zeitraum bis 15 Minuten bereitstellen zu können. Vergütet wird lediglich die Vorhaltung der Energie mittels des Leistungspreises. Dies ist damit begründet, dass sich die negative und positive Regelleistung in der Regel ausgleicht. Die Mindestgebotsgröße liegt bei ein MW und kann jeweils um ein MW erweitert werden. Die Einteilung gliedert sich in sechs Segmente á vier Stunden.[Vgl. 4]

Die *Sekundärregelleistung* wird nicht durch die ENTSO-E bereitgestellt, sondern durch die jeweiligen ÜNB. Die Aktivierung übernimmt der dementsprechende ÜNB. Der Einsatz wird jedoch nicht allein bestimmt. Die anderen ÜNB tauschen untereinander die notwendigen Informationen aus und koordinieren den Einsatz.



Regelenergieart	PRL/FCR	SRL/aFRR	MRL/mFRR
Bereitstellung durch	ENTSO-E	ÜNB	ÜNB
Aktivierung	Frequenzgesteuert: Eigenständige Messung/Eingriff vor Ort durch Anbieter der PRL	Durch regelzonen- verantwortlichen ÜNB - löst automatisch PRL ab	Durch regelzonen- verantwortlichen ÜNB - manuelle Anforderung durch ÜNB
Volle Leistung	Innerhalb von 30 Sekunden	Innerhalb von 5 Minuten	Innerhalb von 15 Minuten
abzudeckender Zeitraum nach Störfall	0 bis 15 Minuten	Ab 30 Sekunden bis 15 Minuten	Ab 15 Minuten bis 60 Minuten
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Mindestangebots- größe	Ab +/- 1 MW (symmetrisch)	5 MW positiv oder negativ*	5 MW positiv oder negativ*
Tägliche Produkte	Positiv und negativ: 6 Zeitscheiben über 4 Stunden	Positiv und negativ: 6 Zeitscheiben über 4 Stunden	Positiv und negativ: 6 Zeitscheiben über 4 Stunden

\*Eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt

**Abbildung 4.7:** Übersicht Regelenergiearten  
In Anlehnung an [4]

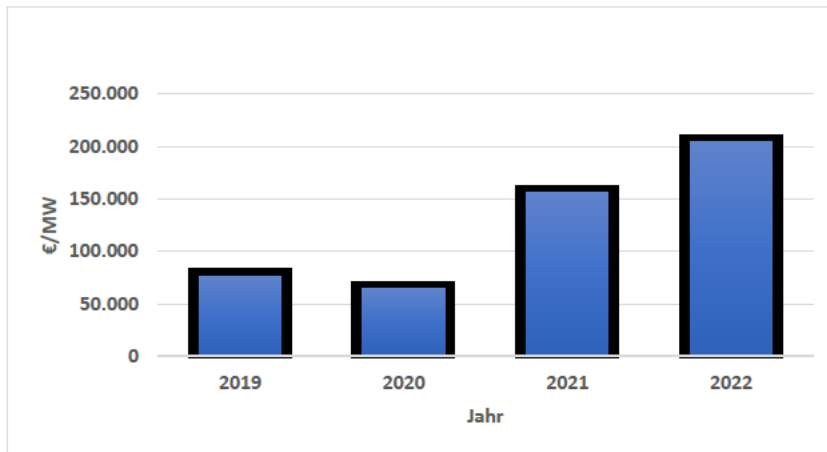
Die Sekundärregelleistung löst die Primärregelleistung ab und muss innerhalb von fünf Minuten die volle Leistung über einen Zeitraum von 15 Minuten erbringen. Im Vergleich zu der Primärregelleistung wird bei dieser Regelleistung ein Leistungs- und Arbeitspreis gezahlt. Die Mindestangebotsgröße liegt bei 5 MW für jeweils negative oder positive Regelleistung. Seit 2018 existiert jedoch die Möglichkeit eine Angebotsgröße ab 1 MW anzubieten. Bedingung hierfür ist, dass der Anbieter nur ein Angebot für negative oder positive Regelleistung abgibt. Die Einteilung der Zeitsegmente ist identisch zur Primärregelleistung.[Vgl. 4]

Die *Tertiärregelleistung* löst die Sekundärregelleistung ab und wird manuell durch den ÜNB angefordert. Die Anlage muss innerhalb von 15 Minuten die volle Leistung erbringen. Diese muss in der Lage sein, die volle Leistung bis zur 60. Minute aufrecht zu erhalten. Ist die Netzfrequenz weiterhin nicht stabilisiert, wird die Verantwortung an den zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen weitergegeben. Die Parameter der Vergütung und der Mindestangebotsgröße ist identisch zur Sekundärregelleistung. Auch die Zeitsegmente untergliedern sich in jeweils sechs mal vier Stunden Blöcke für negative und positive Regelleistung.[Vgl. 4]

Um am Regelleistungsmarkt eine Anlage vermarkten zu können, ist eine Präqualifikation notwendig. Für die jeweiligen Regelleistungsarten gibt es verschiedene Bedingungen, welche erfüllt werden müssen. Detailliert beschrieben, sind diese Anforderungen unter der Adresse «<https://pq-portal.energy/Start>» zu finden.

In den nächsten Abschnitten werden die möglichen Erlöse der einzelnen Regelleistungsarten dargestellt. Die Erlöse beziehen sich jeweils pro MW je Jahr. Die Daten wurden aus dem Datacenter der Hauptplattform «Regelleistung.net» des Regelleistungsmarktes entnommen. Anschließend wurden die Daten der jeweiligen vier Stunden Blöcke in Excel aufbereitet, analysiert und anschließend grafisch dargestellt.

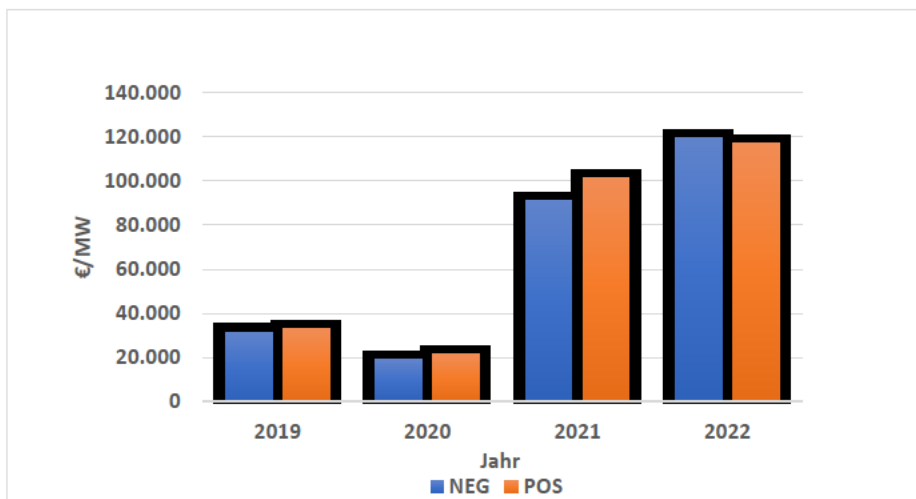
Lediglich für das Jahr 2019 wurden ein Teil der Erlöse, aufgrund von fehlenden Datensätzen, angenommen. Für die Jahre 2020, 2021 und 2022 waren die Daten vollständig vorhanden.



**Abbildung 4.8:** Primärregelleistung - jährliche Erlöse pro MW  
[eigene Darstellung]

In der Abbildung 4.8 sind die Erlöse in der Primärregelleistung aufgestellt. Zu sehen ist ein erhöhter Anstieg der Erlöse in den Jahren 2021 und 2022 im Vergleich zu den beiden vorherigen Jahren. Mögliche Ursachen können die steigende CO<sub>2</sub>-Steuer oder der gestiegene Gaspreis sein.

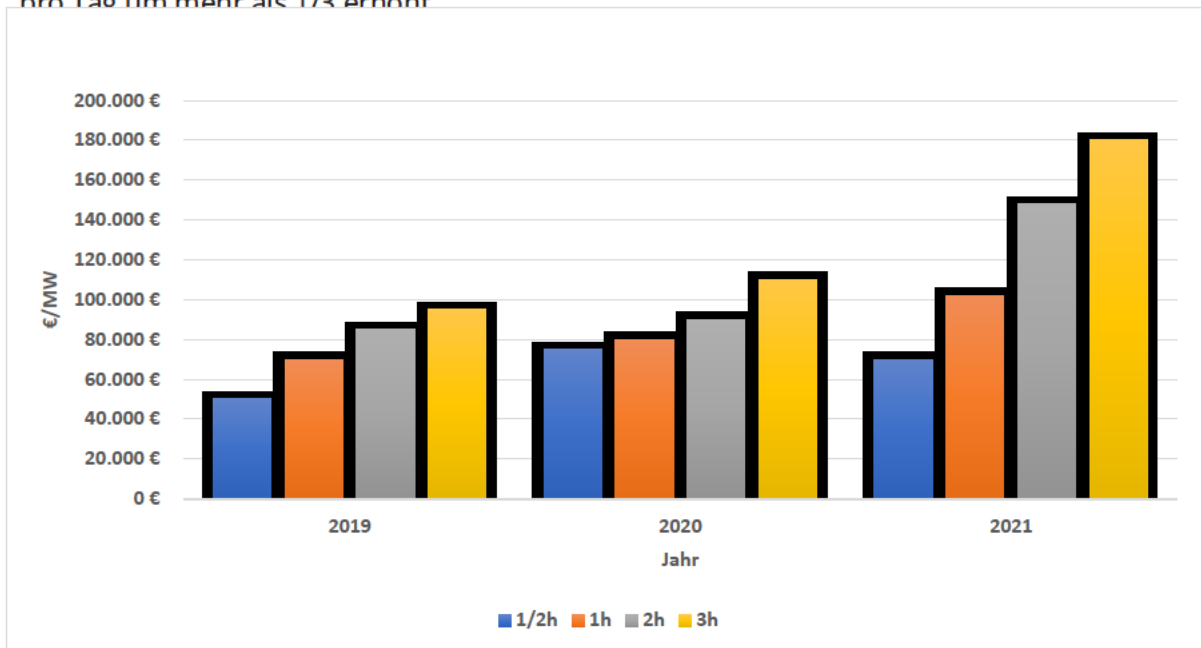
Bei der Sekundärregelleistung wird zusätzlich in negative und positive Regelleistung unterschieden. In der Abbildung 4.9 sind die jeweiligen Erlöse der Jahre 2019, 2020, 2021 und 2022 dargestellt. Dabei handelt es sich um die Erlöse, die eine Anlage mit einem Megawatt an vermarkteter Leistung in einem Jahr erzielen konnte. Abgebildet ist in dieser Abbildung lediglich die Vergütung der vorgehaltenen Leistung. Wie bei der Primärregelleistung sind signifikant erhöhte Erlöse im Jahr 2021 und 2022 im Vergleich zu 2019 und 2020 zu erkennen.



**Abbildung 4.9:** Sekundärregelleistung - jährliche Erlöse pro MW  
[eigene Darstellung]

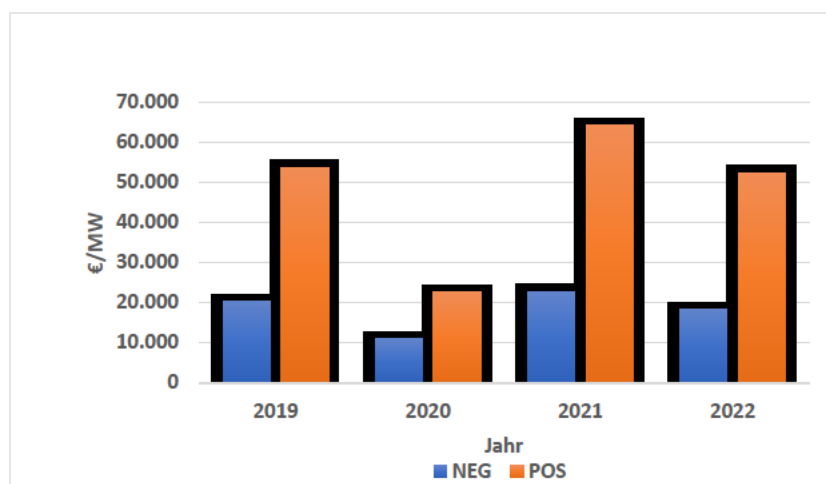
Zu den Erlösen der Leistungsvorhaltung ergeben sich zusätzliche Erlöse bei dem Leistungsabruf, dem sogenannten Arbeitspreis.

In der Abbildung 4.10 sind für die Jahre 2019 bis 2021 die Abruferlöse in der Sekundärregelleistung dargestellt. Die Erlöse beziehen sich pro MW im Jahr. Kategorisiert wurde dies in unterschiedlichen Abrufzeiten pro Tag. Zu erkennen ist, dass sich die Abruferlöse nicht signifikant geändert haben. 2021 haben sich jedoch die Erlöse für zwei Stunden und drei Stunden pro Tag um mehr als 1/3 erhöht.



**Abbildung 4.10:** Abruferlöse in der Sekundärregelleistung  
In Anlehnung an [40]

Wie bei der Sekundärregelleistung wird auch die Tertiärregelleistung in negative und positive Regelleistung unterschieden. In der Abbildung 4.11 sind die Erlöse für die Jahre 2019 bis 2022 dargestellt. Es ist ein starker Trend in der Höhe der Erlöse der positiven Regelleistungserbringung zu erkennen.



**Abbildung 4.11:** Tertiärregelleistung - jährliche Erlöse pro MW  
[eigene Darstellung]

Im Kapitel 5 werden die unterschiedlichen Regelleistungsarten dann gegenübergestellt und die lukrativere Form gewählt. Zusätzlich wird die Mehrbelastung der Batteriezellen durch die jeweiligen Regelleistungsarten mit in die Betrachtung einbezogen.

#### 4.4.2.1 Präqualifizierbare Leistung für Regelenergie

Für die Regelleistungserbringung muss eine Anlage präqualifiziert werden. Die Bedingungen für das Präqualifikationsverfahren können unter der [41] eingesehen werden. In diesem Abschnitt wird lediglich auf die präqualifizierbare Leistung der Anlage eingegangen.

Für die Primärregelleistung gibt es bestimmte Anforderungen für begrenzte Energiespeicher. Die Anlage muss in der Lage sein, 15 Minuten die gesamte vermarktbar Leistung zu erbringen. Zusätzlich muss das System eine Leistungsreserve aufweisen. Dieser muss mindestens den Faktor 1,25 der vermarktbar Leistung besitzen. Daraus ergibt sich folgende Formel:

$$P_{max,PRL} \geq 1,25 \cdot P_{VL,PRL} \quad (4.1)$$

$P_{max,PRL}$  = maximale Leistungsbezug für Primärregelleistung

$P_{VL,PRL}$  = vermarktbar Leistung Primärregelleistung

Desweiterhin gibt es von den vier ÜNB weitere Vorgaben, wie viel Speicherkapazität eine solche Anlage mindestens bereitstellen muss. Die sind im folgenden definiert:

1. Dimensionierung des Arbeitsvermögens für den gefährdeten Zustand,
2. Berücksichtigung des Arbeitsvermögens durch einen vorangegangenen Abruf,
3. Berücksichtigung einer verzögerten Wirkung der Speichermanagementmaßnahmen
4. Berücksichtigung des Arbeitsvermögens für die Aktivierung des Reservebetriebs [41].

In den nachfolgenden Formeln werden die benötigten Kapazitäten für den Batteriespeicher dargestellt. Zu beachten ist, dass es sich hier um symmetrische Regelenergieeinheiten handelt. Für den gefährdeten Zustand (1.) ergibt sich folgende Formel:

$$E_{gZ} = 2 \cdot P_{VL,PRL} \cdot \frac{1}{4}h \quad (4.2)$$

Für das Arbeitsvermögen eines vorangegangenen Abrufs (2.) ergibt sich folgende Formel:

$$E_{VA} = 2 \cdot \frac{P_{VL,PRL}}{2} \cdot \frac{1}{4}h \quad (4.3)$$

Für die Verzögerung der Speichermanagementmaßnahmen (3.) ergibt sich folgende Formel:

$$E_{VS} = 2 \cdot \frac{P_{VL,PRL}}{4} \cdot \frac{1}{2}h \quad (4.4)$$

Für den Reservebetrieb (4.) ergibt sich folgende Formel:

$$E_{AR} = 2 \cdot \frac{P_{VL,PRL}}{2} \cdot \frac{1}{12}h \quad (4.5)$$

Der Gesamtenergiegehalt ergibt sich wie folgt:

$$E_{Ges,PRL} = E_{gZ} + \max\{E_{VA}; E_{VS}\} + E_{AR} \quad (4.6)$$

- $E_{gZ}$  = Energiegehalt gefährdeter Zustand  
 $E_{VA}$  = Energiegehalt vorangegangener Abruf  
 $E_{VS}$  = Energiegehalt verzögertes Speichermanagement  
 $E_{AR}$  = Energiegehalt Aktivierung Reservebetrieb  
 $E_{Ges,PRL}$  = mindest Gesamtenergiegehalt Primärregelleistung  
 $P_{VL,PRL}$  = vermarktbar Leistung für Primärregelleistung

Um den erlaubten Arbeitsbereich des Speichers zu ermitteln können folgende Formeln verwendet werden:

$$C_{oG} = \frac{E_{nutzbar} - 0,25h \cdot P_{VL,PRL}}{E_{nutzbar}} \quad (4.7)$$

$$C_{uG} = \frac{0,25h \cdot P_{VL,PRL}}{E_{nutzbar}} \quad (4.8)$$

- $C_{oG}$  = obere Grenze des Arbeitsbereichs  
 $C_{uG}$  = untere Grenze des Arbeitsbereichs  
 $P_{VL,PRL}$  = vermarktbar Leistung für Primärregelleistung  
 $E_{nutzbar}$  = nutzbares Arbeitsvermögen

Für die Sekundärregelleistung und die Tertiärregelleistung ist ein Betrieb von bis zu einer Stunde vorgesehen. Bei dieser Vermarktung entfällt der gefährdete Zustand und der Reservebetrieb. Jedoch muss für eine Verzögerung der Speichermanagementmaßnahmen bei 30 Minuten ein Energiegehalt von einer halben Stunde eingeplant werden. Die Anlage muss deshalb in der Lage sein 1,5 h die Leistung zu erbringen. Mit der nachfolgenden Formel kann je nach Vorgabe die Speicherkapazität oder die vermarktbar Leistung ermittelt werden.

$$E_{SRL/TRL} \geq 1,5h \cdot P_{VL,SRL/TRL} \quad (4.9)$$

- $E_{SRL/TRL}$  = benötigter/vorgegebener Energiegehalt für Sekundär-/Tertiärregelleistung  
 $P_{VL,SRL/TRL}$  = vermarktbar Leistung für Sekundär-/Tertiärregelleistung

## 4.5 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Um die Wirtschaftlichkeit zu bestimmen werden Methoden aus der dynamischen Investitionsrechnung genutzt. Im Vergleich zur statischen Investitionsrechnung kann mit dynamischen Methoden eine detailliertere Berechnung durchgeführt werden. Hierfür wird die dynamische Kapitalwertmethode ausgewählt. Damit lässt sich der Kapitalwert am Ende einer Laufzeit bestimmen. Folgende Formel wird dafür verwendet [Vgl. 42, S. 261 ff.]:

$$KW = -I + \sum_{t=1}^n (E_t - A_t) \cdot \frac{1}{(1+i)^t} + \frac{R_n}{(1+i)^n} \quad (4.10)$$

$KW$  = Kapitalwert  
 $I$  = Investitionskosten  
 $t$  = Zeitintervall  
 $n$  = Laufzeit  
 $E_t$  = Einzahlungen zum Zeitpunkt  $t$   
 $A_t$  = Auszahlungen zum Zeitpunkt  $t$   
 $i$  = Kalkulationszinssatz  
 $R_n$  = Restwert/Liquidationserlös zum Laufzeitende  $n$

Um den Zeitpunkt zu finden, in dem der Kapitalwert gleich null ist, wird eine weitere Methode zur Bestimmung des Wertes zur Hilfe genommen. Einsatz hierfür findet die Amortisationsrechnung. Diese Methode ist eine Erweiterung der Kapitalwertmethode, um den konkreten Zeitpunkt der Verschiebung eines negativ kumulierten Barwertes in einen positiven kumulierten Barwert darzustellen. Die Formel dafür lautet [Vgl. 42, S. 270 ff.]:

$$t_A \approx t^* + \frac{KW_{t^*}}{KW_{t^*} - KW_{t^*+1}} \quad (4.11)$$

$t_A$  = dynamische Amortisationszeit  
 $KW$  = Kapitalwert  
 $t^*$  = Zeitpunkt, in der zum letzten mal ein negativer kumulierter Barwert auftritt  
 $t^* + 1$  = Zeitpunkt, in der zum ersten mal ein positiver kumulierter Barwert auftritt

Neben der Eigenfinanzierung kann die Investition außerdem mit Fremdkapital getätigt werden. Durch den Kredit ist der Investor verpflichtet, den Kreditbetrag in einer bestimmten Zeit inklusive Zinsen zurückzuzahlen. Der Betrag der Rückzahlung wird dabei in der Formel 4.10 unter den Auszahlungen einbezogen. Um die jährliche Annuität zu bestimmen, wird hierfür mit Hilfe der Annuitätenmethode die Annuität berechnet. Folgende Formel gilt [Vgl. 42, S. 266 ff.]:

$$A = K_0 \cdot \frac{(1 + i_k)^d \cdot i_k}{(1 + i_k)^d - 1} \quad (4.12)$$

$A$  = Annuität  
 $K_0$  = Darlehnsbetrag  
 $i_k$  = Zinssatz des Kredits  
 $d$  = Darlehnslaufzeit

## 5 Planung eines Batteriespeichersystems am Umspannwerk

In diesem Kapitel wird ein Fallbeispiel an einem Umspannwerk dimensioniert und analysiert. Für den Batteriespeicher sind die Komponenten Batteriecontainer, Parkregler, Übergabestation, Eigenbedarfstation und der Verknüpfungspunkt an einem Umspannwerk gegeben. Die Auswahl der Komponenten Batteriewechselrichter, Transformator und Mittelspannungsschaltanlage erfolgt nach diesen vorgegebenen Einheiten. Danach wird eine Kabeldimensionierung zwischen den Schaltanlagen der einzelnen Anlagenstränge und der Übergabestation betrachtet. Zusätzlich wird dazu die Kurzschlussfestigkeit bestimmter Komponenten bewertet. Schlussendlich wird die wirtschaftliche Vermarktung eines solchen Systems analysiert.

### 5.1 Vorgegebene Komponenten

In diesem Abschnitt werden die vorgegebenen Komponenten dargestellt. Darunter zählen der Batteriecontainer, der Parkregler und das Umspannwerk.

#### 5.1.1 Batteriecontainer

Die Anlage wird drei identische Batteriecontainer umfassen. Die Batteriezellen stammen vom chinesischen Hersteller Contemporary Amperex Technology Co. Limited (CATL). Verpackt werden die einzelnen Zellen in Modulen. Anschließend werden diese in einem großen Schrank (Rack) untergebracht. In der Abbildung 5.1 sind die jeweiligen Ausbaustufen dargestellt. Geplant ist pro Container zehn Racks zu installieren. Pro Rack sind acht Module



**Abbildung 5.1:** Aufbau des CATL-Systems  
[in Anlehnung an: 43]

integriert. Schlussendlich sind 52 Zellen in einem Modul verbaut. Zum Einsatz kommt die LiFePO<sub>4</sub>-Zelle mit 280 Ah. In der Tabelle 5.1 sind die Kenndaten dieser Zelle aufgelistet.

Kapazität	280 Ah
C-Rate	1
Nominalspannung	3,2 V
untere Entladeschlussspannung	2,5 V
obere Ladeschlussspannung	3,65 V
DOD	100 %
Zyklusanzahl (25°C, 80 % Ret)	> 5.000
Innenwiderstand (neu, 40 % SOC)	0,17 ± 0,05 mΩ
Betriebstemperatur (Laden)	0°C ~ 60°C
Betriebstemperatur (Entladen)	-20°C ~ 60°C

**Tabelle 5.1:** Kenndaten CATL LFP 280 Ah  
[15][43]

In der Regel wird die Kapazität der Zelle angegeben. Für die Allgemeinheit hat sich jedoch der Energiegehalt, welcher in Wh angegeben wird, etabliert. Um den nominalen Energiegehalt einer Zelle zu erhalten, wird folgende Formel verwendet:

$$E_Z = C_Z \cdot U_Z \quad (5.1)$$

$E_Z$  = Energie einer Zelle

$C_Z$  = Kapazität einer Zelle

$U_Z$  = Nominalspannung einer Zelle

Für eine Zelle mit einer Kapazität von 280 Ah und einer Nominalspannung von 3,2 V ergibt sich im Beispiel 5.1 folgender nominaler Energiegehalt:

#### Berechnung 5.1

$$E_Z = 280 \text{ Ah} \cdot 3,2 \text{ V}$$

$$E_Z = 896 \text{ Wh} = 0,896 \text{ kWh}$$

In einem Rack werden die Module und die darin befindlichen Zellen in Reihe geschaltet. Für die Reihenschaltung ergibt sich für die Gesamtspannung die Formel 5.2 und für den Gesamtstrom die Formel 5.3.

$$U_{\text{Ges}_R} = U_{e1} + U_{e2} + \dots + U_{en} \quad (5.2)$$

$$I_{\text{Ges}_R} = I_{e1} = I_{e2} = \dots = I_{en} \quad (5.3)$$



$U_{GesR}$  = Gesamtspannung der Reihenschaltung

$U_{en}$  = Spannung einer Einheit

$I_{GesR}$  = Gesamtstrom der Reihenschaltung

$I_{en}$  = Strom einer Einheit

Im Batteriecontainer werden anschließend die zehn Batterieracks parallel geschaltet. Für die Parallelschaltung ergibt sich für die Gesamtspannung die Formel 5.4 und für den Gesamtstrom die Formel 5.5.

$$U_{GesP} = U_{e1} = U_{e2} = \dots = U_{en} \quad (5.4)$$

$$I_{GesP} = I_{e1} + I_{e2} + \dots + I_{en} \quad (5.5)$$

$U_{GesP}$  = Gesamtspannung der Parallelschaltung

$U_{en}$  = Spannung einer Einheit

$I_{GesP}$  = Gesamtstrom der Parallelschaltung

$I_{en}$  = Strom einer Einheit

Als Erstes wird ein einzelner Rack betrachtet. In einem Rack sind acht Module integriert. Je Modul sind 52 Zellen miteinander verbunden. Die Zellen und die daraus resultierenden Module sind jeweils in Reihe geschaltet. Durch Multiplikation der acht Module mit den 52 Zellen ergibt das eine Reihenschaltung von 416 Zellen. In der Berechnung 5.2 werden die Nominale Spannung, die untere Entladeschlussspannung, die obere Ladeschlussspannung und der Strom der Reihenschaltung berechnet. Für die untere Entladeschlussspannung wurde ein projektspezifischer Wert von 2,8 V und für die obere Ladeschlussspannung 3,6 V eingestellt. Die Nominale Spannung beträgt 3,2 V. Für den Strom wird der Wert 280 A genommen. Dieser ergibt sich aus der maximalen C-Rate von eins. Dies bedeutet, dass die Zelle sich in einer Stunde entlädt. Bei einer Kapazität von 280 Ah ergibt das den Stromwert 280 A.

### Berechnung 5.2

$$U_{GesR} = U_{e1} + U_{e2} + \dots + U_{e416}$$

$$U_{GesR \ U} = 1.164,8 \text{ V}$$

$$U_{GesR \ N} = 1.331,2 \text{ V}$$

$$U_{GesR \ O} = 1.497,6 \text{ V}$$

$$I_{GesR} = I_{e1} = I_{e2} = \dots = I_{e416}$$

$$I_{GesR} = 280 \text{ A}$$

Es ergibt sich somit für einen Rack eine nominale Spannung von 1.331,2 V. Für die untere Entladeschlussspannung berechnet sich ein Wert von 1.164,8 V und für die obere Ladeschlussspannung ein Wert von 1.497,6 V.

Aufgrund der Reihenschaltung verändert sich der Stromwert nicht und ergibt sich mit 280 A.

Nun werden im Batteriecontainer zehn Racks parallel geschaltet. Für die Berechnung werden nun die Werte der berechneten Racks eingesetzt. In der Berechnung 5.3 werden die Ergebnisse der Parallelschaltung dargestellt.

### Berechnung 5.3

$$\begin{aligned}
 U_{Ges_p} &= U_{e1} = U_{e2} = \dots = U_{e10} \\
 U_{Ges_p \ U} &= 1.164,8 \text{ V} \\
 U_{Ges_p \ N} &= 1.331,2 \text{ V} \\
 U_{Ges_p \ O} &= 1.497,6 \text{ V} \\
 I_{Ges_p} &= I_{e1} + I_{e2} + \dots + I_{e10} \\
 I_{Ges_p} &= 2.800 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Wie bereits aus der Gleichung 5.4 der Spannungsberechnung in einer Parallelschaltung zu erkennen, bleibt der Spannungswert identisch. Im Vergleich zur Reihenschaltung ändert sich jetzt der Stromwert. Für den Stromfluss im Container ergibt sich ein Wert von 2.800 A.

Um den nominalen Energiegehalt der Racks und des Containers zu bestimmen, wird die Gleichung 5.1 verwendet. Durch die jeweiligen Berechnungen in der Reihen- und Parallelschaltung wurden die Werte des Racks und des Containers bestimmt. Dabei ergab sich für einen Rack eine Nominalspannung von 1.331,2 V. Die Kapazität blieb aufgrund der Reihenschaltung bei 280 Ah.

### Berechnung 5.4

$$\begin{aligned}
 E_{Rack} &= C_{Rack} \cdot U_{Rack} \\
 E_{Rack} &= 280 \text{ Ah} \cdot 1.331,2 \text{ V} \\
 E_{Rack} &= 372.736 \text{ Wh} \approx 372,74 \text{ kWh}
 \end{aligned}$$

Es ergibt sich somit nach der Berechnung 5.4 ein nominaler Energiegehalt eines Racks von 372,74 kWh. Um den nominalen Energiegehalt eines Containers zu ermitteln, kann die Gleichung 5.1 erneut angewandt werden. Die Kapazität der zehn Racks ist dabei 2800 Ah.

## Berechnung 5.5

$$E_{\text{Container}} = C_{\text{Container}} \cdot U_{\text{Container}}$$

$$E_{\text{Container}} = 2.800 \text{ Ah} \cdot 1.331,2 \text{ V}$$

$$E_{\text{Container}} = 3.727.360 \text{ Wh} = 3.727,36 \text{ kWh}$$

Somit ergibt sich ein nominaler Gesamtenergiegehalt von rund 3.727,36 kWh pro Container. Für die spätere Betrachtung der insgesamt drei identischen Container des Parks ergibt sich ein nominaler Energiegehalt des Parks von rund 11,18 MWh. Durch den vorgegebenen DOD von 95 % ergibt sich eine entnehmbare Energie des Parks von rund 10,62 MWh. In der Tabelle 5.2 sind die berechneten Werte gebündelt dargestellt.

	<b>Rack</b>	<b>Container</b>
Kapazität	280,00 Ah	2.800,00 Ah
Strom (1C)	280,00 A	2.800,00 A
Nominalspannung	1.331,20 V	1.331,20 V
untere Entladeschlussspannung	1.164,80 V	1.164,80 V
obere Ladeschlussspannung	1.497,60 V	1.497,60 V
nominaler Energiegehalt	372,74 kWh	3.727,36 kWh
nutzbarer Energiegehalt (95 %)	354,10 kWh	3.541,00 kWh

**Tabelle 5.2:** Ergebnisse der Berechnungen von Rack und Container

### 5.1.2 Parkregler

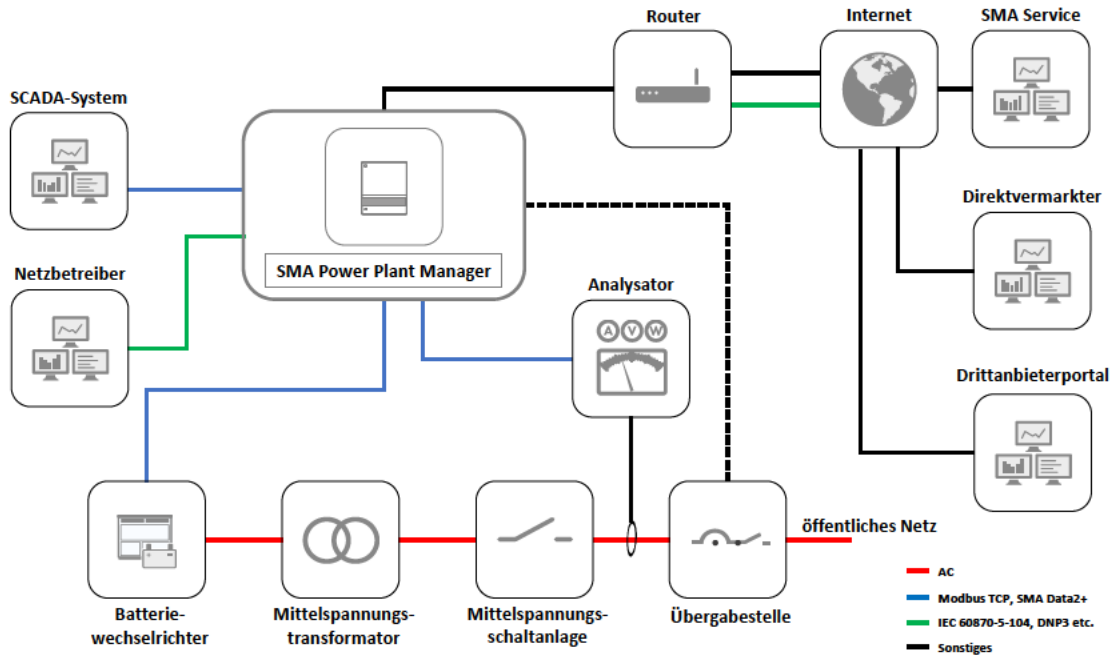
Als Parkregler wird der Power Plant Manager der Firma Solar Technology AG (SMA) im Park zum Einsatz kommen. Das Gerät kann mit bis zu 200 Geräten kommunizieren und ist mit diversen Schnittstellen versehen. In der Tabelle 5.3 werden ein paar wichtige Eckpunkte der Kommunikations- und Verbindungsdaten dargestellt. [44]

Anzahl unterstützter Geräte	max. 200
I/O-Systeme und Netzanalysatoren	max. 10 Geräte, Ethernet, Modbus TCP
Fernwirkprotokolle	IEC 61850-7-4, IEC 60870-5-101 / -104, DNP3
Serielle Schnittstelle	RS485
Netzwerk (LAN)	Ethernet, 10/100/1.000 Mbit/s, Glasfaser
USB	1 x USB 3.0, 2 x USB 2.0 (Typ A)
Digitale Ein-/Ausgänge	2 x DI, 4 x DO

**Tabelle 5.3:** Kommunikations- und Verbindungsdaten des Power Plant Manager  
[in Anlehnung an: 44]

Der Parkregler kann mit Gleich- oder Wechselspannung betrieben werden. Für die Umgebungstemperatur wird ein Bereich zwischen -25 °C bis +45 °C angegeben. Von Bedeutung ist zusätzlich das Komponentenzertifikat des Parkreglers. Hierfür ist der Power Plant Manager nach VDE-AR-N 4110:2018-11 zertifiziert.

Die Vorgaben gemäß Wirkleistungsabgabe, Wirkleistungsanpassung und diversen Blindleistungsbereitstellungen sind eingehalten und möglich. Um einen Überblick der Verbindungsmöglichkeit zu erhalten, ist in der Abbildung 5.2 ein Systemdiagramm eines Parkreglers der Firma SMA dargestellt.



**Abbildung 5.2:** Systemdiagramm des Parkreglers Power Plant Manager von SMA in Anlehnung an [44]

### 5.1.3 Umspannwerk

Das Umspannwerk (UW) ist die Schnittstelle der Übergabestation zum Hochspannungsnetz. Die Übergabestation wird an die UW-Schaltanlage angeschlossen, welche mit einer 630 A Sammelschiene ausgestattet ist. Damit wäre eine Leistung von rund 20 MVA möglich. In der Abbildung 5.3 ist ein 110 kV Umspannwerk dargestellt. Dieses wandelt die 110 kV in 20 kV um.



**Abbildung 5.3:** 110 kV Umspannwerk Leisnig [eigene Aufnahme]

## 5.2 Auswahl und Dimensionierung der Hochspannungskomponenten

In diesem Abschnitt werden die Komponenten Batteriewechselrichter, Transformator und Schaltanlage näher betrachtet. Mithilfe der berechneten Werte sollen somit die Hochspannungskomponenten dimensioniert werden.

### 5.2.1 Batteriewechselrichter

In Abschnitt 5.1.1 wurden die Daten des Batteriecontainers aufbereitet. Nach diesen Vorgaben ist der Batteriewechselrichter zu dimensionieren. Der Batteriecontainer hat einen nominalen Energiegehalt von 3.727,36 kWh. Durch die Angabe der maximalen C-Rate von eins ergibt sich eine Leistung von rund 3.727 kW. Der nutzbare Energiegehalt ist mit 3.541,00 kWh bekannt. Weitere Anforderungen sind in der Tabelle 5.2 dargestellt. Durch die gegebenen Parameter wird der Batteriewechselrichter SUNNY CENTRAL STORAGE 3450 UP (SCS 3450 UP) der Firma SMA ausgewählt. In der Abbildung 5.4 ist dieses Modell bildlich dargestellt. Die



**Abbildung 5.4:** Batteriewechselrichter SUNNY CENTRAL STORAGE UP  
[45]

wichtigsten technischen Daten des SCS 3450 UP sind in der Tabelle 5.4 dargestellt. Dieser besitzt eine AC-Nennleistung von 3.450 kW bei  $\cos \phi = 1$ . Die Scheinleistung beträgt 3.450 kVA. Der Batteriecontainer hat einen DC-Spannungsbereich von 1.164,8 V bis 1.487,6 V. Dieser befindet sich im Spannungsspektrum des SCS 3450 UP. Den maximalen Strom von 2800 A des Batteriecontainers kann der Batteriewechselrichter aufnehmen.

DC-Betriebsspannungsbereich $U_{DC}$	880 V bis 1.500 V
max. DC-Strom $I_{DC,max}$	4.750 A
Sicherungs-Charakteristik für den Anschluss von Batterien	10,75 MA <sup>2</sup> s
DC-Anschluss	Sammelschiene mit 36 Anschlüssen pro Pol
AC-Nennleistung (cos phi = 1)	3.450 kW
AC-Scheinleistung (bei 25° C)	3.450 kVA
max. AC-Strom $I_{AC,max}$ (bei 25° C)	3.320 A
max. Klirrfaktor	< 3 % bei Nennleistung
AC-Nennspannung	600 V
AC-Netzfrequenz	50 Hz
Cos phi bei Bemessungsleistung / Verschiebungsfaktor Cos phi einstellbar	1 / 0,0 übererregt bis 0,0 untererregt
AC-Anschluss	pro Phase eine Sammelschiene
max. Wirkungsgrad	98,8 %
Eingangsseitige Freischaltstelle	DC-Lasttrennschalter
Ausgangsseitige Freischaltstelle	AC-Leistungsschalter
Eigenbedarf	8.100 W
Kommunikation	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave
Kommunikation SMA String-Monitor	Modbus TCP/Ethernet (FO MM, Cat-5)

**Tabelle 5.4:** Daten des Batteriewechselrichters SUNNY CENTRAL STORAGE 3450 UP [45]

### 5.2.2 Transformator

Die Auswahl des Transformators wird anhand des Batteriewechselrichters ausgewählt. Durch die Auswahl des SCS 3450 UP ergibt sich eine Scheinleistung von 3.450 kVA. Diesen Wert muss der Transformator mindestens leisten können. Weiterhin muss der Trafo einen maximalen Strom von 3.320 A auf der Unterspannungsseite bereitstellen können. Neben der Strombelastbarkeit ist außerdem die Nennspannung der Unterspannungsseite ein Bemessungspunkt. Diese muss 600 V betragen. In den technischen Informationen für den SCS 3450 sind verschiedene Schaltgruppen aufgelistet. Beispielsweise wären die Schaltungsgruppen Dy11, Dy1 und Dy5 möglich. Für die relative Kurzschlussspannung ist ein Mindestwert von 6,0 % gegeben. Maximal werden jedoch 8,5 % erreicht. [Vgl. 46]



**Abbildung 5.5:** Beispiel eines Mittelspannungstransformators [47]

Mit diesen Vorgaben wurde ein Transformator der Firma Starkstrom-Gerätebau GmbH (SGB) ausgewählt. Zum Einsatz soll das Modell DOT 4000 H/20 kommen. Die genannten Mindestkennwerte des Batteriewechselrichters SCS 3450 UP erfüllt der Transformator. Die Scheinleistung beträgt 4.000 kVA. Die Bemessungsspannung mit 600 V auf der Unterspannungsseite entspricht der des Batteriewechselrichters. Der Bemessungsstrom liegt bei diesem Modell bei 3.849 A auf der Unterspannungsseite. Somit erfüllt der Transformator die angeforderten Mindestkennwerte. In der Tabelle 5.5 sind die technischen Daten gebündelt dargestellt.

Bemessungsscheinleistung	4.000 kVA
Bemessungsspannung OS	20.000 V
Bemessungsspannung US	600 V
Bemessungsstrom OS	115,5 A
Bemessungsstrom US	3.849 A
Anzapfungen OS	$\pm 2 \times 2,5 \%$
Schutzgrad Trafo	IP54
Schaltgruppe	Dy 5
Kühlungsart	ONAN
Betriebsart	DB
Frequenz	50 Hz
Art	LT
Isolierstoffklasse	120
Kurzschlussdauer	max. 2 s
Kühlmittel	Isolieröl gem. IEC 60296, 4/2012
Leerlaufverluste	2.900 W
Kurzschlussverluste	30.0000 W
Effizienz (PEI) mind.	99,534 %
Kurzschlussspannung	6,00 %
Bezugstemperatur $u_k/P_k$	75 °C

**Tabelle 5.5:** Daten des Transformators DOT 4000 H/20  
[Daten von SGB]

### 5.2.3 Mittelspannungsschaltanlage

Für die Auswahl der Mittelspannungsschaltanlage soll ein Fabrikat der Firma Siemens zum Einsatz kommen. Dabei handelt es sich um den Typ 8DJH, welche bis 24 kV ausgelegt werden kann. In der Abbildung 5.6 ist eine dreifeldrige Outdoor Mittelspannungsschaltanlage von Siemens dargestellt. Aufgrund des vorliegenden 20 kV MS-Netzes ist eine Schaltanlage mit einer Bemessungsspannung von 24 kV erforderlich. Eine wichtige Vorgabe des Netzbetreibers ist die Beachtung des Bemessungskurzzeitstroms für eine Sekunde. Dieser muss einen Mindestwert von 16 kA aufweisen. Die 8DJH ist Standardmäßig mit 20 kA ausgestattet. Der Bemessungsdauerstrom der Sammelschiene ist immer mit 630 A gegeben. Der maximale Strom des Transformators ist auf der Mittelspannungsseite mit 115,5 A vorgegeben. Begrenzt werden kann dieser durch den Batteriewechselrichter. Dieser ist in der Lage, nur eine Leistung von 3.450 kVA zu erbringen. Mit der Formel 3.2 ergibt sich ein Strom von 99,6 A. Durch den geplanten Anschluss im offenen Ring von drei Strängen wird der Wert von 630 A nicht überschritten.





**Abbildung 5.6:** Mittelspannungsschaltanlage 8DJH RRT Outdoor von Siemens [48]

Die geplante Anlage wird eine dreifeldrige Outdoor Ausführung mit zwei Ringkabelabzweigen und einen Leistungsschalterabzweig. In der Tabelle 5.6 sind weitere technische Kenndaten aufgelistet.

Bemessungsspannung	24 kV
Bemessungsfrequenz	50 Hz
Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung	50 kV
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung	125 kV
Bemessungs-Stoßstrom	50 kA
Bemessungs-Kurzzeitstrom 1 s	20 kA
Bemessungs-Dauerstrom der Sammelschiene	630 A
Bemessungs-Dauerstrom für Ringkabelabzweig	630 A
Bemessungs-Dauerstrom für Leistungsschalterabzweig	630 A

**Tabelle 5.6:** Daten der 8DJH [48]

Für die Betriebsverfügbarkeit sind Abzweigfelder mit Leistungs-, Last- oder Trennschalter mit der Kategorie LSC2 ausgeführt. Die Störlichtbogenqualifikation entspricht dem IAC mit der Klasse A. Das bedeutet, dass nur befugtes Personal Zugang zur Schaltanlage haben darf. Die Seitenklassifizierung wird als FLR ausgeführt.



### 5.3 Kabeldimensionierung und Prüfung der Kurzschlussfestigkeit

Für die Kabeldimensionierung und Prüfung der Kurzschlussfestigkeit wurden bereits in Abschnitt 3.4 die Formeln angegeben. Mithilfe der Formeln wurde eine Berechnungstabelle in Excel erstellt. Für beide Betrachtungen sind unterschiedliche Leitungsabschnitte zu untersuchen. Als erstes Kabel ist die Umspannwerk-Zuleitung (UW-Zuleitung) zu betrachten. Das zweite Mittelspannungskabel ist in der Übergabestation zu finden. Verbaut ist darin standardmäßig ein N2XSY 3x1x300. Das dritte Kabel ist die Verbindung zwischen Übergabestation und Knotenstation. Danach folgen nacheinander vier Kabel. Angeschlossen werden diese Kabel als offener Ring. Im Grunde handelt es sich somit um einen Stichanschluss. Im Normalzustand fließt über das erste Kabel der Strom von drei Anlagen. Über das zweite Kabel der Strom von zwei Anlagen und über das dritte Kabel nur eine Anlage. Das vierte Kabel ist aufgrund der Offenstelle in der Übergabestation nicht belastet. In einem Fehlerfall könnte diese Offenstelle geschlossen werden. Der Worst-Case-Fall wäre dabei eine umgekehrte Reihenfolge. Aufgrund dessen werden «Kabel 1» und «Kabel 4» identisch dimensioniert. Dasselbe gilt für «Kabel 2» und «Kabel 3». Für die Verbindung zwischen Mittelspannungsschaltanlage und Transformators des jeweiligen Strangs werden jeweils die identischen Leitungen verbaut. Diese sind standardmäßig N2XSY 3x1x150.

Zuerst wird die Dauerstrombelastbarkeit der Leitung untersucht. Betrachtet man die letzte Anlage, erhöht sich schrittweise die Leistung um 3,45 MW. An der Übergabestation ergibt sich somit eine Leistung von 10,35 MW. Für den maximale Strom der Leitung in der Übergabestation wird die Herangehensweise in der Berechnung 5.6 exemplarisch dargestellt. Hier wurde die Formel 3.11 verwendet. Die Nennspannung ist mit 20 kV und der Leistungsfaktor mit  $\cos \varphi = 1$  vorgegeben.

#### Berechnung 5.6

$$I_{max} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \frac{P_{sum}}{\cos \varphi}$$

$$I_{max,UEST} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} \cdot \frac{10,35 \text{ MW}}{\cos(1)}$$

$$I_{max,UEST} = 298,78 \text{ A}$$

Für die weiteren Kabel sind die Werte in der Abbildung 5.7 dargestellt. Mit Hilfe von Excel wurde eine automatisierte Berechnung der benötigten Kennwerte aufgestellt.

Dabei beschreibt  $I_r$  den Bemessungsstrom der Kabel. Diese Werte wurden aus der DIN VDE 0276-620 Seite 75 Tabelle 7 Spalte 4 entnommen. Als Reduktionsfaktor wurde der Wert 0,7 angenommen. Dieser wurde von den Zertifizierungsstellen als Faktor festgelegt. Der Wert  $I_z$  ist das Ergebnis der Multiplikation aus dem Bemessungsstrom und dem Reduktionsfaktor. Dieser maximale Strom ist dem zulässigen Strom gegenüberzustellen. Dieses Verhältnis ist in der letzten Spalte dargestellt. In der Abbildung 5.7 sind die jeweiligen Leitungstypen dargestellt, welche die Vorgaben einhalten und somit eingesetzt werden können.

Dauerstrombelastbarkeit der Leitungen (Normalschaltzustand)								
Leitungsabschnitt	Leitungstyp [mm <sup>2</sup> ]	P <sub>ΣZE</sub> [MW]	I <sub>r</sub> [A]	Reduktionsfaktor	U <sub>N</sub> [kV]	I <sub>z</sub> [A]	I <sub>max</sub> [A]	Auslastung [%]
UW-Zuleitung	NA2XS(F)2Y 3x1x300	10,35	471	0,7	20	329,7	298,8	90,62
Übergabestation	N2XSY 3x1x300	10,35	599	0,7	20	419,3	298,8	71,26
Knotenstation	NA2XS(F)2Y 3x1x300	10,35	471	0,7	20	329,7	298,8	90,62
Kabel 1	NA2XS(F)2Y 3x1x300	10,35	471	0,7	20	329,7	298,8	90,62
Kabel 2	NA2XS(F)2Y 3x1x240	6,90	417	0,7	20	291,9	199,2	68,24
Kabel 3	NA2XS(F)2Y 3x1x240	3,45	417	0,7	20	291,9	99,6	34,12
Kabel 4	NA2XS(F)2Y 3x1x300	-	471	0,7	20	329,7	0,0	0,00
Trafo 1 bis 3	N2XSY 3x1x150	3,45	409	0,7	20	286,3	99,6	34,79

**Abbildung 5.7:** Dauerstrombelastbarkeit der Leitungen  
[eigene Darstellung]

Zusätzlich muss die Kurzschlussfestigkeit (Kurzschlussbelastbarkeit) der Leitungen analysiert werden. Die jeweiligen Leiterquerschnitte ( $S_n$ ) sind aus der Abbildung 5.7 bekannt. Die Werte für die Kurzzeitstromdichte ( $J_{thr}$ ) können aus der DIN VDE 0276-620 Seite 78 Tabelle 12 Spalte 3 entnommen werden. Die Bemessungskurzschlussdauer ( $t_{kr}$ ) ist nach der DIN VDE 0276-1000 Seite 8 Absatz 6.2.5 mit  $t_{kr}=1$  gegeben. Für die Kurzschlussdauer ( $t_k$ ) kann ebenfalls eine Sekunde angenommen werden. Da bei einem Fehlerfall von einer Trennung nach einer Sekunde auszugehen ist.

Die Berechnung der Kurzschlussfestigkeit der Leitung in der Übergabestation wird exemplarisch in der Berechnung 5.7 dargestellt. Hier wird die Formel 3.12 angewendet. Für  $S_n$  ist der Querschnitt mit  $300 \text{ mm}^2$  bekannt. Für Leitungen aus Kupfer gilt eine Kurzzeitstromdichte ( $J_{thr}$ ) von  $143 \text{ A/mm}^2$ .

#### Berechnung 5.7

$$I_{thz} = J_{thr} \cdot S_n \cdot \sqrt{\frac{t_{kr}}{t_k}}$$

$$I_{thz,UEST} = 143 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \cdot 300 \text{ mm}^2 \cdot \sqrt{\frac{1 \text{ s}}{1 \text{ s}}}$$

$$I_{thz,UEST} = 42,90 \text{ kA}$$

Hierzu wurde zusätzlich mit Excel eine automatisierte Berechnung zusammengestellt. Die Ergebnisse für die zulässige Kurzschlussbelastbarkeit ( $I_{thz}$ ) der Kabel sind in der Abbildung 5.8 dargestellt.

Der Kurzschlussstrom ( $I_k$ ), welcher vom Netzbetreiber vorgegeben wird, ist bei der MITNETZ STROM mit  $16 \text{ kA}$  festgeschrieben. Diesen Wert wird die berechnete Kurzschlussbelastbarkeit der Kabel gegenübergestellt. Das Verhältnis ist in der letzten Spalte der Abbildung 5.8 dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Leitungen für den Worst-Case-Fall von  $16 \text{ kA}$  ausgelegt sind.

Kurzschlussfestigkeit der parkinternen Leitungen						
Leitungsabschnitt	Leitungstyp [mm <sup>2</sup> ]	S <sub>n</sub> [mm <sup>2</sup> ]	J <sub>thr</sub> [A/mm <sup>2</sup> ]	I <sub>thz</sub> (1s) [kA]	I <sub>k</sub> (1s) [kA]	Verhältnis
UW-Zuleitung	NA2XS(F)2Y 3x1x300	300	94	28,20	16	0,57
Übergabestation	N2XSY 3x1x300	300	143	42,90	16	0,37
Knotenstation	NA2XS(F)2Y 3x1x300	300	94	28,20	16	0,57
Kabel 1	NA2XS(F)2Y 3x1x300	300	94	28,20	16	0,57
Kabel 2	NA2XS(F)2Y 3x1x240	240	94	22,56	16	0,71
Kabel 3	NA2XS(F)2Y 3x1x240	240	94	22,56	16	0,71
Kabel 4	NA2XS(F)2Y 3x1x300	300	94	28,20	16	0,57
Trafo 1 bis 3	N2XSY 3x1x150	150	143	21,45	16	0,75

Abbildung 5.8: Kurzschlussfestigkeit der Leitungen  
[eigene Darstellung]

### 5.4 Niederspannungsverbindung Batteriewechselrichter und Transformator

Für die elektrische Verbindung zwischen dem Batteriewechselrichter SUNNY CENTRAL STORAGE UP und dem Mittelspannungstransformator wird das BUSBAR KIT-UP von SMA zum Einsatz kommen. Dies ist ein System aus Sammelschienen, welche an jeweiligen Anschlüssen der zwei Geräte angebracht werden. Zum Schutz vor Berührung und Wasser wird eine spezielle Schutzabdeckung angebracht. In der Abbildung 5.9 ist dieses KIT von SMA zu sehen.

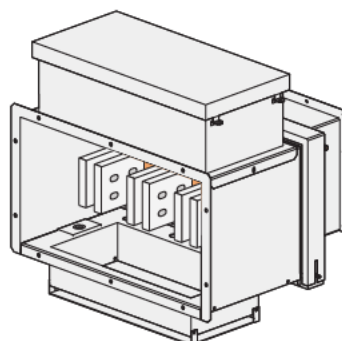
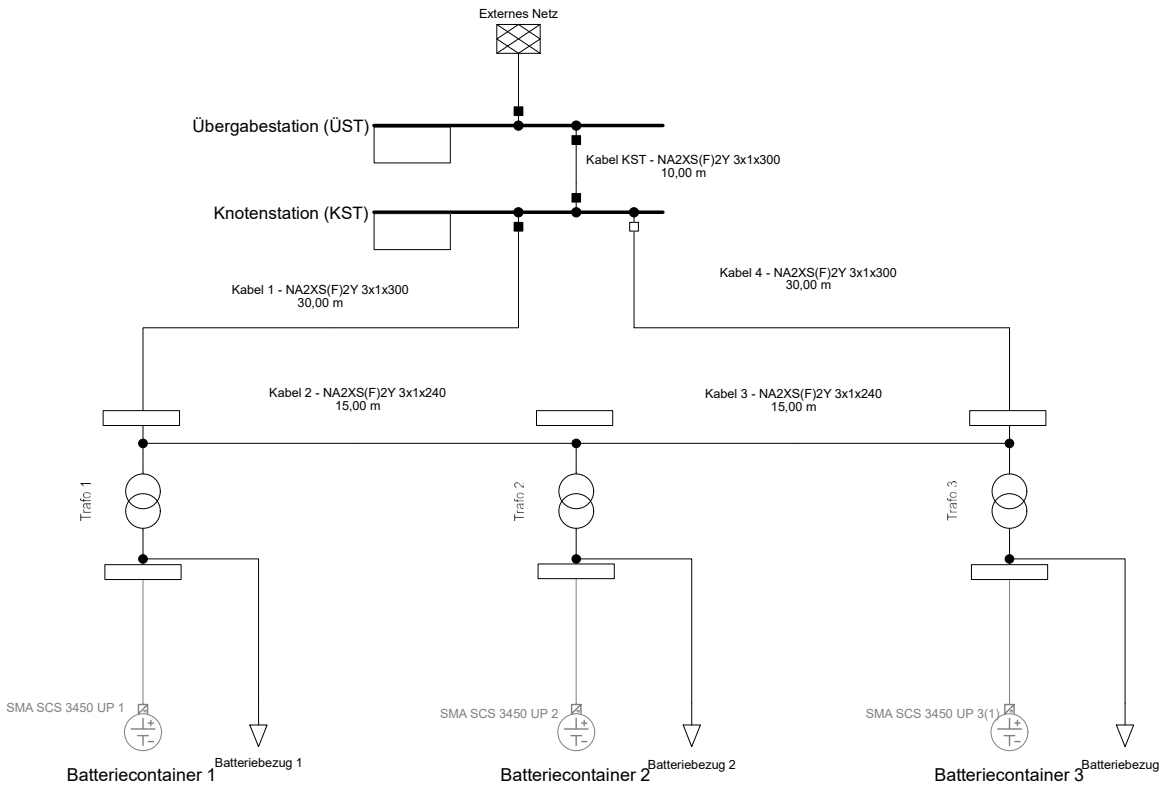


Abbildung 5.9: BUSBAR KIT-UP von SMA  
[49]

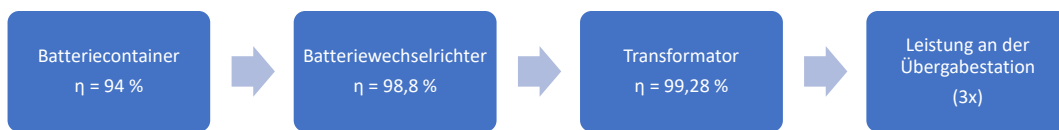
### 5.5 Wirkungsgrad des Batteriegroßspeicherparks

Die Messung der verfügbaren Leistung wird nicht am Batteriecontainer oder am Wechselrichter gemessen, sondern in der Übergabestation. Aufgrund von verschiedenen Wirkungsgraden kommt am Übergabepunkt eine verminderte Leistung an. Die Wirkungsgrade des Batteriecontainers und des Wechselrichters sind gegeben. Für die Verluste am Transformator wurde mithilfe der Software PowerFactory das interne Netz des Batteriespeicherparks aufgebaut. Das Netz ist in der Abbildung 5.10 vereinfacht dargestellt. Im Anhang B ist zusätzlich der Batteriespeicherpark als Piktogramm charakterisiert.



**Abbildung 5.10:** Aufbau des Parks im PowerFactory  
[eigene Darstellung]

Durch die gegebenen Werte des Transformators konnte eine Lastflussberechnung durchgeführt werden. Bei voller Leistung des Wechselrichters ergibt sich eine Verlustleistung von 24,93 kW über den Transformator. Die Verluste über die Stromkabel können vernachlässigt werden. In der Abbildung 5.11 ist die Wirkungsgradkette bildlich dargestellt.



**Abbildung 5.11:** Wirkungsgradkette des Batteriespeichersystems  
[eigene Darstellung]

Die Akkumulatoren können eine Leistung von 3.727,36 kW erzeugen. Durch einen Wirkungsgrad von 0,94 liegen an der DC-Seite des Batteriewechselrichters 3.503,37 kW an. Der Batteriewechselrichter besitzt einen maximalen Wirkungsgrad von 0,988. Dies führt zu einer Leistung von 3.461,74 kW. Der Batteriewechselrichter ist jedoch in seiner Leistung begrenzt und kann maximal 3.450 kW liefern. Durch den Wirkungsgrad am Transformator mit 0,9928 ergibt sich somit eine Leistung von 3.425,16 kW. Durch drei identische Systeme kann eine Leistung am Übergabepunkt von rund 10,27 MW erreicht werden. Dieser Fall bildet das Worst-Case-Szenario und zeigt den Einspeisefall. Für die 10,27 MW wird später der Baukostenzuschuss fällig.

## 5.6 Auswahl Mittelspannungsstationen

In diesem Abschnitt werden die Übergabe-, Knoten- und Eigenbedarfstation dargestellt. Zu jeder dieser Station werden wichtige Eigenschaften aufgelistet. Wie beispielsweise die Schaltanlagenart.

### 5.6.1 Übergabestation

Die Übergabestation dient als zentraler Übergabepunkt zwischen Erzeugungsanlage und dem Netz des Übertragungsnetzbetreibers. Diese Station wird als Netzdienstleistung der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH geliefert. Die Übergabestation besteht aus einer vierfeldrigen Schaltanlage für ein 20 kV Netz:

- erstes Feld
  - Lasttrennschalter mit Motorantrieb - Einspeisung Netzbetreiber
- zweites Feld
  - Lasttrennschalter mit Motorantrieb - Einspeisung Netzbetreiber
- drittes Feld
  - Leistungsschalter - Übergabestelle Kunde
- viertes Feld
  - Messung/Zählung und Eigenbedarf (Verbindung Knotenstation)

Diese ist mit einem Übergabeschutz, einer Fernwirkanlage und einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) ausgerüstet. Der Bemessungsstrom beträgt 630 A und der Bemessungskurzzeitstrom 20 kA für eine Sekunde. Der Bemessungsstoßstrom ist mit 50 kA ausgelegt. Weitere Spezifikationen entsprechen den Technischen Anschlussbedingung Mittelspannung (TAB-MS) der Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM). In der Abbildung 5.12 ist eine begehbare Übergabestation aus Beton dargestellt.



**Abbildung 5.12:** Beispiel einer Übergabestation

### 5.6.2 Knotenstation

Die Knotenstation folgt nach der Übergabestation und dient als zentrale Verteilung des nachfolgenden Mittelspannungsnetzes. Diese Station wird als Netzdienstleistung der MITNETZ STROM geliefert. Die Knotenstation besteht aus einer dreifeldrigen Schaltanlage für ein 20 kV Netz:

- erstes Feld
  - Lasttrennschalter - Einspeisung Übergabestation
- zweites Feld
  - Leistungsschalter - Einspeisung erstes Kabel Batteriespeicher
- drittes Feld
  - Leistungsschalter - Einspeisung zweites Kabel Batteriespeicher

Diese ist mit einem gerichteten unabhängigen Maximalstromzeitschutz (UMZ-Schutz), einer Fernwirkanlage und einer unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) ausgerüstet. Der Bemessungsstrom beträgt 630 A und der Bemessungskurzzeitstrom 20 kA für eine Sekunde. Der Bemessungsstoßstrom ist mit 50 kA ausgelegt. Weitere Spezifikationen entsprechen der Technische Anschlussbedingung Mittelspannung (TAB-MS) der MITNETZ STROM.

### 5.6.3 Eigenbedarfstation

Die Eigenbedarfstation ist für die Versorgung der parkinternen Geräte notwendig. Darunter fallen unter anderem das Kühlungssystem, diverse Heizsysteme, Steuerschrankversorgung und das Laden der Akkus für die unterbrechungsfreie Stromversorgung. In Analogie zur Übergabestation gibt es bestimmte Standardstationen für den Eigenbedarf. Diese wird auch im Zuge der Netzdienstleistung von der MITNETZ STROM angeboten. Geplant wird die Eigenbedarfstation in einem separaten Mittelspannungslängsnetz anzuschließen. Grund dafür ist, dass die Versorgung im n-1 Fall gewährleistet ist. Dies wäre in der Stichtanbindung an das Umspannwerk nicht möglich. Für den Batteriewechselrichter wird ein Eigenbedarf von rund 10 kVA angegeben. Der Batteriecontainer benötigt eine Leistung von 50 kVA. Durch die drei Stränge ergibt sich eine Leistung von 180 kVA. Für die Station selbst wird als Puffer 10 kVA vorgegeben. Für den Park sind somit 190 kVA notwendig.

Die Eigenbedarfstation MNS-B1-250-20 von MITNETZ STROM besteht aus einer dreifeldrigen Schaltanlage für ein 20 kV Netz:

- erstes Feld
  - Lasttrennschalter - Anbindung Netzbetreiber
- zweites Feld
  - Lasttrennschalter - Anbindung Netzbetreiber
- drittes Feld
  - Sicherungs-Lasttrennschalter - Einspeisung des Transformators
- 250 kVA Transformator (20/0,4 kV, Dyn5)
- Niederspannungszählung
- Niederspannungslasttrennschalter (630 A) und sieben NH2 Sicherungslastschaltleisten



Die Abbildung 5.13 zeigt eine typische Bezugsstation der MITNETZ STROM.



**Abbildung 5.13:** Beispiel einer Bezugsstation

## 5.7 Wirtschaftliche Vermarktung des Batteriespeichers am Umspannwerk

In diesem Kapitel werden die wirtschaftlichen Vermarktungsformen an einem Fallbeispiel gegenübergestellt und verglichen. Des Weiteren werden die vermarktbaren Leistungen der jeweiligen Formen ermittelt. Mithilfe einer Excel-Oberfläche soll dies grafisch dargestellt werden.

### 5.7.1 Kostenbestandteile der Batteriespeicheranlage

Um die Investitionskosten zu ermitteln, müssen die Kosten aller Komponenten bestimmt werden. Zusätzlich müssen auch Gebühren für den Netzanschluss mit in die Berechnung einfließen. In der folgenden Tabelle sind alle relevante Kostenpunkte aufgelistet:

Komponenten	Investitionskosten
Batteriecontainer	4.250.000,00 €
Batteriewechselrichter	350.000,00 €
Transformator	480.000,00 €
Mittelspannungsschaltanlage	105.000,00 €
Übergabestation	120.000,00 €
Knotenstation	50.000,00 €
Eigenbedarfstation	65.000,00 €
Parkregler	35.000,00 €
Fundament	75.000,00 €
Kabel	25.000,00 €
Tiefbau	70.000,00 €
Baukostenzuschuss	1.078.750,53 €
Dienstleistungen	140.000,00 €
Sonstiges	150.000,00 €
<b>Summe</b>	<b>6.978.750,53 €</b>

**Tabelle 5.7:** Kostenbestandteile eines Batteriespeichersystems

### 5.7.2 Vermarktbare Leistung je Vermarktungsform

Je nach Vermarktungsform muss der Batteriespeicherpark verschiedene Anforderungen erfüllen. Für die Regelleistungsarten wurden im Abschnitt 4.4.2.1 bereits die Anforderungen dargestellt. Aufgrund der Transformations- und Übertragungsverluste kommt am Übergabepunkt nur eine Leistung von 10,27 MW an. Mit dieser kann nun die vermarktbare Leistung wie folgt berechnet werden:

*Berechnung 5.8*

$$P_{VL,PRL} = \frac{P_{max,PRL}}{1,25} = \frac{10,27 \text{ MW}}{1,25} \approx [8,22] \text{ MW} \Rightarrow 8 \text{ MW}$$

Am Primärregelleistungsmarkt können jedoch nur volle Leistungspakete angeboten werden. Somit ergibt sich die abgerundete Leistung am Primärregelleistungsmarkt von 8 MW.

Für die Bestimmung der notwendigen Kapazität werden die Formeln 4.2 bis 4.6 angewendet.

*Berechnung 5.9*

$$E_{gZ} = 2 \cdot P_{VL,PRL} \cdot \frac{1}{4} h = 2 \cdot 8 \text{ MW} \cdot \frac{1}{4} h = 4 \text{ MWh}$$

$$E_{VA} = 2 \cdot \frac{P_{VL,PRL}}{2} \cdot \frac{1}{4} h = 2 \cdot \frac{8 \text{ MW}}{2} \cdot \frac{1}{4} h = 2 \text{ MWh}$$

$$E_{VS} = 2 \cdot \frac{P_{VL,PRL}}{4} \cdot \frac{1}{2} h = 2 \cdot \frac{8 \text{ MW}}{4} \cdot \frac{1}{2} h = 2 \text{ MWh}$$

$$E_{AR} = 2 \cdot \frac{P_{VL,PRL}}{2} \cdot \frac{1}{12} h = 2 \cdot \frac{8 \text{ MW}}{2} \cdot \frac{1}{12} h \approx 0,67 \text{ MWh}$$

$$E_{Ges,PRL} = E_{gZ} + \max\{E_{VA}; E_{VS}\} + E_{AR} = 4 \text{ MWh} + \max\{2 \text{ MWh}; 2 \text{ MWh}\} + 0,67 \text{ MWh}$$

$$E_{Ges,PRL} = 6,67 \text{ MWh}$$

Für die Primärregelleistung ergibt sich somit ein Mindestenergiegehalt von 6,67 MWh. Diese Energie muss der Batteriespeicherpark in der Lage sein zu liefern. Die Grenzwerte für den erlaubten Arbeitsbereich berechnen sich wie folgt:



*Berechnung 5.10*

$$C_{oG} = \frac{E_{\text{nutzbar}} - 0,25 \text{ h} \cdot P_{VL,PRL}}{E_{\text{nutzbar}}} = \frac{10,62 \text{ MWh} - 0,25 \text{ h} \cdot 8 \text{ MW}}{10,62 \text{ MWh}}$$

$$C_{oG} = 0,8117 = 81,17\%$$

$$C_{uG} = \frac{0,25 \text{ h} \cdot P_{VL,PRL}}{E_{\text{nutzbar}}} = \frac{0,25 \text{ h} \cdot 8 \text{ MW}}{10,62 \text{ MWh}}$$

$$C_{uG} = 0,1883 = 18,83\%$$

Die vermarktbare Leistung für die Sekundär- und Tertiärregelleistung ergibt sich wie folgt:

*Berechnung 5.11*

$$P_{VL,SRL/TRL} = \frac{E_{SRL/TRL}}{1,5 \text{ h}} = \frac{10,62 \text{ MWh}}{1,5 \text{ h}}$$

$$P_{VL,SRL/TRL} = [7,08] \text{ MW} \Rightarrow 7 \text{ MW}$$

Nach der Berechnung ergibt sich eine vermarktbare Leistung von 7 MW für die Sekundär- oder Tertiärregelleistung. Wie bei der Primärregelleistung können lediglich volle Megawatt vermarktet werden.

Für die Arbitragegeschäfte ist die vermarktbare Leistung am Übergabepunkt ausschlaggebend. An der Übergabestation sind durch Verluste schlussendlich 10,27 MW möglich.

**5.7.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung**

In Abschnitt 4.4 wurden die Erlöspotentiale des Spotmarktes und der Regenergie dargestellt. Verglichen werden die Primärregelleistung, die Sekundärregelleistung und das kombinierte Geschäft aus dem Spotmarkt. Die Tertiärregelleistung wird nicht in die Betrachtung einbezogen, aufgrund des nicht geeigneten Einsatzgebietes für einen Batteriespeicher. Dies liegt an der Leistungserbringungszeit von einer Stunde und den niedrigeren Erlösen im Vergleich zu den anderen Regelleistungsarten.

Der Batteriegroßspeicher wird als 10,35 MW/11,18 MWh System (brutto) ausgeführt. Im Vermarktungsbereich Regelleistung muss der Batteriepark über ein Fahrplanmanagement verfügen. Dafür kann es notwendig sein, dass am Intraday-Markt Strom gekauft oder verkauft werden muss. Da dies nicht genau vorherzusehen ist, wird auf Basis der Literatur Mehrkosten pro Jahr von 100.000 angenommen. [22]

Um praxisnahe Erlöspotentiale für die Berechnung einzubeziehen, wurde [REDACTED] befragt. Des Weiteren konnten aus einem Webinar der Online-Plattform pv magazine mit dem Energieunternehmen EnBW aktuelle Daten und Prognosen entnommen werden.[Vgl. 50] Nach diesen Aussagen war das Jahr 2022 ein erlösreiches Jahr. Die Experten gehen davon aus, dass es nicht auf diesem Hoch bleiben wird. Es ist aber davon auszugehen, dass sich die Erlöse zwischen den Jahren 2021 und 2022 eingliedern werden. Mit diesen Werten wurden dementsprechend folgende Erlöse pro Jahr für die Wirtschaftlichkeitsberechnung festgelegt:

- Primärregelleistung
  - Leistungspreis mit 180.529 € *pro MW* vermarketeter Leistung
- Sekundärregelleistung
  - Leistungspreis mit 107.474,75 € *pro MW* vermarketete Leistung
  - Arbeitspreis mit 100.000 € *pro MW* (Abrufdauer mit einer Stunde pro Tag)
- Arbitrage (Geschäfte am Spotmarkt)
  - 120.000 € *pro MW*

Für die Berechnung sind weitere Vorgaben festzulegen. Als jährliche Ausgaben werden für alle drei Vermarktungsformen 1 % der Gesamtkosten der Anlage angenommen. Das ergibt 69.787,51 € pro Jahr. Aufgrund von möglicherweise notwendigen Ausgleichsbeschaffungen in der Regelleistung, werden zusätzlich Mehrkosten von 100.000 € einkalkuliert. Die Kapitalwertmethode wird ohne die Berücksichtigung von Steuern durchgeführt. Bei der Bestimmung des Kalkulationszinssatzes wird zwischen der Fremdfinanzierung und der Eigenfinanzierung unterschieden. Bei der Fremdfinanzierung wird der Wert 6,0 % angenommen. Bei der Eigenfinanzierung liegt der Wert bei 9,0 %.

Für die Fremdfinanzierung wird ein Zinssatz von 4,01 % angenommen. Die Rückzahlungsdauer wird auf zehn Jahre festgelegt und mithilfe der Annuitätenmethode die jährliche Annuität berechnet. Dafür wurde die Formel 4.12 verwendet.

Für die Bestimmung des Restwerts wurde in Batteriezellen und Peripherie untergliedert. Für die Batteriezellen wurde ein Restwert von 8,8 % nach zehn Jahren angesetzt. Dieser Wert wurde mithilfe der Literatur [51, S. 44 f.] festgelegt. Die Bestimmung des Prozentsatzes der Peripherie wurde mithilfe der Literatur [52, S. 27] bestimmt. Hierfür wird ein Restwert von 50 % angesetzt. Werden Dienstleistungen und sonstige Ausgaben nicht mit einberechnet, ergibt sich ein Restwert von 904.849,90 €.

In Abschnitt 4.5 wurden die Formeln für die Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellt. In Microsoft Excel wurden die Formeln implementiert und eine Berechnungsübersicht erstellt. Die Nutzungsdauer der Batteriespeicheranlage wird mit zehn Jahren festgelegt. Die Erlöse sind für diese Laufzeit als konstante Werte angenommen. Die drei Vermarktungsformen werden jeweils für eine Fremdfinanzierung und eine Eigenfinanzierung dargestellt.

Hierfür werden in der Eingabemaske der Excel Oberfläche die jeweiligen Parameter eingegeben. Folgende Eingaben müssen dabei getätigt werden:

- Systemleistung
- Anzahl der parallelen Systeme
- Energiegehalt
- Investitionskosten
- Eigenkapital für Fremd- und Eigenfinanzierung
- effektiver Zinssatz
- Kalkulationszinssatz für Fremd- und Eigenfinanzierung
- Restwert
- Erlöse für Primär-, Sekundärregelleistung und Arbitrage

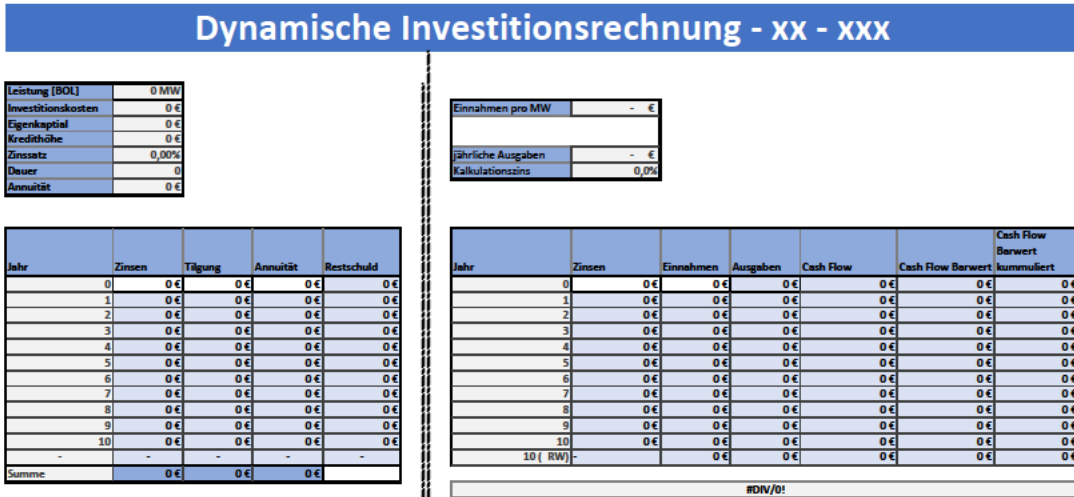
Die Bedienoberfläche ist in Abbildung 5.14 zu sehen.

Eingabe Systemdaten		Ausgabe Vermarktbare Leistung		
<i>Berechnung für 10 Jahre</i>				
Systemleistung am POI [MW]				
Anzahl paralleler Systeme				
Energiegehalt (BOL) [MWh]				
Investitionskosten				
Eigenkapital für FF*				
Eigenkapital für EF*				
Zinssatz (eff.)				
Kalkulationszins (FF)				
Kalkulationszins (EF)				
Restwert				
<small>*FF -&gt; Fremdfinanzierung</small>				
<small>*EF -&gt; Eigenfinanzierung</small>				
Eingabe Erlöse		Primärregelleistung (BOL)		
	Erlöse	nach 5 Jahren	nach 10 Jahren	
Primärregelleistung		P <sub>VL</sub>	E <sub>PRL</sub>	
Sekundärregelleistung		C <sub>OG</sub>	C <sub>JUG</sub>	
Arbitrage				
		Sekundärregelleistung (BOL)		
		nach 5 Jahren	nach 10 Jahren	
		P <sub>VL</sub>		
		Arbitrage		
		P <sub>VL</sub>		

Abbildung 5.14: Excel-Übersicht Eingabemaske [eigene Darstellung]

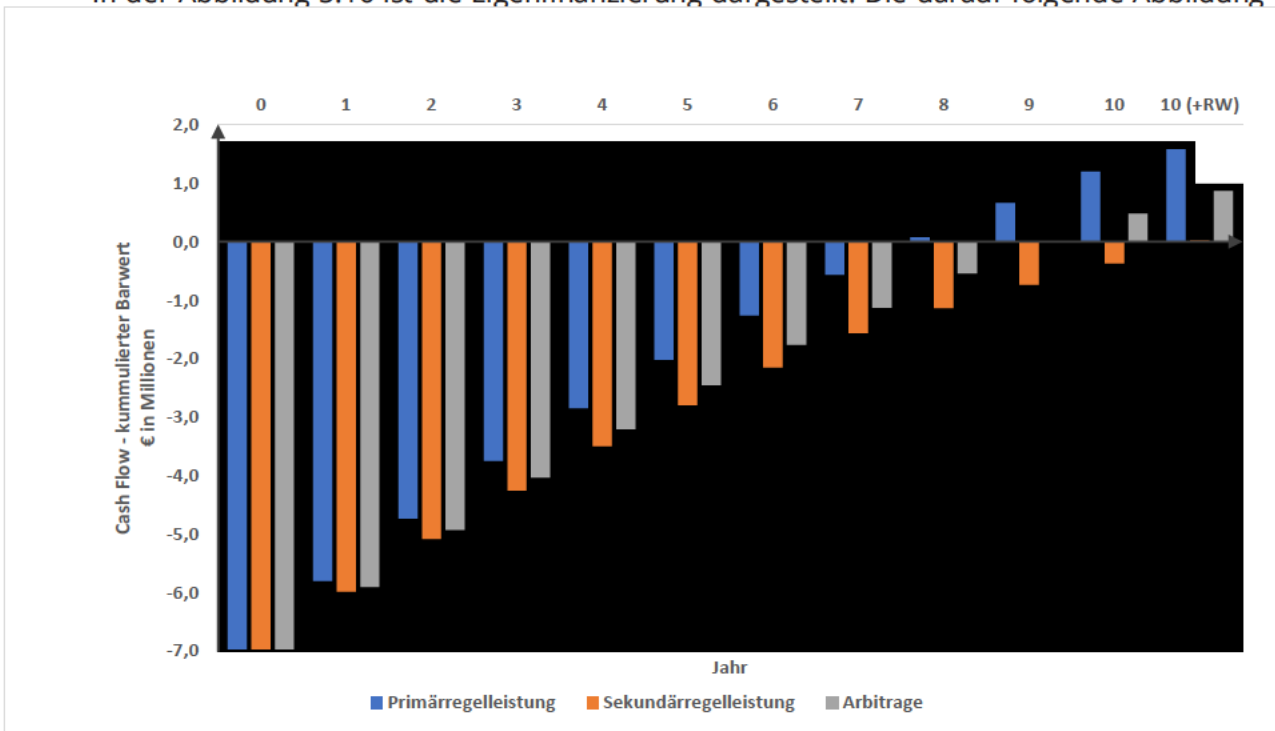
In der Abbildung 5.15 ist die Benutzeroberfläche der Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellt. Im linken oberen Abschnitt sind die vermarktbare Leistung, die Investitionskosten, das Eigenkapital, die Kredithöhe, der dazugehörige Zinssatz und die Dauer dargestellt. Aus diesen Angaben berechnet sich bei einer Fremdfinanzierung im unteren Teil die Annuität. Im rechten oberen Abschnitt sind die Einnahmen pro MW, die jährlichen Ausgaben der Anlage und der Kalkulationszinssatz zu finden.

Die Ergebnisse werden im unteren Teil dargestellt. Der Bemessungsfaktor ist dabei die Spalte «Cash Flow Barwert kumuliert». Dieser zeigt auf, wie sich die Investitionskosten amortisieren. Der Zeitpunkt der Amortisation wird in der untersten Zeile in Jahr und Monat wiedergegeben.



**Abbildung 5.15:** Excel-Übersicht Ausgabe Wirtschaftlichkeit  
[eigene Darstellung]

Für die jeweiligen Formen wurden die Einnahmen in zwei Diagrammen zusammengestellt. In der Abbildung 5.16 ist die Eigenfinanzierung dargestellt. Die darauf folgende Abbildung

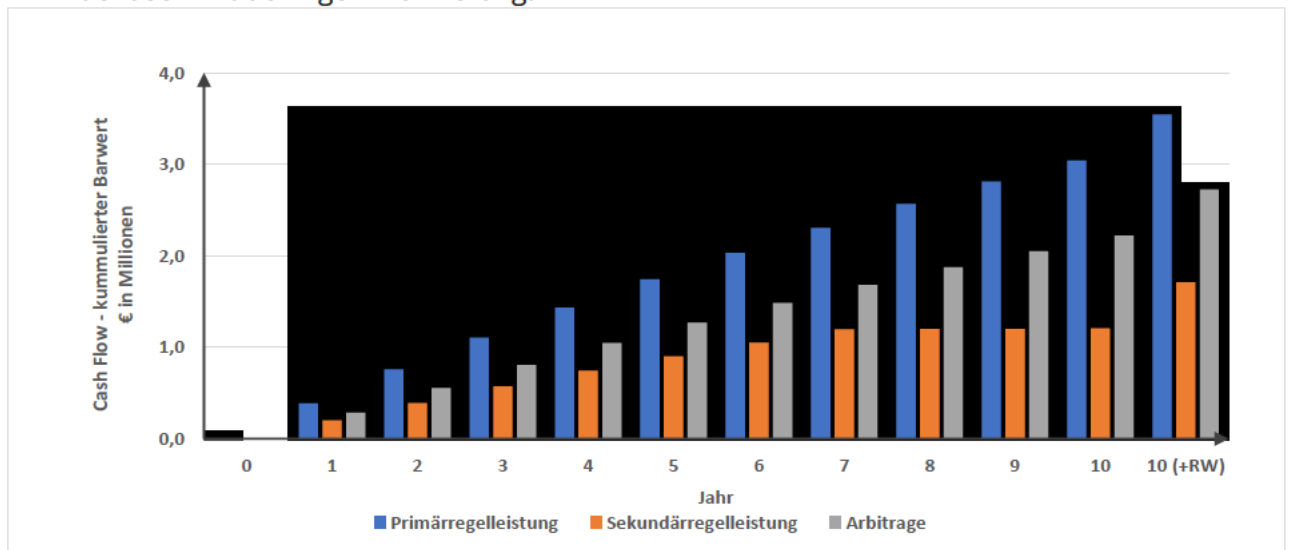


**Abbildung 5.16:** Wirtschaftlichkeitsberechnung Eigenfinanzierung  
[eigene Darstellung]

Bei der Eigenfinanzierung ist zu erkennen, dass alle drei Vermarktungsformen den Break-even-Point nach zehn Jahren erreichen. Mithilfe der Amortisationsrechnung konnten folgende Laufzeiten errechnet werden:

- Primärregelleistung ⇒ 7 Jahre und 11 Monate
- Sekundärregelleistung ⇒ 10 Jahre
- Arbitragegeschäft ⇒ 9 Jahre und 1 Monat

Bei der Fremdfinanzierung ist die Vorgehensweise etwas anders. Aufgrund der Kreditaufnahme ist der Cashflow zu Beginn bei null Euro. Im Verlauf der zehn Jahre wird jährlich die Kreditrückzahlung als Ausgaben deklariert. Aufgrund dessen ist der Diagrammverlauf nicht identisch mit der Eigenfinanzierung.



**Abbildung 5.17:** Wirtschaftlichkeitsberechnung Fremdfinanzierung  
[eigene Darstellung]

In der Tabelle 5.8 ist für jede Vermarktungsform der Kapitalwert je Finanzierungsart dargestellt. Weiterhin sind die einzelnen Berechnungsübersichten aus Excel im Anhang unter Abschnitt A zu finden.

	Eigenfinanzierung	Fremdfinanzierung
<b>Primärregelleistung</b>	1.582.416 €	3.549.391 €
<b>Sekundärregelleistung</b>	15.550 €	1.713.082 €
<b>Arbitrage</b>	864.717 €	2.726.298 €

**Tabelle 5.8:** Kapitalwert der Vermarktungsformen nach Finanzierungsarten

Nach den vorhandenen und vorgegebenen Daten ist der Batteriespeicherpark wirtschaftlich vermarktbar. In der Eigenfinanzierung schneidet die Primärregelleistung mit einer vergleichsweise schnellen Refinanzierbarkeit ab. Die Sekundärregelleistung schneidet in dieser Konfiguration am schlechtesten ab, trotz höherer Erlöse pro MW. Dies liegt jedoch an den für die Sekundärregelleistung vorgegebenen Bedingungen der Präqualifikation. Trotz der geringeren Erlöse des Arbitragegeschäfts pro vermarktbarer MW, liegt es mit dem Erlöspotential zwischen den beiden Regelleistungsarten. Grund hierfür ist die größere Leistung, welche vermarktet werden kann.

Bei der Fremdfinanzierung erreicht jede Vermarktungsform einen positiven Kapitalwert am Ende der Laufzeit. Zu erkennen ist, dass die Fremdfinanzierung im Vergleich zur Eigenfinanzierung besser abschneidet. Dies basiert auf dem Finanzierungseffekt. Durch die Einnahme des Kredits zu Beginn, ergibt sich ein neutraler Cash-Flow.

Die jährliche Annuität wird zusätzlich mit den jährlichen Ausgaben von den Einnahmen abgezogen. Erst danach folgt die Abzinsung. Dies hat zur Folge, dass der Kalkulationszinssatz auf einen wesentlich geringeren Geldbetrag Einfluss besitzt.

## 6 Fazit und Ausblick

Aktuelle Situationen zeigen, dass der Energiewandel in der heutigen Zeit wichtiger ist denn je. Die MITNETZ STROM will als regionaler Verteilnetzbetreiber in der Region die Energiewende mitgestalten. Mithilfe dieser Arbeit soll ein Einblick in die Thematik Batteriespeicher aufgezeigt werden. Das erste Ziel beinhaltet, einen ersten Einblick in die Einsatzmöglichkeiten solcher Speicher aufzuzeigen. Das Hauptziel der Arbeit befasst sich mit der Dimensionierung der Hochspannungskomponenten Batteriewechselrichter, Transformator und Mittelspannungsschaltanlage bei vorgegebenem Batteriecontainer. Zusätzlich soll eine Analyse verschiedener Vermarktungsformen untersucht werden, sowie die Wirtschaftlichkeit in Bezug auf einen Batteriespeicherpark. Um die Aufgaben zu erfüllen, wurde eine theoretisch-konzeptionelle Methode gewählt. Durch eine Literaturrecherche konnten die notwendigen theoretischen Grundlagen ermittelt werden. Mithilfe dieser Grundlagen wurde anschließend an einem Fallbeispiel die Dimensionierung und die Wirtschaftlichkeit analysiert.

Es hat sich gezeigt, dass Batteriespeicher in verschiedenen Situationen zum Einsatz kommen. Mithilfe solcher Speicher kann das Stromnetz gestützt, Geld verdient oder eingespart werden. Mit einem vorgegebenen Batteriecontainer wurde durch Bestimmung der notwendigen Kenngrößen der Batteriewechselrichter SMA SUNNY CENTRAL STORAGE 3450 UP ausgewählt. Anhand dessen wurde der Transformator DOT 4000 H/20 der Firma SGB selektiert. Für die Mittelspannungsschaltanlage wurde das Modell 8DJH der Firma Siemens selektiert. Die Kombination wird jeweils drei mal installiert. Somit entsteht ein Park mit einer Leistung von  $10,35 \text{ MW}/11,18 \text{ MWh}$  (brutto). Für die wirtschaftliche Betrachtung wurden die Erlöse der Vermarktung in der Regelenergie und dem Arbitragegeschäft der letzten Jahre analysiert. In der Regelenergie konnten Erlöse von rund  $200.000,00 \text{ €}$  pro MW vermarktbarer Leistung erzielt werden. Im Arbitragegeschäft liegt das Erlöspotential bei knapp der Hälfte. Aufgrund eines Präqualifikationsverfahrens und vorgeschriebenen Bedingungen, kann bei der Regelenergie nicht die komplette Leistung vermarktet werden. Für die Primärregelleistung ergibt sich eine vermarktbare Leistung von  $8,00 \text{ MW}$  zu Beginn der Inbetriebnahme. Die Sekundärregelleistung kann am Anfang mit  $7,00 \text{ MW}$  vermarktet werden, sinkt jedoch im Verlauf auf  $5,00 \text{ MW}$ . Bei dem Arbitragegeschäft kann die Leistung vermarktet werden, welche am Übergabepunkt zur Verfügung steht. Dies beläuft sich auf  $10,27 \text{ MW}$ . Für diese drei Vermarktungsformen wurde in Excel eine Berechnungsübersicht erstellt, in der schlussendlich eine Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgte. Die Unterteilung erfolgte dabei in Eigen- und Fremdfinanzierung. Im Zeitraum von zehn Jahre konnten die Investitionskosten in der Eigen- und Fremdfinanzierung wieder erwirtschaftet werden.

Schlussendlich konnten die benötigten Parameter für die Dimensionierung der Hochspannungskomponenten bestimmt und mithilfe dessen eine Auswahl für das Fallbeispiel getroffen werden. Durch die Bestimmung und Definition der Eingangsgrößen kann eine schnellere Auswahl der Komponenten ermöglicht werden. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung hat gezeigt, dass ein Batteriespeicher unter den vorhandenen Bedingungen und Annahmen mit einer Eigen- und Fremdfinanzierung wirtschaftlich ist. Mithilfe des Excel-Tools können weitere Projekte analysiert und eine schnelle Übersicht über die Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden.

Zukünftig soll die Wirtschaftlichkeitsberechnung in Excel erweitert werden. Dies beinhaltet unter anderem die Aktualisierung der Gewinne der repräsentativen Bezugsjahren. Somit entsteht eine Verfeinerung der erzielten und berechneten Endergebnisse. Weiterhin wäre eine Einarbeitung von Flexibilisierungsmaßnahmen, wie zum Beispiel die Kombination von unterschiedlichen Vermarktungsformen denkbar. Für die MITNETZ STROM ergibt sich ein erster Kenntnisstand im Bereich der Dimensionierung und wirtschaftlichen Betrachtung von Batteriegroßspeicherprojekten, welcher als Leitfaden für weitere Analysen von Projekten in diesem Themengebiet dient.



# Anhang A: Wirtschaftlichkeitsberechnung in Excel

Eingabe Systemdaten		Ausgabe Vermarktbare Leistung		
Berechnung für 10 Jahre				
Systemleistung am POI [MW]	10,27 MW			
Anzahl paralleler Systeme	3			
Energiegehalt (BOL) [MWh]	10,62 MWh			
Investitionskosten	6.978.750,53 €			
Eigenkapital für FF*	- €			
Eigenkapital für EF*	6.978.750,53 €			
Zinssatz (eff.)	4,01%			
Kalkulationszins (FF)	6,00%			
Kalkulationszins (EF)	9,00%			
Restwert	904.849,90 €			
*FF -> Fremdfinanzierung				
*EF -> Eigenfinanzierung				

Eingabe Erlöse		Arbitrage		
	Erlöse	P <sub>VL</sub>		
Primärregelleistung	180.529,00 €	10,27 MW		
Sekundärregelleistung	207.474,75 €			
Arbitrage	120.000,00 €			

Primärregelleistung (BOL)				nach 5 Jahren	nach 10 Jahren
P <sub>VL</sub>	8,00 MW	8,00 MW	8,00 MW		
E <sub>PRL</sub>	6,67 MWh	6,67 MWh	6,67 MWh		
C <sub>OG</sub>	81,17%	79,08%	76,46%		
C <sub>UG</sub>	18,83%	20,92%	23,54%		

Sekundärregelleistung (BOL)				nach 5 Jahren	nach 10 Jahren
P <sub>VL</sub>	7,00 MW	6,00 MW	5,00 MW		

Abbildung A.1: Eingabemaske Excel [eigene Darstellung]

Dynamische Investitionsrechnung - FF - PRL					
Leistung [BOL]	8 MW				
Investitionskosten	6.978.751 €				
Eigenkapital	0 €				
Kredithöhe	6.978.751 €				
Zinssatz	4,01%				
Dauer	10				
Annuität	860.845 €				

Einnahmen pro MW	
Einnahmen pro MW	180.529 €
Jährliche Ausgaben	169.788 €
Kalkulationszins	6,0%

Jahr	Zinsen	Tilgung	Annuität	Restschuld
0	0 €	0 €	0 €	6.978.751 €
1	279.848 €	580.997 €	860.845 €	6.397.753 €
2	256.550 €	604.295 €	860.845 €	5.793.458 €
3	232.318 €	628.527 €	860.845 €	5.164.931 €
4	207.114 €	653.731 €	860.845 €	4.511.199 €
5	180.899 €	679.946 €	860.845 €	3.831.253 €
6	153.633 €	707.212 €	860.845 €	3.124.041 €
7	125.274 €	735.571 €	860.845 €	2.388.470 €
8	95.778 €	765.067 €	860.845 €	1.623.403 €
9	65.098 €	795.747 €	860.845 €	827.656 €
10	33.189 €	827.656 €	860.845 €	0 €
Summe	1.629.701 €	6.978.751 €	8.608.451 €	

Jahr	Zinsen	Einnahmen	Ausgaben	Cash Flow	Cash Flow Barwert	Cash Flow Barwert kumuliert
0	0 €	6.978.751 €	6.978.751 €	0 €	0 €	0 €
1	279.848 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	390.188 €	390.188 €
2	256.550 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	368.102 €	758.290 €
3	232.318 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	347.266 €	1.105.556 €
4	207.114 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	327.609 €	1.433.166 €
5	180.899 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	309.066 €	1.742.231 €
6	153.633 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	291.571 €	2.033.802 €
7	125.274 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	275.067 €	2.308.869 €
8	95.778 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	259.497 €	2.568.367 €
9	65.098 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	244.809 €	2.813.176 €
10	33.189 €	1.444.232 €	169.788 €	413.599 €	230.952 €	3.044.127 €
10 (+RW)	0 €	904.850 €	0 €	904.850 €	505.263 €	3.549.391 €

Abbildung A.2: Fremdfinanzierung - Primärregelleistung [eigene Darstellung]

### Dynamische Investitionsrechnung - FF - SRL

Leistung [BOL]	7 MW
Investitionskosten	6.978.751 €
Eigenkapital	0 €
Kredithöhe	6.978.751 €
Zinssatz	4,01%
Dauer	10
Annuität	860.845 €

Einnahmen pro MW	207.475 €
Jährliche Ausgaben	169.788 €
Kalkulationszins	6,0%

Jahr	Zinsen	Tilgung	Annuität	Restschuld
0	0 €	0 €	0 €	6.978.751 €
1	279.848 €	580.997 €	860.845 €	6.397.753 €
2	256.550 €	604.295 €	860.845 €	5.793.458 €
3	232.318 €	628.527 €	860.845 €	5.164.931 €
4	207.114 €	653.731 €	860.845 €	4.511.199 €
5	180.899 €	679.946 €	860.845 €	3.831.253 €
6	153.633 €	707.212 €	860.845 €	3.124.041 €
7	125.274 €	735.571 €	860.845 €	2.388.470 €
8	95.778 €	765.067 €	860.845 €	1.623.403 €
9	65.098 €	795.747 €	860.845 €	827.656 €
10	33.189 €	827.656 €	860.845 €	0 €
Summe	1.629.701 €	6.978.751 €	8.608.451 €	

Jahr	Zinsen	Einnahmen	Ausgaben	Cash Flow	Cash Flow Barwert	Cash Flow Barwert kumuliert
0	0 €	6.978.751 €	6.978.751 €	0 €	0 €	0 €
1	279.848 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	202.090 €	202.090 €
2	256.550 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	190.651 €	392.742 €
3	232.318 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	179.860 €	572.602 €
4	207.114 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	169.679 €	742.281 €
5	180.899 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	160.075 €	902.355 €
6	153.633 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	151.014 €	1.053.369 €
7	125.274 €	1.244.849 €	169.788 €	214.216 €	142.466 €	1.195.835 €
8	95.778 €	1.037.374 €	169.788 €	6.741 €	4.229 €	1.200.064 €
9	65.098 €	1.037.374 €	169.788 €	6.741 €	3.990 €	1.204.054 €
10	33.189 €	1.037.374 €	169.788 €	6.741 €	3.764 €	1.207.818 €
10 (+RW)	0 €	904.850 €	0 €	904.850 €	505.263 €	1.713.082 €

**Abbildung A.3:** Fremdfinanzierung - Sekundärregelleistung  
[eigene Darstellung]

### Dynamische Investitionsrechnung - FF - Arbitrage

Leistung [BOL]	10,27 MW
Investitionskosten	6.978.751 €
Eigenkapital	0 €
Kredithöhe	6.978.751 €
Zinssatz	4,01%
Dauer	10
Annuität	860.845 €

Einnahmen pro MW	120.000 €
Jährliche Ausgaben	69.788 €
Kalkulationszins	6,0%

Jahr	Zinsen	Tilgung	Annuität	Restschuld
0	0 €	0 €	0 €	6.978.751 €
1	279.848 €	580.997 €	860.845 €	6.397.753 €
2	256.550 €	604.295 €	860.845 €	5.793.458 €
3	232.318 €	628.527 €	860.845 €	5.164.931 €
4	207.114 €	653.731 €	860.845 €	4.511.199 €
5	180.899 €	679.946 €	860.845 €	3.831.253 €
6	153.633 €	707.212 €	860.845 €	3.124.041 €
7	125.274 €	735.571 €	860.845 €	2.388.470 €
8	95.778 €	765.067 €	860.845 €	1.623.403 €
9	65.098 €	795.747 €	860.845 €	827.656 €
10	33.189 €	827.656 €	860.845 €	0 €
Summe	1.629.701 €	6.978.751 €	8.608.451 €	

Jahr	Zinsen	Einnahmen	Ausgaben	Cash Flow	Cash Flow Barwert	Cash Flow Barwert kumuliert
0	0 €	6.978.751 €	6.978.751 €	0 €	0 €	0 €
1	279.848 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	284.686 €	284.686 €
2	256.550 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	268.572 €	553.258 €
3	232.318 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	253.370 €	806.628 €
4	207.114 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	239.028 €	1.045.656 €
5	180.899 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	225.498 €	1.271.154 €
6	153.633 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	212.734 €	1.483.888 €
7	125.274 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	200.693 €	1.684.581 €
8	95.778 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	189.333 €	1.873.913 €
9	65.098 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	178.616 €	2.052.529 €
10	33.189 €	1.232.400 €	69.788 €	301.767 €	168.505 €	2.221.034 €
10 (+RW)	0 €	904.850 €	0 €	904.850 €	505.263 €	2.726.298 €

**Abbildung A.4:** Fremdfinanzierung - Arbitrage  
[eigene Darstellung]

### Dynamische Investitionsrechnung - EF - PRL

Leistung [BOL]	8 MW
Investitionskosten	6.978.751 €
Eigenkapital	6.978.751 €
Kredithöhe	0 €
Zinssatz	0,00%
Dauer	10
Annuität	0 €

Einnahmen pro MW	180.529 €
Jährliche Ausgaben	169.788 €
Kalkulationszins	9,0%

Jahr	Zinsen	Tilgung	Annuität	Restschuld
0	0 €	0 €	0 €	0 €
1	0 €	0 €	0 €	0 €
2	0 €	0 €	0 €	0 €
3	0 €	0 €	0 €	0 €
4	0 €	0 €	0 €	0 €
5	0 €	0 €	0 €	0 €
6	0 €	0 €	0 €	0 €
7	0 €	0 €	0 €	0 €
8	0 €	0 €	0 €	0 €
9	0 €	0 €	0 €	0 €
10	0 €	0 €	0 €	0 €
Summe	0 €	0 €	0 €	-

Jahr	Zinsen	Einnahmen	Ausgaben	Cash Flow	Cash Flow Barwert	Cash Flow Barwert kumuliert
0	0 €	0 €	6.978.751 €	-6.978.751 €	-6.978.751 €	-6.978.751 €
1	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	1.169.215 €	-5.809.535 €
2	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	1.072.674 €	-4.736.861 €
3	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	984.105 €	-3.752.756 €
4	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	902.849 €	-2.849.907 €
5	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	828.301 €	-2.021.606 €
6	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	759.910 €	-1.261.696 €
7	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	697.165 €	-564.531 €
8	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	639.601 €	75.069 €
9	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	586.790 €	661.859 €
10	0 €	1.444.232 €	169.788 €	1.274.444 €	538.339 €	1.200.198 €
10 (+RW)	0 €	904.850 €	0 €	904.850 €	382.218 €	1.582.416 €

Die Investition amortisiert sich nach rund 7 Jahre(n) und 11 Monate(n).

**Abbildung A.5:** Eigenfinanzierung - Primärregelleistung  
[eigene Darstellung]

### Dynamische Investitionsrechnung - EF - SRL

Leistung [BOL]	6 MW
Investitionskosten	6.978.751 €
Eigenkapital	6.978.751 €
Kredithöhe	0 €
Zinssatz	0,00%
Dauer	10
Annuität	0 €

Einnahmen pro MW	207.475 €
Jährliche Ausgaben	169.788 €
Kalkulationszins	9,0%

Jahr	Zinsen	Tilgung	Annuität	Restschuld
0	0 €	0 €	0 €	0 €
1	0 €	0 €	0 €	0 €
2	0 €	0 €	0 €	0 €
3	0 €	0 €	0 €	0 €
4	0 €	0 €	0 €	0 €
5	0 €	0 €	0 €	0 €
6	0 €	0 €	0 €	0 €
7	0 €	0 €	0 €	0 €
8	0 €	0 €	0 €	0 €
9	0 €	0 €	0 €	0 €
10	0 €	0 €	0 €	0 €
Summe	0 €	0 €	0 €	-

Jahr	Zinsen	Einnahmen	Ausgaben	Cash Flow	Cash Flow Barwert	Cash Flow Barwert kumuliert
0	0 €	0 €	6.978.751 €	-6.978.751 €	-6.978.751 €	-6.978.751 €
1	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	986.294 €	-5.992.456 €
2	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	904.857 €	-5.087.599 €
3	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	830.144 €	-4.257.454 €
4	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	761.600 €	-3.495.854 €
5	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	698.716 €	-2.797.138 €
6	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	641.024 €	-2.156.114 €
7	0 €	1.244.849 €	169.788 €	1.075.061 €	588.095 €	-1.568.019 €
8	0 €	1.037.374 €	169.788 €	867.586 €	435.412 €	-1.132.607 €
9	0 €	1.037.374 €	169.788 €	867.586 €	399.461 €	-733.146 €
10	0 €	1.037.374 €	169.788 €	867.586 €	366.478 €	-366.668 €
10 (+RW)	0 €	904.850 €	0 €	904.850 €	382.218 €	15.550 €

Die Investition amortisiert sich nach rund 10 Jahre(n)

**Abbildung A.6:** Eigenfinanzierung - Sekundärregelleistung  
[eigene Darstellung]

## Dynamische Investitionsrechnung - EF - Arbitrage

Leistung [BOL]	10,27 MW
Investitionskosten	6.978.751 €
Eigenkapital	6.978.751 €
Kredithöhe	0 €
Zinssatz	0,00%
Dauer	10
Annuität	0 €

Einnahmen pro MW	120.000 €
jährliche Ausgaben	69.788 €
Kalkulationszins	9,0%

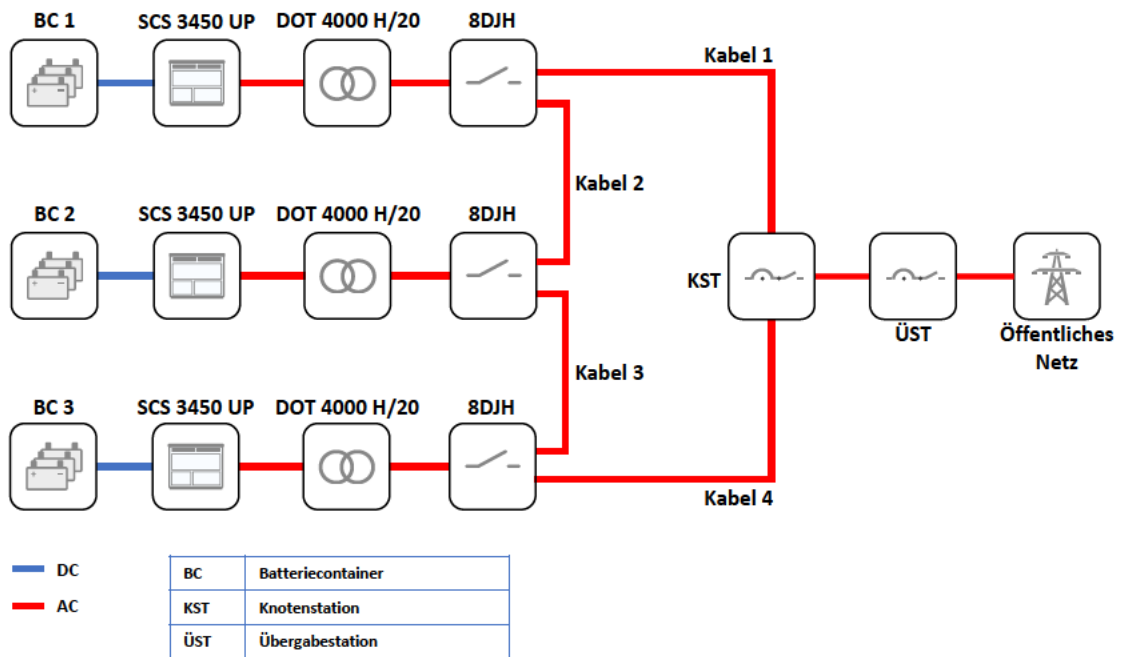
Jahr	Zinsen	Tilgung	Annuität	Restschuld
0	0 €	0 €	0 €	0 €
1	0 €	0 €	0 €	0 €
2	0 €	0 €	0 €	0 €
3	0 €	0 €	0 €	0 €
4	0 €	0 €	0 €	0 €
5	0 €	0 €	0 €	0 €
6	0 €	0 €	0 €	0 €
7	0 €	0 €	0 €	0 €
8	0 €	0 €	0 €	0 €
9	0 €	0 €	0 €	0 €
10	0 €	0 €	0 €	0 €
Summe	0 €	0 €	0 €	0 €

Jahr	Zinsen	Einnahmen	Ausgaben	Cash Flow	Cash Flow Barwert	Cash Flow Barwert kumuliert
0	0 €	0 €	6.978.751 €	-6.978.751 €	-6.978.751 €	-6.978.751 €
1	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	1.066.617 €	-5.912.134 €
2	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	978.548 €	-4.933.586 €
3	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	897.750 €	-4.035.836 €
4	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	823.624 €	-3.212.212 €
5	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	755.618 €	-2.456.593 €
6	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	693.228 €	-1.763.366 €
7	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	635.989 €	-1.127.377 €
8	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	583.476 €	-543.901 €
9	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	535.299 €	-8.602 €
10	0 €	1.232.400 €	69.788 €	1.162.612 €	491.100 €	482.499 €
10 (+RW)	0 €	904.850 €	0 €	904.850 €	382.218 €	864.717 €

Die Investition amortisiert sich nach rund 9 Jahre(n) und 1 Monate(n).

**Abbildung A.7:** Eigenfinanzierung - Arbitrage  
[eigene Darstellung]

# Anhang B: Piktogramm Batteriespeicherpark



**Abbildung B.1:** Piktogramm Batteriespeicherpark  
[eigene Darstellung]



## Anhang C: VDE Auszüge

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kabel mit	Zulässige Kurzschluss-temperatur in °C	Leitertemperatur zu Beginn des Kurzschlusses in °C							
		90	80	70	60	50	40	30	20
		Bemessungs-Kurzzeitstromdichte in A/mm <sup>2</sup> für eine Bemessungs-Kurzschlussdauer von 1 s							
Kupferleiter	250	143	149	154	159	165	170	176	181
Aluminiumleiter	250	94	98	102	105	109	113	116	120

**Abbildung C.1:** Zulässige Kurzschlusstemperaturen und Bemessungs-Kurzzeitstromdichten  
[S. 78 VDE 0276-620:2018-04]





# Literaturverzeichnis

- [1] 04\_EEG\_2023, unter Mitarb. von BMWK. Adresse: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04\\_EEG\\_2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8).
- [2] „Speicherkapazitäten für Erneuerbare“, Baden-Württemberg.de. (), Adresse: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/versorgungssicherheit/energiespeicher> (besucht am 07.01.2023).
- [3] „Regelenergie - Regelleistung“, Südvolt.de. (), Adresse: <https://suedvolt.de/regelenergie/> (besucht am 27.12.2022).
- [4] next-kraftwerke. „Regelenergie & Regelleistung - was ist das? | Definition“. (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie> (besucht am 26.12.2022).
- [5] „Kyon Energy - Engpassmanagement“. (), Adresse: <https://www.kyon-energy.de/geschaeftsmodelle/engpassmanagement> (besucht am 26.02.2023).
- [6] „Kyon Energy - Blindleistung“. (), Adresse: <https://www.kyon-energy.de/geschaeftsmodelle/blindleistung> (besucht am 26.02.2023).
- [7] C. D. GmbH. „Notstrom-Lösung mit Batteriespeicher“, TESVOLT AG. (), Adresse: <https://www.tesvolt.com/de/anwendungen/ersatzstrom.html> (besucht am 06.01.2023).
- [8] „Kyon Energy - Schwarzstartfähigkeit“. (), Adresse: <https://www.kyon-energy.de/geschaeftsmodelle/schwarzstartfaehigkeit> (besucht am 26.02.2023).
- [9] „Was ist der Intraday-Handel von Strom? | Definition“. (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel> (besucht am 31.12.2022).
- [10] C. D. GmbH. „Lastspitzenkappung“, TESVOLT AG. (), Adresse: <https://www.tesvolt.com/de/anwendungen/lastspitzenkappung.html> (besucht am 28.12.2022).
- [11] „Kyon Energy - Peak Shaving“. (), Adresse: <https://www.kyon-energy.de/geschaeftsmodelle/peak-shaving> (besucht am 26.02.2023).
- [12] C. D. GmbH. „Batteriecontainer TPS-E“, TESVOLT AG. (), Adresse: <https://www.tesvolt.com/de/produkte/e-serie/tps-e.html> (besucht am 27.05.2023).
- [13] „Container ESS-Pylon Technologies Co., Ltd.“ (), Adresse: [https://en.pylontech.com.cn/pro\\_detail.aspx?id=117&cid=24](https://en.pylontech.com.cn/pro_detail.aspx?id=117&cid=24) (besucht am 02.03.2023).
- [14] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*, 2., korrigierte und ergänzte Auflage, Berlin: Springer Vieweg, 2017, 861 S., ISBN: 978-3-662-48892-8.
- [15] Y. Longfei, „Cell model - (cb)310 cell capacity - 280ah“.
- [16] „Parkregelung und Datenlogging“, Zebotec. (), Adresse: <https://www.zebotec.de/parkregelung-und-datenlogging/> (besucht am 27.02.2023).
- [17] X. Lu und F. Peng, „Theoretical analysis of DC link capacitor current ripple reduction in the HEV DC-DC converter and inverter system using a carrier modulation method“, Sep. 2012, S. 2833–2839, ISBN: 978-1-4673-0802-1. DOI: 10.1109/ECCE.2012.6342376.
- [18] W. Pläßmann und D. Schulz, Hrsg., *Handbuch Elektrotechnik*, 7., neu bearbeitete Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016, 1397 S., ISBN: 978-3-658-07049-6 978-3-658-07048-9. DOI: 10.1007/978-3-658-07049-6.

- [19] R. Haß. „Kurzschlußspannung“. (), Adresse: <http://reimerhass.pmbrandt.de/ksspg.html> (besucht am 08.03.2023).
- [20] I. Kasikci, *Planung von Elektroanlagen: Theorie, Vorschriften, Praxis*, 3., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2018, 649 S., ISBN: 978-3-662-56426-4.
- [21] D. Kravanja, „Variantenvergleich von Mittelspannungsschaltanlagen im 24kV Bereich“, HS Mittweida, Graz, 2017, S. 76.
- [22] D. Schulz und Helmut-Schmidt-Universität, Hrsg., *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern: Tagungsband zur NEIS 2015*, Meeting Name: NEIS, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, 217 S., ISBN: 978-3-658-10957-8.
- [23] T. Wawer, *Elektrizitätswirtschaft: eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. Wiesbaden: Springer Gabler, 2022, 306 S., ISBN: 978-3-658-38418-0 978-3-658-38417-3.
- [24] M. Linnemann, *Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger: Einmaleins der Stromwirtschaft*. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2021, 298 S., ISBN: 978-3-658-33143-6.
- [25] „SMARD | Strommarkt im Wandel - So funktioniert der Strommarkt 2.0“. (), Adresse: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/486> (besucht am 27.01.2023).
- [26] „Strommarkt | Definition, Funktionsweise & Energiewende“. (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt> (besucht am 21.01.2023).
- [27] „Spotmarkt (EPEX SPOT) – Was wird hier gehandelt?“ (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/spotmarkt-epex-spot> (besucht am 26.02.2023).
- [28] „OTC-Handel (Over the Counter-Handel) am Strommarkt“. (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel> (besucht am 26.02.2023).
- [29] „Was sind Systemdienstleistungen?“ (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen> (besucht am 26.02.2023).
- [30] „Was sind Einspeisemanagement (Eisman) und Abregelung?“ (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement> (besucht am 26.02.2023).
- [31] „Wie unterscheidet sich der Brownout vom Blackout?“ (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/brownout> (besucht am 26.02.2023).
- [32] „Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten - Bestimmungen“, Netztransparenz, 18. Dez. 2018.
- [33] „Strompreiszusammensetzung 2022: Strompreis einfach erklärt“, STROM-REPORT. (), Adresse: <https://strom-report.de/strompreise/strompreis-zusammensetzung/> (besucht am 22.01.2023).
- [34] M. Dr. Böhme und S. Pignon, „Stromspeichersysteme: Rechtliche Rahmenbedingungen und Entwicklungen“, TaylorWessing, S. 17. (besucht am 02.02.2023).
- [35] „Rechtliche bzw. regulatorische Rahmenbedingungen für Stromspeicher in Deutschland“,
- [36] „Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2021.

- [37] „Erneuerbare Energien – Standard (270) | KfW“. (), Adresse: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)) / (besucht am 05.02.2023).
- [38] „Day-Ahead-Handel - was ist das?“ (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel> (besucht am 09.02.2023).
- [39] admin. „Alternative Erlösquellen für Batteriespeicher - Teil 1: Arbitrage im Stromhandel“, Regelleistung-Online. (4. Dez. 2021), Adresse: <https://www.regelleistung-online.de/alternative-erlosquellen-fur-batteriespeicher-arbitrage-im-stromhandel/> (besucht am 14.02.2023).
- [40] admin. „Alternative Erlösquellen für Batteriespeicher - Teil 2: Vermarktung in der Sekundärregelleistung“, Regelleistung-Online. (13. Apr. 2022), Adresse: <https://www.regelleistung-online.de/alternative-erlosquellen-fuer-batteriespeicher-teil-2-vermarktung-in-der-sekundaerregelleistung/> (besucht am 12.02.2023).
- [41] 5. T. GmbH, A. GmbH, T. T. GmbH und T. GmbH, Hrsg., *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")*, 2. Juni 2022. Adresse: [https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR\\_2022](https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR_2022) (besucht am 27.02.2023).
- [42] M. Geilhausen, J. Bränzel, D. Engelmann und O. Schulze, Hrsg., *Energiemanagement: für Fachkräfte, Beauftragte und Manager*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, 345 S., ISBN: 978-3-658-02833-6.
- [43] „CATL BESS Product Brochure“, CATL. (besucht am 01.03.2023).
- [44] *SMA POWER PLANT MANAGER - Zuverlässiger Kraftwerksbetrieb in intelligenten Stromnetzen*. (besucht am 27.01.2023).
- [45] SMA, *SUNNY CENTRAL UP - Batterie-Wechselrichter für große Speichersysteme*, 14. Okt. 2022. (besucht am 03.02.2023).
- [46] SMA, *Technische Information - Anforderungen an MV-Transformatoren und Eigenversorgungstransformatoren für SUNNY CENTRAL*, 19. Nov. 2020. (besucht am 24.01.2023).
- [47] N. B. GmbH. „Trafo-Wiki - Netze BW GmbH Sparte Dienstleistungen“, Trafo-Wiki - Netze BW GmbH Sparte Dienstleistungen. (), Adresse: <https://www.netze-bw.de/dienstleistungskunden/strom/trafo-wiki> (besucht am 27.05.2023).
- [48] *Schaltanlagen Typ 8DJH für sekundäre Verteilungsnetze bis 24 kV, gasisoliert*, 2022. (besucht am 09.03.2023).
- [49] SMA, *BUSBAR KIT-UP für SUNNY CENTRAL UP / SUNNY CENTRAL STORAGE UP*. (besucht am 20.03.2023).
- [50] p. magazine pv. „Rekordpreise am Strommarkt – jetzt Batteriegroßspeicher richtig vermarkten“, pv magazine Deutschland. (21. Sep. 2022), Adresse: <https://www.pv-magazine.de/webinare/rekordpreise-am-strommarkt-jetzt-batteriegrossspeicher-richtig-vermarkten/> (besucht am 28.03.2023).
- [51] „Weiter- und Fremdverwendung (Second Life) von Lithium-Ionen-Traktionsbatterien in mobilen und stationären Anwendungen und Untersuchungen möglicher Geschäftsmodelle“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2015, S. 70. Adresse: <https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2017-07/StaTrak%20Schlussbericht.pdf> (besucht am 05.04.2023).

- [52] K. Deweiß, *Vergleichende Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen an Biogasanlagen über konventionelle Kapazitätserweiterungen oder den Einsatz von Batteriesystemen*, 2020. Adresse: <http://dx.doi.org/10.25673/34355>.
- [53] W. Knies und K. Schierack, *Elektrische Anlagentechnik: Kraftwerke, Netze, Schaltanlagen, Schutzeinrichtungen* (Lernbücher der Technik), 7., neu bearbeitete Auflage, M. Berger, Hrsg. München: Hanser, 2021, 394 S., ISBN: 978-3-446-46458-2.
- [54] J. Böttcher und P. Nagel, Hrsg., *Batteriespeicher: rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen*, 1 Edition, Boston/Berlin: Walter de Gruyter, 2018, ISBN: 978-3-11-045577-9.
- [55] R. Marenbach, J. Jäger und D. Nelles, *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik* (Lehrbuch), 3., aktualisierte Auflage. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2020, 518 S., ISBN: 978-3-658-29491-5.
- [56] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Auflage. Berlin [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2016, 1107 S., ISBN: 978-3-662-52702-3. DOI: 10.1007/978-3-662-52703-0.
- [57] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, 7. Auflage. Berlin [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2022, 871 S., ISBN: 978-3-662-64773-8.
- [58] W. Weißgerber, *Elektrotechnik für Ingenieure. 2: Wechselstromtechnik, Ortskurven, Transformator, Mehrphasensysteme: ein Lehr- und Arbeitsbuch für das Grundstudium / Wilfried Weißgerber* (Lehrbuch), 10., durchgesehene und korrigierte Auflage. Wiesbaden; [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2018, 372 S., ISBN: 978-3-658-21822-5.
- [59] M. Wietschel u. a., Hrsg., *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, 484 S., ISBN: 978-3-658-07128-8. DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5.
- [60] U. Fuldner und P. LLP, Hrsg., *Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft*, 1. Auflage, Freiburg: Haufe Gruppe, 2017, ISBN: 978-3-648-09631-4.
- [61] W. Fritz, A. Ladermann und S. Willemsen, „Batteriespeicher in Netzen“, Consentec GmbH, Aachen, Schlussbericht, 2022, S. 129.
- [62] A. U. Schmiegel, *Energiespeicher für die Energiewende: Auslegung und Betrieb von Speichersystemen*, 2., aktualisierte Auflage. München: Hanser, 2020, 240 S., ISBN: 978-3-446-46405-6.
- [63] H. Thomas, *Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung: EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016 (essentials)*. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2017, 60 S., ISBN: 978-3-658-17640-2.
- [64] M. Dr. Petersen und M. Timm, „Bereitstellung von (System-)Dienstleistungen im Stromversorgungssystem: Beitrag von Energiespeichern“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Berlin, 25. Juli 2016, S. 13. (besucht am 21. 12. 2022).
- [65] C. Schenuit und L. Vogel, „Geld verdienen mit intelligentem Stromverbrauch“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018, S. 23. (besucht am 27. 12. 2023).
- [66] „Was ist Arbitrage am Strommarkt?“ (), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/arbitrage> (besucht am 30. 12. 2022).

- [67] C. Synwoldt, *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien: Technik, Märkte, kommunale Perspektiven* (Lehrbuch), 2., aktualisierte und überarbeitete Auflage. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2021, 430 S., ISBN: 978-3-658-33733-9 978-3-658-33732-2.
- [68] J. Bränzel, D. Engelmann, M. Geilhausen und O. Schulze, *Energiemanagement: Praxisbuch für Fachkräfte, Berater und Manager*, 2., überarbeitete Auflage. Wiesbaden [Heidelberg]: Springer Vieweg, 2019, 357 S., ISBN: 978-3-658-26919-7 978-3-658-26918-0. DOI: 10.1007/978-3-658-26919-7.
- [69] T. Aundrup und H.-P. Dr. Beck, „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene“, VDE, 2015, S. 200.
- [70] „Datacenter FCR/aFRR/mFRR“. (), Adresse: [https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/?productTypes=FCR,aFRR,mFRR&markets=CAPACITY,ENERGY&fileTypes=DEMANDS,RESULTS,ANONYMOUS\\_LIST\\_OF\\_BIDS&dateRange=2019-01,2023-01](https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/?productTypes=FCR,aFRR,mFRR&markets=CAPACITY,ENERGY&fileTypes=DEMANDS,RESULTS,ANONYMOUS_LIST_OF_BIDS&dateRange=2019-01,2023-01) (besucht am 11.02.2023).
- [71] „Leistungspreise“, Regelleistung-Online. (), Adresse: <https://www.regelleistung-online.de/prl/leistungspreise/> (besucht am 12.02.2023).
- [72] „Battery storage is (almost) ready to play the flexibility game – Analysis“, IEA. (), Adresse: <https://www.iea.org/commentaries/battery-storage-is-almost-ready-to-play-the-flexibility-game> (besucht am 25.02.2023).
- [73] J. Weindl, „Potenziale von Batteriespeichersystemen zur Regelenergiebereitstellung“, 1. Jan. 2016. DOI: 10.5282/jums/v1i1pp275-300.
- [74] „Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher, 31.10.2014“, 31. Okt. 2014.
- [75] „Dynamische Investitionsrechnung“, in *Investitionsrechnung kompakt: Eine anwendungsorientierte Einführung*, P. Carstensen, Hrsg., Wiesbaden: Gabler, 2008, S. 31–127, ISBN: 978-3-8349-9914-6. DOI: 10.1007/978-3-8349-9914-6\_2. Adresse: [https://doi.org/10.1007/978-3-8349-9914-6\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-8349-9914-6_2) (besucht am 26.02.2023).
- [76] F. Warnke, „Entwicklung einer Systematik für die Kombination von verschiedenen Energieanlagen zur Erbringung von Primärregelleistung, aus der die Vor- und Nachteile anhand technischer, ökonomischer und ökologischer Indikatoren abgelesen werden können“, 12. Okt. 2020.
- [77] L. Wilkening, „Netzorientierter Betrieb von Batteriespeichersystemen in Verteilnetzen“, Accepted: 2021-02-19T05:48:05Z, Thesis, Technische Universität Hamburg, 19. Feb. 2021. DOI: 10.15480/882.3277. Adresse: <https://tore.tuhh.de/handle/11420/8710> (besucht am 26.02.2023).
- [78] R. Fu, T. Remo und R. Margolis, „2018 u.s. utility-scale photovoltaics-plus-energy storage system costs benchmark“, *Renewable Energy*, 2018.
- [79] J. Fleer, S. Zurmühlen, J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake und D. U. Sauer, „Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve“, *Energy Procedia*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf, Germany, Jg. 99, S. 11–24, 1. Nov. 2016, ISSN: 1876-6102. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.093. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216310542> (besucht am 26.02.2023).

- [80] „Lithium-Ionen-Akkus / Li-Ionen-Akku“. (), Adresse: <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/bau/0810281.htm> (besucht am 02.03.2023).
- [81] S. Reichert, „Leistungselektronik für Elektrofahrzeuge“, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 20. Jan. 2010.
- [82] M. Baumann, J. Peters und M. Weil, *Ökologisch-Ökonomische Performance stationärer Li-Ion-Batteriespeicher*. 14. Feb. 2018. DOI: 10.3217/978-3-85125-584-3.

## Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich – Philipp Wiesner – an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe.

Sämtliche Stellen der Arbeit, die im Wortlaut oder dem Sinn nach Publikationen oder Vorträgen anderer Autoren entnommen sind, habe ich als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt oder anderweitig veröffentlicht.

Mittweida, 02.06.2023

Ort, Datum



Philipp Wiesner, B.Sc.