



## **DOKUMENTATION**

# Modellierung und Simulation eines Inselnetzes in Matlab/Simulink mit Fokus auf Speichertechnologien

---

WS 2023/2024  
Magnus Müller  
Steffen Sterthoff  
Darius Daub

Lehrender: Prof. Dr. Oliver Feindt  
Speichertechnologien  
Master Energietechnik

---

**HOCHSCHULE BREMEN**  
**CITY UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES**  
Fakultät Natur und Technik  
Abteilung Maschinenbau

# Inhaltsverzeichnis

|   |            |
|---|------------|
| <b>Abbildungsverzeichnis</b>  | <b>III</b> |
| <b>Tabellenverzeichnis</b>  | <b>IV</b>  |
| <b>1 Einleitung</b>   | <b>1</b>   |
| <b>2 Theoretische Grundlagen</b>                                    | <b>2</b>   |
| 2.1 Stabilität in Inselnetzen . . . . .                             | 2          |
| 2.2 Speichertechnologien in Inselnetzen . . . . .                   | 2          |
| 2.2.1 Gründe für den Einsatz von Speichern in Inselnetzen . . . . . | 2          |
| 2.2.2 Rahmenbedingung und Bestimmungen . . . . .                    | 4          |
| 2.2.3 Betriebsstrategien zu Batteriespeichern . . . . .             | 5          |
| <b>3 Stand der Technik</b>  | <b>8</b>   |
| 3.1 Inselnetze . . . . .  | 8          |
| 3.2 Speicher . . . . .  | 10         |
| 3.2.1 Lithium-Ionen-Batterien . . . . .                             | 11         |
| 3.2.2 Redox-Flow-Batterien . . . . .                                | 12         |
| 3.2.3 Aufbau von stationären Batteriespeichersystemen . . . . .     | 13         |
| <b>4 Modellbeschreibung</b>   | <b>15</b>  |
| 4.1 Erzeuger . . . . .  | 15         |
| 4.1.1 Wetterdaten . . . . .   | 15         |
| 4.1.2 Windenergie . . . . .   | 16         |
| 4.1.3 Photovoltaik . . . . .  | 19         |
| 4.2 Verbraucher . . . . .   | 21         |
| 4.3 Speicher . . . . .  | 21         |
| 4.3.1 Batteriemodelle . . . . .                                     | 21         |
| 4.3.2 Umsetzung Lade- und Entladestrategien . . . . .               | 24         |
| 4.4 Netzmodell . . . . .  | 27         |
| 4.4.1 Bilanziell . . . . .  | 27         |
| 4.4.2 Dreiphasig . . . . .  | 27         |

|          |                              |           |
|----------|------------------------------|-----------|
| <b>5</b> | <b>Simulationsergebnisse</b> | <b>29</b> |
| <b>6</b> | <b>Auswertung</b>            | <b>30</b> |
| <b>7</b> | <b>Ausblick</b>              | <b>31</b> |
| <b>8</b> | <b>Fazit</b>                 | <b>32</b> |
|          | <b>Literatur</b>             | <b>i</b>  |

# Abbildungsverzeichnis

|      |  |    |
|------|--|----|
| 2.1  | Frequenzschwankungen durch Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung [1] . . . . . | 3  |
| 2.2  | Überblick über die verschiedenen Regelreserveprodukte aus [1] . . . . .                          | 5  |
| 2.3  | Vorgabe der Leistungskurve für PCR-Bereitstellung aus [6, Kap. 3] . . . . .                      | 6  |
| 2.4  | Flussdiagramm zur Deadband-Strategie aus [6] . . . . .   | 7  |
| 2.5  | SOC-Wiederherstellung mit Leistungssollwerten aus [6] . . . . .                                  | 7  |
| 3.1  | Skizze Inselnetz . . . . .   | 9  |
| 3.2  | Stromprognose und Lastverläufe Färöer-Inseln, Stand 2021 . . . . .                               | 10 |
| 3.3  | Speichertechnologien Übersicht . . . . .   | 11 |
| 3.4  | Batterispeichersystem Aufbau . . . . .   | 13 |
| 4.1  | Leistungskurve Enercon E-115 [22] . . . . .  | 16 |
| 4.2  | Simulink Modell einer Enercon E-115 . . . . .  | 18 |
| 4.3  | Simulink Modell einer Enercon E-115 . . . . .  | 19 |
| 4.4  | Veraqnschaulichung der Verluste innerhalb eines PV-Moduls [26] . . . . .                         | 20 |
| 4.5  | Starkl vereinfachtes Modell einer PV-Anlage in Simulink . . . . .                                | 21 |
| 4.6  | Subsystem-Baustein der Batterie in Simulink . . . . .  | 22 |
| 4.7  | Inhalt des Batteriesubsystems in Simulink . . . . .  | 22 |
| 4.8  | Aufbau der SOC-Schätzung im Simulink Batteriemodell . . . . .                                    | 23 |
| 4.9  | Inhalt des Subsystems zur Leistungssteuerung der FCR-Batterie . . . . .                          | 24 |
| 4.10 | Inhalt des Steuerblocks zur SOC-Restoration . . . . .  | 25 |
| 4.11 | Messergebnisse der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten . . . . .                          | 26 |
| 4.12 | Ausschnitt aus den Messergebnissen der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten . . . . .      | 27 |
| 4.13 | Simulation mit Beispielszenario der Übertragungsnetzbetreiber . . . . .                          | 28 |

# Tabellenverzeichnis

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 3.1 | Auswahl Batteriezellen Großspeicher[19] . . . . .                     | 13 |
| 4.1 | Angenommene Parameter für die Validierung der Berechnungsmethode [24] | 18 |

# 1 Einleitung

## **2 Theoretische Grundlagen**

### **2.1 Stabilität in Inselnetzen**

### **2.2 Speichertechnologien in Inselnetzen**

#### **2.2.1 Gründe für den Einsatz von Speichern in Inselnetzen**

Für diese Projektarbeit soll ein autarkes Inselnetz mit regenerativer Energieerzeugung modelliert und simuliert werden. Aus verschiedenen Gründen, welche im Folgenden genauer erläutert werden sollen, ist der Einsatz von Speichertechnologien für die Umsetzung eines solchen Inselnetzes zwingend notwendig.

Grundlegend ist eine lückenlose Energieversorgung innerhalb eines Netzes nur möglich wenn nahezu gleich viel Energie in das Netz eingespeist und abgenommen wird. Entscheidende Parameter für die Regelung der Energieerzeugung sind dabei vor Allem die Netzfrequenz und -spannung. Das deutsche Verbundnetz ist dafür in vier Regelzonen unterteilt, welche wiederum in verschiedene Bilanzkreise unterteilt sind. Innerhalb dieser Bilanzkreise wird anhand von Vorraussagen für den nächsten Tag versucht eingespeiste und entnommene Leistung auszuregeln. Durch den schwankenden Leistungsbedarf sind Abweichungen hier allerdings die Regel. Bei der Betrachtung eines regenerativen Inselnetzes kommt die volatile Natur von regenerativen Energieerzeugern als weiterer Faktor hinzu und erschwert eine korrekte Vorraussage enorm. Diese Abweichungen der tatsächlich benötigten Leistung von der bereitgestellten führen zu Frequenzschwankungen welche sich wiederum negativ auf die Netzstabilität auswirken. Zum Ausgleich dieser Schwankungen muss Regelernergie zur Verfügung gestellt werden.

Die benötigte Energie ist dabei unterteilt in Momentanreserve, Primärreserve, Sekundärreserve und Tertiärreserve. Die Momentanreserve, welche geringe Frequenzabweichung direkt ausgleichen soll, wird im deutschen Verbundnetz durch die Schwungmasse der Kraftwerks-Synchronmaschinen bereit gestellt. Die Primärreserve hingegen greift erst ab einer Abweichung von 20  $mHz$  und muss nach spätestens 30 Sekunden sowie für mindestens 15 Minuten

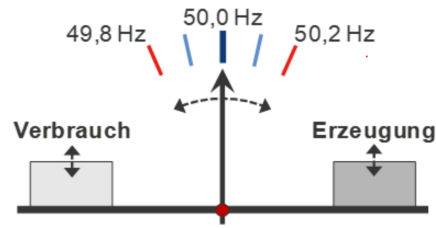


Abbildung 2.1: Frequenzschwankungen durch Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung [1]

vollständig zur Verfügung stehen. Hierfür werden heute schon zunehmend Batteriespeicher eingesetzt. Zusätzlich wird nach 30 Sekunden die Sekundärregelleistung bereit gestellt, welche für eine Stunde verfügbar sein muss. Nach 15 Minuten wird diese dann von der Tertiärregelreserve abgelöst, welche ebenfalls für eine Stunde verfügbar sein muss. Die beiden letzten Regelenergie-Kategorien werden in aller Regel von Kraftwerken in Teillast oder Kraftwerken mit kurzen Anfahrzeiten erzeugt. Zuletzt werden einzelne Netzabschnitte vom Netz getrennt um einen Zusammenbruch des Bilanzkreises zu vermeiden. Dieses Vorgehen bleibt allerdings die äußerste Maßnahme und soll in aller Regel vermieden werden.

Für ein Inselnetz besteht nicht die Möglichkeit Teilnetze abzutrennen. Im schlimmsten Fall müssen einzelne Verbraucher und Erzeuger vom Netz getrennt werden um einen stabilen Betrieb zu sichern. Um das weitestgehend zu vermeiden, ist eine Überdimensionierung von Erzeugern und Speichern meist das Mittel der Wahl. Große Speicher zur Primärreserve bilden dabei einen wichtigen Grundpfeiler, wobei gerade Batteriespeicher auf Grund ihres schnellen Regelverhaltens in Frage kommen [2].

Zusätzlich sollen hier neben der klassischen Regelreserve der Vollständigkeit halber die Regelleistungsprodukte Enhanced Frequency Response (EFR) und Virtuelle Schwungmasse (VSM) erwähnt werden. Diese sind zwar noch nicht in den deutschen Markt integriert, könnten aber in der Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

EFR setzt dabei schon vor der Primärreserve ein und stellt die volle Regelenergie ab spätestens 1 Sekunde bereit. Damit füllt EFR die Lücke die durch die fehlenden großen Synchronmaschinen entsteht und wird z.B. bereits vom größten britischen Netzbetreiber eingesetzt. Durch die hohen Anforderungen an die Einschaltzeiten bieten sich auch für diesen Einsatz vor allem Lithium-Ionen-Batterien an [3].

Beim Prinzip der VSM wird versucht die Frequenzstabilität zu verbessern indem Speicher an das Netz angeschlossen werden die im Wesentlichen das Trägheitsverhalten von mechanischen Schwungmassen in Generatoren imitieren. Gerade kleiner Inselnetzen welche vor allem durch regenerative Energien betrieben werden könnten hierdurch profitieren. Auf Grund des kontinuierlichen Energieaustausches mit dem Netz bieten sich für die Umsetzung von VSM-Anlagen vor allem Speicher mit hoher Lebensdauer und Zyklenzahl an [4].



## 2.2.2 Rahmenbedingung und Bestimmungen

In Deutschland sind die Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich die Frequenz innerhalb ihrer Regelzone auf möglichst 50 Hz zuhalten. Dafür stehen Ihnen die oben genannten Regelreserveprodukte zur Verfügung, welche von unterschiedlichen Teilnehmern des Regelreservemarktes bereit gestellt werden können. Die verschiedenen Übertragungsnetzbetreiber kooperieren dabei im Netzregelverbund, welcher ein Konzept darstellt, die Vorhaltung von Regelreserve technisch und wirtschaftlich zu optimieren. In Zukunft ist ein solches, stark koordiniertes Vorgehen auch auf zentraleuropäischer Ebene geplant.

Im Folgenden sollen die Anforderungen und Bestimmungen zu den einzelnen in Deutschland zugelassenen Regelreserveprodukten zusammengefasst werden.

- Primärreserve oder Frequency Containment Reserve (FCR) ist darauf ausgelegt die Netzfrequenz möglichst schnell zu stabilisieren. Dafür wird die FCR proportional zur Abweichung der Frequenz von ihrem Sollwert geregelt. Sie wird automatisch bei Abweichungen über 10 mHz aktiviert und soll spätestens nach 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen.
- Sekundärreserve oder automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) löst die Primärreserve ab indem sie die Frequenzabweichung vollständig ausgleicht. Die aFRR ist dafür als Proportional-Integral-Regelung umgesetzt und ist nicht nur abhängig von der Netzfrequenzabweichung sondern zusätzlich vom Leistungsaustausch zwischen den Bilanzkreisen.
- Tertiärreserve oder manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) löst die aFRR bei länger anhaltenden Störungen ab. Sie ist daher nicht automatisch aktiviert und muss erst innerhalb von 15 Minuten vollständig aktivierbar sein.

Zusätzlich sind in [5] folgende FCR-spezifischen Anforderungen genannt:

- „ a die FCR-Aktivierung darf nicht künstlich verzögert werden und muss nach einer Frequenzabweichung so bald wie möglich beginnen;
- b im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz sind spätestens nach 15 Sekunden mindestens 50 % der vollständigen FCR-Kapazität bereitzustellen;
- c im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz sind spätestens nach 30 Sekunden 100 % der vollständigen FCR-Kapazität bereitzustellen;
- d im Falle einer Frequenzabweichung von mindestens 200 mHz muss die Aktivierung der vollständigen FCR-Kapazität im Intervall von 15 bis 30 Sekunden mindestens linear ansteigen, und

- e im Falle einer Frequenzabweichung von weniger als 200 mHz muss die entsprechende aktivierte FCR-Kapazität mindestens proportional zu dem unter den Buchstaben a bis d genannten gleichen Zeitverhalten sein.“

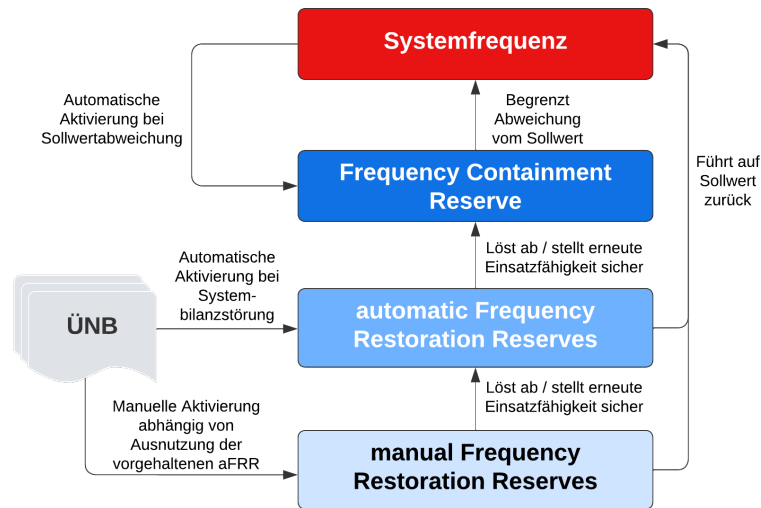


Abbildung 2.2: Überblick über die verschiedenen Regelreserveprodukte aus [1]

## 2.2.3 Betriebsstrategien zu Batteriespeichern

Für die Modelle und Simulationen in dieser Projektarbeit werden von den, im letzten Paragraphen beschriebenen Regelreserveprodukten im Wesentlichen zwei genauer betrachtet. Einerseits die Primärreserve oder FCR und andererseits die EFR, die zwar bisher von deutschen Übertragungsnetzbetreibern nicht genutzt wird aber gerade für ein Inselnetz wie das hier geplante, eindeutige Vorteile bietet.

Betrachtet man die Anforderungen an diese beide Methoden der Regelleistungsbereitstellung, so kommen vor allem Batteriespeicher und insbesondere Lithium-Ionen-Batterien für eine Auswahl der Speichertechnologien in Frage. Im Folgenden sollen verschiedene Methoden zur Umsetzung von FCR- und EFR-Speichern mit Hilfe von Batteriespeichern diskutiert und vorgestellt werden.

Beim Betrieb von Batteriespeichern zur Bereitstellung von Regelleistung ist der limitierende Faktor der Kapazitäten zu bedenken. Durch den so genannten State of Charge (SOC) kann ausgedrückt werden, wie viel Prozent ihrer Kapazität einer Batterie noch zur Verfügung stehen. Um möglichst zu jedem Zeitpunkt die Anforderungen an die PCR oder EFR erfüllen zu können ist eine intelligente SOC-Steuerung daher unerlässlich.

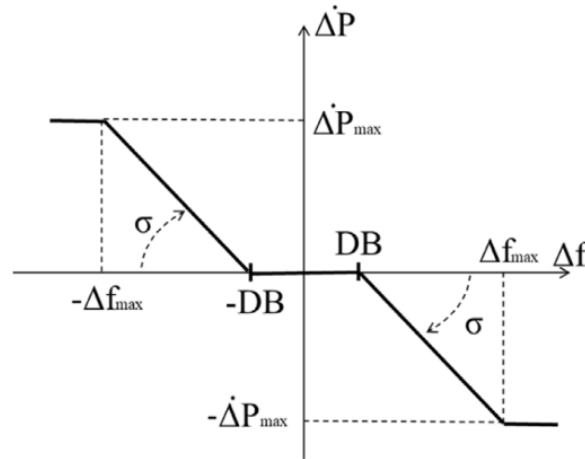


Abbildung 2.3: Vorgabe der Leistungskurve für PCR-Bereitstellung aus [6, Kap. 3]

Abbildung 2.3 zeigt den vorgegebenen Verlauf der Leistungsbereitstellung für PCR-Produkte. Im letzten Paragraphen wurde bereits beschrieben, dass hierbei ein proportionaler Verlauf zur Frequenzabweichung gefordert ist, sobald die Abweichung einen gewissen Grenzwert überschreitet. Bei einer reinen Umsetzung dieser Kurve mit Hilfe von Batterien, würde unweigerlich, ein Ungleichgewicht von Frequenzerhöhungen und Frequenzeinbrüchen dazu führen, dass die Batteriespeicher irgendwann keine Leistung mehr zur Verfügung stellen können.

Um das zu vermeiden wird in [6] unter anderem eine sogenannte Dead band strategy beschrieben. Der Grundgedanke sieht vor, dass ein Ziel-SOC von z.B. 50 % festgelegt wird und anschließend während Phasen mit Frequenzabweichung innerhalb der Grenzwerte Leistung ausgetauscht werden kann, um den optimalen SOC zu erreichen. Die maximale Leistung die dabei genutzt werden darf, ist in Deutschland beschränkt. So darf über 50 Hz keine Leistungsabgabe mehr erfolgen und unter 50 Hz keine Leistungsaufnahme, sofern allerdings innerhalb des Totbands dem linearen Verlauf der Leistungskurve gefolgt wird, ist ein Leistungsaustausch zulässig [7].

Abbildung 2.4 zeigt ein Flussdiagramm zur Ausnutzung des Totbands. Ein Nachteil dieser Methode bleibt allerdings, dass nur bei geringen Abweichungen der Netzfrequenz und nur mit begrenzter Geschwindigkeit der Ziel-SOC hergestellt werden kann. Eine Überdimensionierung des Speichers, um auch bei längeren Störungen Regelleistung bereitstellen zu können, bleibt also erforderlich. Für das dreiphasige Modell dieser Projektarbeit soll diese Methode umgesetzt werden. Das Vorgehen dafür wird in Kapitel 4.3 erläutert.

Ein weiterer Ansatz ist die Festlegung von Leistungssollwerten in Abhängigkeit vom aktuellen SOC. Für dieses Vorgehen wird die Leistungskurve der Droop-Control um den Leistungssollwert  $\Delta P_{\text{SOC}}$  nach oben oder nach unten erweitert je nachdem ob der SOC unter oder über

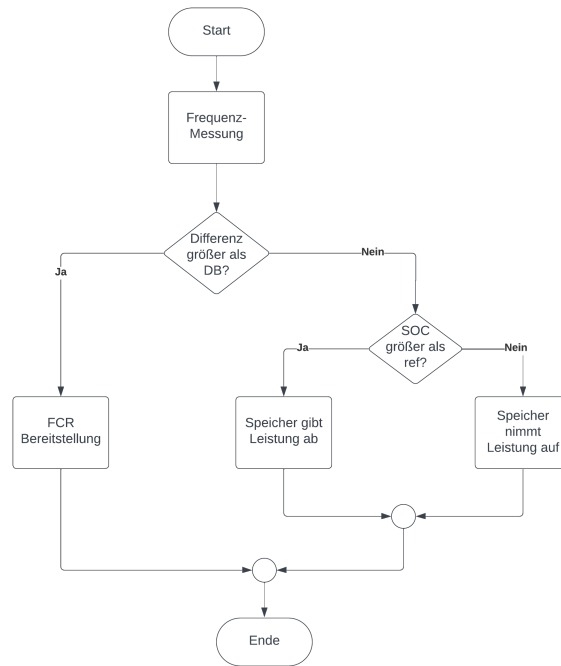


Abbildung 2.4: Flussdiagramm zur Deadband-Strategie aus [6]

dem festgelegten Zielwert liegt.

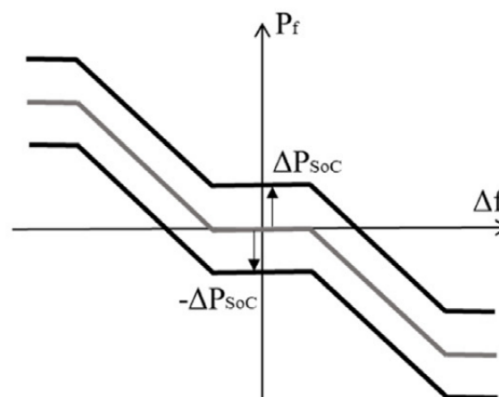


Abbildung 2.5: SOC-Wiederherstellung mit Leistungssollwerten aus [6]

Abbildung 2.5 zeigt den resultierenden Leistungsverlauf. Dabei muss die maximale Leistungsaufnahme bzw. -abgabe der Batterie berücksichtigt werden und die Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber müssen eingehalten werden. Ein sehr ähnlicher Ansatz wird auch in [3] für den EFR-Einsatz genutzt. Dort wird allerdings noch einmal hervorgehoben, dass ein starrer Ziel-SOC von z.B. exakt 50 % die Anzahl der Lade- bzw. Entladezyklen erhöht und sich damit negativ auf die Lebensdauer der Batterien auswirkt. Für die praktische Umsetzung sollte also ein SOC-Bereich von z.B. 45 % bis 55 % angestrebt werden.

## 3 Stand der Technik

Bei der Simulation des Inselnetzes liegt der Fokus hinsichtlich des Stands der Technik insbesondere auf zwei Gebieten. Zum einen handelt es sich um Inselnetze als Ganzes. Dabei werden verschiedene Fragen beantwortet, u.a. welche Inselnetze in der Realität existieren oder existierten und warum dies so ist. Zum anderen werden potentielle Speicherarten betrachtet und auf das zu simulierende Inselnetz bezogen analysiert. Ziel ist es, eine technisch und wirtschaftlich realistische Betrachtung zu ermöglichen.

### 3.1 Inselnetze

Als Inselnetz, auch autonomes Netz genannt, wird ein Stromnetz bezeichnet, welches nur ein kleines Gebiet versorgt und keinen Anschluss an andere Stromnetze besitzt. Es stellt das Gegenstück zum Verbundnetz dar, welches aus mehreren kleinen, synchronisierten Netzen besteht[8]. Es gibt verschiedene Gründe, ein Inselnetz aufzubauen. Häufige Anlässe, ein Inselnetz aufzubauen, bestehen in der geographischen isolierten Position oder politischen Lagen von Gebieten, für die eine Stromversorgung aufrechterhalten werden soll. Historische Beispiele hierfür sind die Nordseeinsel Helgoland, welche bis 2009 durch Dieselgeneratoren Strom ihre Stromversorgung sicherstellte[9] und West-Berlin, dessen externe Stromversorgung durch die Blockade der sowjetischen Besatzungszone 1948 binnen vier Tagen vollständig gekappt wurde[10]. Auch heutzutage gibt es noch Inselnetze, beispielsweise das der 30.000-Einwohner Stadt Fairbanks im US-Bundesstaat Alaska[11] oder der Färöer-Inseln[12]. Letzteres ist für den Aufbau des Netzes der fiktiven Kommune von größter Relevanz, da dieses momentan entwickelt wird, um eine Stromversorgung mit ausschließlich erneuerbaren Energien zu ermöglichen[13]. Dabei ist das Ziel Wind als primäre Energiequelle zu nutzen, was auch für das vorliegende Projekt zutrifft. Bei einer Einwohnerzahl von 54.000[14] und dazugehöriger Industrie und Infrastruktur liegt ein höherer Strombedarf als für dieses Projekt vor, jedoch bewegt dieser sich voraussichtlich in einer ähnlichen Größenordnung, sodass der Aufbau, untersuchte Parameter und tiefere Analysen für das fiktive Projekt relevant sind. Weitere Inselnetze werden für beispielsweise für Flugzeuge, Schiffe oder sensible Infrastruktur, wie Krankenhäuser oder militärische Einrichtungen, betrieben. Diese werden nicht weiter

betrachtet. Ein Inselnetz einer Kommune kann vom Aufbau generell leicht skizziert werden. Es besteht im vorliegenden Fall aus einem Verteilverbund aus Stromerzeugern und -verbrauchern, als auch Speichersystemen. Das Netz wird durch verschiedene technische Geräte, beispielsweise Trafos, und einer Regelung gestützt.

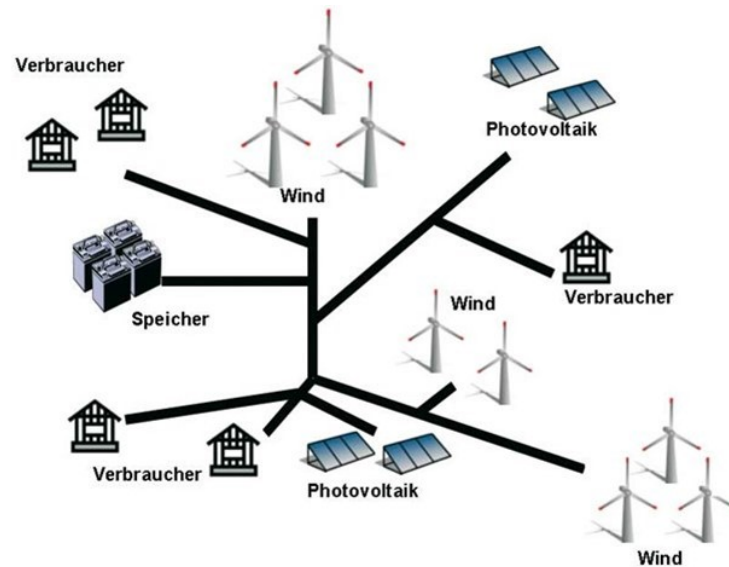


Abbildung 3.1: Skizze Inselnetz

Zu den regenerativen Stromerzeugern, welche genutzt werden können, zählen Windkraft, wobei zwischen On- und Off-Shore unterschieden wird, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie. Die Auswahl der Stromerzeuger nach den lokalen Gegebenheiten. Auf den Färöer-Inseln bietet sich aufgrund der Lage insbesondere Windkraft, sowohl On-Shore als auch Off-Shore, an. Darüber hinaus wurde die Nutzung von Wasserkraft in Form von Gezeitenkraftwerken geprüft[13]. Auch Geothermie und Photovoltaik spielen eine Rolle. Für deutsche Kommunen sind diese Stromerzeuger auch relevant, wobei sich geothermische Kraftwerke ausschließlich in Süddeutschland finden lassen. Die Stromverbraucher setzen sich auf kommunaler Ebene aus einer Mischung aus Wohn- und Nichtwohngebäuden als auch gegebenenfalls industrieller Abnehmer zusammen. Als Speichersysteme kommen z. B. Batterien in Frage. In der Praxis werden häufig Lithium-Ionen oder Redox-Flow-Batterien genutzt. Solche Speicher, insbesondere auf Gebäudeebene, können diese zu sogenannten Prosumern machen und schon heute ein relevanter Faktor bei der Netzregelung sein. Darüber hinaus fallen Wärme-, Druckluftspeicher, Pumpspeicherwerke und die Zwischenlagerung als Wasserstoff unter nutzbare Speichersysteme bei Nutzung erneuerbarer Energien. Zur kurzzeitigen Speicherung von Strom zur Netzstabilität ist außerdem die Nutzung von Spulen, Kondensatoren oder Schwungmassenspeichern möglich. Inselnetze haben im Vergleich zu Verbundnetzen eine Reihe von Vor- und Nachteilen. Sie können autonom operieren und unterliegen einer lokalen Kontrolle. Dadurch wird die Anpassung der Energieproduktion und -verteilung an die Bedürfnisse der Verbraucher einfacher. Außerdem sind Transportverluste

und die Komplexität des Systems deutlich geringer als bei Verbundnetzen. Dagegen steigen die Stromerzeugungskosten, was die Wirtschaftlichkeit des Inselnetzes erschwert. Ein weiterer Nachteil ist, dass eine Kommune oder Inselgruppe über geographisch begrenzte Ressourcen verfügt. Erneuerbare Energien, beispielsweise Photovoltaik und Windkraft, sind limitiert einsetzbar und volatil gegenüber Wetterschwankungen. Bei anhaltender Dunkelflaute oder einer Beschädigung des Inselnetzes ist die Versorgungssicherheit eines Solchen, wie dem der Färöer-Inseln, unmittelbar gefährdet. Insgesamt sind solche Inselnetze meist darauf ausgelegt, einen Überschuss an elektrischer Energie zu produzieren. Für das Stromnetz der Färöer-Inseln wurde 2021 berechnet, dass für die Tagesproduktion an Strom Kapazitäten von 224

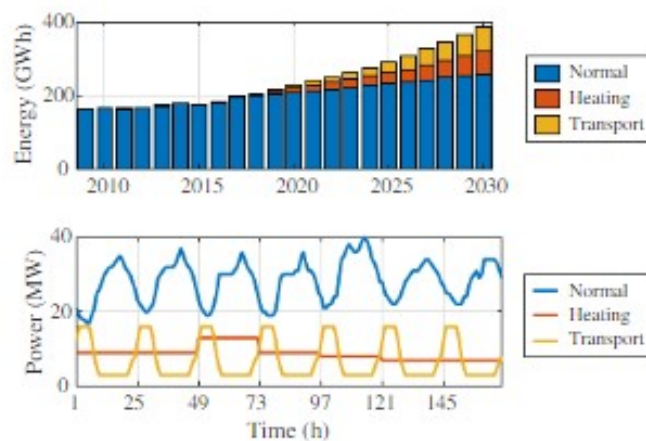


Abbildung 3.2: Stromprognose und Lastverläufe Färöer-Inseln, Stand 2021

In solchen Prognosen ist es außerdem wichtig, Prognosen des Strombedarfs für mehrere Jahre in die Zukunft zu berücksichtigen (s. Abbildung 2). Die Lastverläufe sind außerdem in Kombination mit fluktuierender Stromerzeugung von hoher Relevanz für Regelung und Speicher. Dabei ist eine wochenbezogene Betrachtung üblich.

## 3.2 Speicher

Die Speicherung von Strom spielt in der Simulation eine zentrale Rolle. Um den Aufbau von realistischen Speichersystemen im fiktiven Inselnetz zu ermöglichen, ist ein Blick auf den Stand der Technik solcher Speichertechnologie notwendig. Im Fokus stehen dabei Be- und Entladeverhalten von genutzten Batterien, da deren Verhalten fundamental für Be- und Entladestrategien ist. Außerdem werden weitere Speichertechnologien genauer betrachtet, um den Nutzen ihres Einsatzes in der Simulation abzuschätzen. Eine Gegenüberstellung dieser Technologien nach heutigem Stand von Ausspeicherdauer zu Speicherkapazität in logarithmischer Skalierung kann nachfolgender Abbildung entnommen werden.



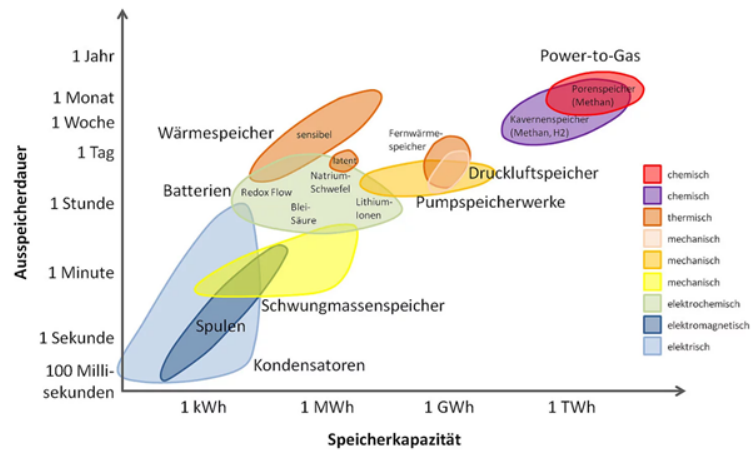


Abbildung 3.3: Speichertechnologien Übersicht

Batteriespeicher gehören zu den am häufigsten genutzten Speicherformen für Inselnetze. Eine genauere Betrachtung der verschiedenen Batterietypen nach ihrem Stand der Technik bietet sich an. Relevant sind dabei insbesondere der Wirkungsgrad, die Lebens- bzw. Zyklenlebensdauer, der Temperaturbereich in welchem die Batterien arbeiten können und die Kosten.

Unter Betrachtung der verglichenen Eigenschaften von genutzter Batteriespeicher die meisten betrachteten Technologien aus der Auswahl für ein Inselnetz heraus. Blei-Säure-Batterien sind für die benötigte Speicherkapazität unwirtschaftlich. Nickel-Metallhydrid-Batterien sind über alle Eigenschaften hinweg Lithium-Ionen-Batterien unterlegen und werden durch eben-diese momentan ersetzt. Da Natrium-Ionen-Batterien eine deutlich geringere Energiedichte haben, eignen sie sich als stationäre Batterie-Speicherkraftwerke nicht für Wind- und Solar-energie nicht. Bei Natrium-Schwefel-Batterien liegt bei der vorliegenden Anwendung das Hauptproblem im nutzbaren Temperaturfenster. Die hohen Temperaturen von 300 bis 350°C müssen gehalten werden, wodurch sie als Speicher bisher nur für Großspeicher zur Netzstabilisierung Anwendung gefunden haben. Als realisierbare Speicher bleiben Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterien übrig. Eine tiefere Analyse folgt.

### 3.2.1 Lithium-Ionen-Batterien

Bei Lithium-Ionen-Batterien handelt es sich um die am häufigsten genutzte Art von Batteriespeichern. Dabei können diese sowohl als kleine stationäre Speicher mit einstelliger kWh-Kapazität in Prosumern, beispielsweise Haushalten mit PV-Anlage, oder als Großspeicher im Kapazitätsbereich von mehreren MWh genutzt werden. Lithium-Ionen-Batterien erreichen mit bis zu 95 % den höchsten Wirkungsgrad unter allen serienmäßigen Speicherarten. Darüber hinaus haben sie mit bis zu 260 Wh/kg auch die höchste Energiedichte. Die



Lebensdauer von bis zu 15 Jahren und bis zu über 2.000 Zyklen ist vergleichsweise durchschnittlich. Das Operationsfenster von 0 bis 40°C ist befindet sich über den Großteil des Jahres im Rahmen der Außentemperaturen in Deutschland. Die Selbstentladung pro Monat bei 20°C liegt bei etwa 4 %<sup>[15]</sup>. Risiken bei Lithium-Ionen-Batterien liegen bei Fehlfunktionen der Lade-/Entladeelektronik oder durch Überhitzung. Resultierend können Feuer entstehen, deren Löschung mit herkömmlichem Löschmittel für die Feuerwehr schwierig ist. Anwendungsbeispiele für Lithium-Ionen-Batterien als Großspeicher sind 6 und 18 MWh auf Jeju Island, Südkorea oder in der Automobilindustrie die Tesla-Batterie. Der Marktanteil liegt von Lithium-Ionen-Batterien liegt bei über 95%. Perspektivisch könnten Lithium-Ionen-Batterien von Natrium-Ionen-Batterien abgelöst werden. Diese sind aber bisher defizitär hinsichtlich ihrer Energiedichte, jedoch prinzipiell günstiger und thermisch robuster.

### 3.2.2 Redox-Flow-Batterien

Der Aufbau einer Redox-Flow-Batterie besteht aus mindestens zwei Halbzellen. Dies ermöglicht verschiedene Materialpaarungen. Mögliche Materialpaarungen sind u. a. Vanadium-/Vanadium, Chrom/Eisen oder Zink/Bromid. Da die Auswahl der Materialpaarung einen wesentlichen Einfluss auf die Energiedichte hat, hat sich als meistverbreitete Technologie Vanadium/Vanadium durchgesetzt. Der Wirkungsgrad von Redox-Flow-Batterien liegt bei 80 %, wird jedoch durch Verluste beim Pumpvorgang des Elektrolyts mit 70 bis 75% erhöht. Bei einer Energiedichte von bis zu 85 Wh/kg bei einer Vanadium/Vanadium-Materialpaarung liegt diese deutlich unter den Lithium-Ionen-Batterien. Die Lebensdauer einer Batterie kann 15 Jahre und 15.000 Zyklen überschreiten. Das Operationsfenster liegt bei 0 bis 40°C und entspricht dem der Lithium-Ionen-Batterie<sup>[15]</sup>. Die Selbstentladung pro Monat bei 20°C liegt bei unter 1 % und ist damit marginal. Neben der geringeren Energiedichte der Batterien, welche mit einem größeren Platzbedarf im stationären Betrieb eingehen, haben Redox-Flow-Batterien einen Faktor der finanziellen Ungewissheit in der Herstellung. Dies liegt daran, dass die effizienteste Materialpaarung aus Vanadium besteht, welches als kritischer Rohstoff gilt und starken Preisschwankungen unterliegt<sup>[16]</sup>. Die Technologie der Redox-Flow-Batterien ist weniger gut erforscht als die der Lithium-Ionen-Batterien und wird aktuell stärker erforscht, da größeres Potential für Verbesserungen vermutet wird. Bereits 2020 wurde an der University of South California eine Anthrachinondisulfonsäure/Eisensulfat-Materialpaarung genutzt, mit der Kosten von 54 €/kWh<sup>[17]</sup> erzielt werden konnten. Damit liegt man im Kostenbereich von Natrium-Ionen-Batterien und unter Lithium-Ionen-Batterien. Langfristig ist eine kommerzielle Nutzung von Redox-Flow-Batterien als Großspeicher denkbar. Ein Pionierprojekt in der Wirtschaft stellt der Bau eines 500 MWh-Redox-Flow-Speichers der LEAG in Boxberg dar. Bei diesem Projekt handelt es sich bisher allerdings nur um eine Planung, die bis 2027 umgesetzt werden soll<sup>[18]</sup>.

### 3.2.3 Aufbau von stationären Batteriespeichersystemen

In einem kommunalen Inselnetz werden häufig ein oder mehrere stationäre Batteriespeichersysteme genutzt. In dem hier betrachteten Kapazitätsbereich von mehreren MW spricht man von Großspeichern. Im Zuge der Energiewende haben sich Schwerpunkte des Anforderungsprofils solcher Batteriegroßspeicher verändert. Wichtige Eigenschaften stellen dabei die Reaktionsgeschwindigkeit, Flexibilität und Zuverlässigkeit solcher Systeme dar.

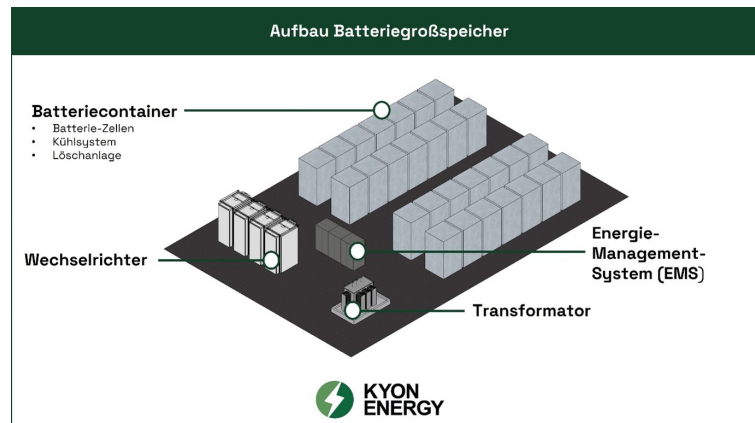


Abbildung 3.4: Batterispeichersystem Aufbau

Ausgangspunkt des Speichers sind die Batteriezellen in einem Container. Um die technischen und gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen, besitzt jeder Batteriecontainer ein Kühlsystem für die Nutzung und eine Löschanlage für den Brandfall. Diese Batteriecontainer können flexibel skaliert werden, also an die Bedürfnisse des Stromnetzes angepasst werden. Im Vergleich zu anderen Industrien wie z.B. der Automobilindustrie, spielt die Energiedichte eine geringere Rolle, als reine Materialkosten. Daher werden häufig billigere Zellen aus Lithium-Eisen-Phosphat (LFP), der Alternative mit hoher Energiedichte aus Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt (NMC), vorgezogen.

Tabelle 3.1: Auswahl Batteriezellen Großspeicher<sup>[19]</sup>

|                              | LFP     | NMC     | Redox Flow | Redox Flow (Vanadium-Vanadium) |
|------------------------------|---------|---------|------------|--------------------------------|
| <b>Energiedichte [Wh/kg]</b> | 230-260 | 130-200 | 10-85      | 85                             |
| <b>Kosten [€/kWh]</b>        | 150-250 | 100-200 | 200-500*   | 300-500*                       |

\* grobe Schätzung

Da Batterien im Gleichstrom betrieben werden, wird das Batteriesystem durch Wechselrichter vom Netz getrennt. Wenn die vorliegenden Energiemengen entsprechend groß sind, bedarf es außerdem eines Transformators, welcher den Strom von der Niederspannungsebene auf das gewünschte Spannungsniveau wandelt. Wechselrichter und Transformatoren müssen

bidirektional verwendbar sein, um Be- und Entladung zu gewähren. Die Koordination dieses Vorganges wird durch ein Energie-Management-System (EMS) gewährleistet. Dadurch ist es außerdem möglich, Zellen zu überwachen und das System im Problemfall zu schützen[20].

## 4 Modellbeschreibung

### 4.1 Erzeuger

Im folgenden wird gezeigt, auf welcher Grundlage die Erzeugungsanlagen in den jeweiligen Inselnetzen modelliert werden. In Anlehnung an den Abschlussbericht des Umweltbundesamtes zur Transformation der Stromerzeugung bis 2050 wird der Fokus ausschließlich auf die Modellierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen gelegt, da diese den Großteil der Erzeugung in allen betrachteten Szenarien darstellen. Zudem bieten sich diese Erzeugungsanlagen besonders für den autarken Einsatz in Inselnetzen an.

#### 4.1.1 Wetterdaten

Die verwendeten Erzeugungsanlagen setzen eine Simulation von Wetterdaten voraus. Für Windenergieanlagen ist daher die Windgeschwindigkeit in  $m/s$  und für die Photovoltaikanlagen die Globalstrahlungsdichte in  $W/m^2$  von Bedeutung. Diese Daten stellt der deutsche Wetterdienst für über 400 verschiedene Wetterstationen in Deutschland im csv-Dateiformat frei zur Verfügung. Zudem werden die Daten in einer 10-minütigen Auflösung gemessen und bereitgestellt. Für die folgenden Simulationen werden Wetterdaten der anschließend aufgeführten Wetterstationen verwendet.

| Stations ID              | Stationshöhe | Länge   | Breite | Standort       |
|--------------------------|--------------|---------|--------|----------------|
| 00691                    | 4 m          | 53.0451 | 8.7981 | Bremen         |
| Einschaltgeschwindigkeit | 4 m          | 54.1860 | 7.9119 | Helgoland Düne |

Die Verläufe der Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung der beiden Wetterstationen für das Jahr 2022 sind in ?? zu sehen.

Die Wetterstation in Bremen befindet sich auf freier Fläche in der Nähe des Bremer Flughafens und spiegelt daher die Wetterverhältnisse im Umkreis von Bremen wieder. Zur Simulation einer Insel dient die Wetterstation auf Helgoland. Diese zeichnet sich vor allem durch die höhere Windauslastung aus.

### 4.1.2 Windenergie

Um das Erzeugungsverhalten einer Windenergieanlage zu beschreiben wird im wesentlichen der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der ausgegebenen elektrischen Leistung der Anlage benötigt. Als Ansatz hierfür dient die kinetische Energie  $E_{kin}$  einer Luftmasse  $m$  mit der Geschwindigkeit  $v$ . [21]

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^3 \quad (4.1)$$

Im Falle eines Rotors wird eine bestimmte Querschnittsfläche  $A$  betrachtet, durch die ein Massenstrom  $\dot{m}$  strömt. Dieser lässt sich mithilfe der Luftdichte  $\rho$  nach <empty citation> wie folgt ausdrücken:

$$\dot{m} = \rho v A \quad (4.2)$$

Mit Einsetzen in [Gleichung 4.1](#) ergibt sich somit die enthaltene Leistung im Wind, da die Masse durch den Massenstrom ersetzt wird und sich somit die Energie pro Zeit (Leistung) ergibt.

$$P_{Wind} = \frac{1}{2}\rho A v^3 \quad (4.3)$$

Es zeigt sich, dass die Leistung kubisch von der Windgeschwindigkeit abhängt. Die im Wind enthaltene Leistung wird jedoch nicht vollständig in einer Windenergieanlage in elektrische Leistung umgesetzt. Den Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung stellt die Leistungskurve einer Anlage dar. Beispielhaft zeigt [Abbildung 4.1](#) die Leistungskurve einer Windenergieanlage der Herstellers Enercon.

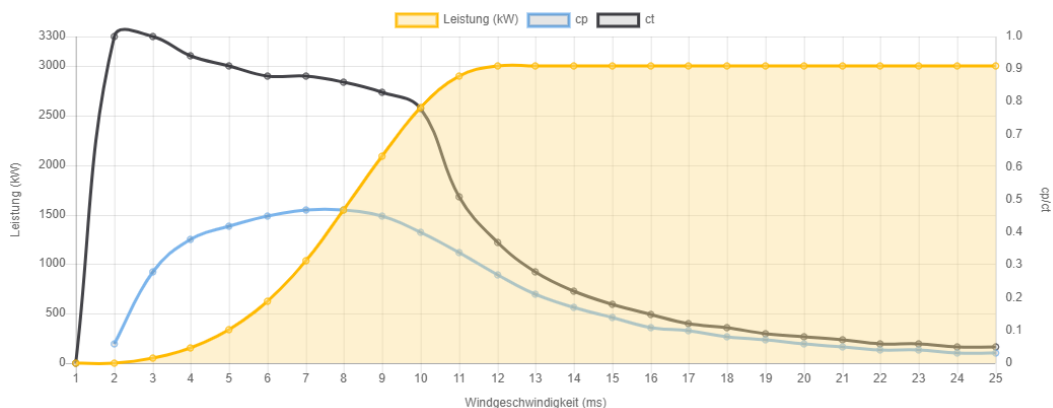


Abbildung 4.1: Leistungskurve Enercon E-115 [22]

Dieser Anlagentyp und die zugehörige Leistungskurve dienen auch für die weiteren Simulationen als Datengrundlage. Weitere Parameter, welche für die Simulation relevant sind, werden im folgenden veranschaulicht.

| Typ                      | Enercon E-115 |
|--------------------------|---------------|
| Nabenhöhe                | 149 m         |
| Einschaltgeschwindigkeit | 2 m/s         |
| Abschaltgeschwindigkeit  | 25 m/s        |

Wie [Gleichung 4.1](#) zeigt, ist die erzeugte Leistung stark von der Windgeschwindigkeit abhängig. Diese nimmt wiederum mit steigender Höhe tendenziell zu, weshalb eine Betrachtung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe notwendig ist. Da die Wetterdaten jedoch meistens in deutlich geringeren Höhen gemessen werden, wird zur Schätzung der Windgeschwindigkeit das logarithmische Windprofil verwendet. Mithilfe von [Gleichung 4.4](#) lässt sich mit der gemessenen Windgeschwindigkeit in einer Höhe unter Angabe der Rauigkeit der Umgebung die Windgeschwindigkeit in einer gewünschten Höhe abschätzen. [23]

$$v(h) = \frac{v_{Ref}}{\ln\left(\frac{h_{Ref}}{z_0}\right)} \cdot \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (4.4)$$

Mit:

- $v(h)$ : Windgeschwindigkeit in Höhe  $h$
- $h$ : Höhe über dem Boden
- $z_0$ : Bodenrauigkeit
- $v_{Ref}$ : Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe  $h_{Ref}$

Bei der Messung in Bodennahen Schichten spielt vorallem die Bodenrauigkeit eine maßgebliche Rolle, da die Messung hier von der Umgebung stark beeinflusst wird. [Tabelle 4.1](#) zeigt daher die anzunehmenden Werte, je nach Standort der Messstation.

| Rauhigkeitsklasse | Rauhigkeitslänge | Geländetyp  |
|-------------------|------------------|---|
| 0                 | 0,0002           | Wasserflächen   |
| 0,5               | 0,0024           | Offenes Terrain mit glatter Oberfläche, z. B. Beton, Landebahnen auf Flughäfen, gemähtes Gras                               |
| 1                 | 0,03             | Offenes landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken, eventuell mit weitläufig verstreuten Häusern, sehr sanfte Hügel |
| 1,5               | 0,055            | Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 1.250 Meter                    |
| 2                 | 0,1              | Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 500 Meter                      |
| 2,5               | 0,2              | Landwirtschaftliches Gelände mit vielen Häusern, Büschen, Pflanzen oder 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 250 Meter   |
| 3                 | 0,4              | Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliche Gebäude mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain  |
| 3,5               | 0,8              | Größere Städte mit hohen Gebäuden   |
| 4                 | 1,6              | Großstädte, hohe Gebäude, Wolkenkratzer   |

Tabelle 4.1: Angenommene Parameter für die Validierung der Berechnungsmethode [24]

Die zuvor beschriebenen Zusammenhänge werden nun in einem Simulink Modell verknüpft. Es ergibt sich das Modell in [Abbildung 4.2](#).

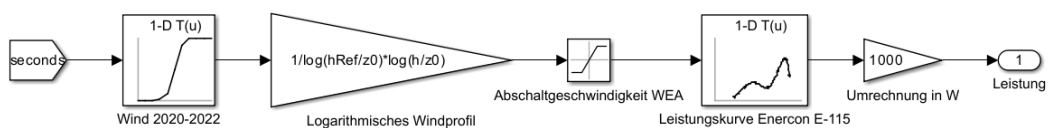


Abbildung 4.2: Simulink Modell einer Enercon E-115

Zur Betrachtung des Modells in einem dreiphasigen Netz wird das Modell um einen Dreiphasigen Erzeugerblock ergänzt. Auf eine detaillierte Betrachtung des elektrischen und mechanischen teils der Windenergieanlage wird verzichtet, da dieser für die oberflächliche Betrachtung im Rahmen dieses Projekts keine Rolle spielt. Zudem erhält das Modell zwei

PT1-Glieder um die Trägheit der Erzeugung darzustellen. Die Verbindung der Phasen zum Netz über einen Widerstand dient zur Stabilität des Modells während der Simulation.

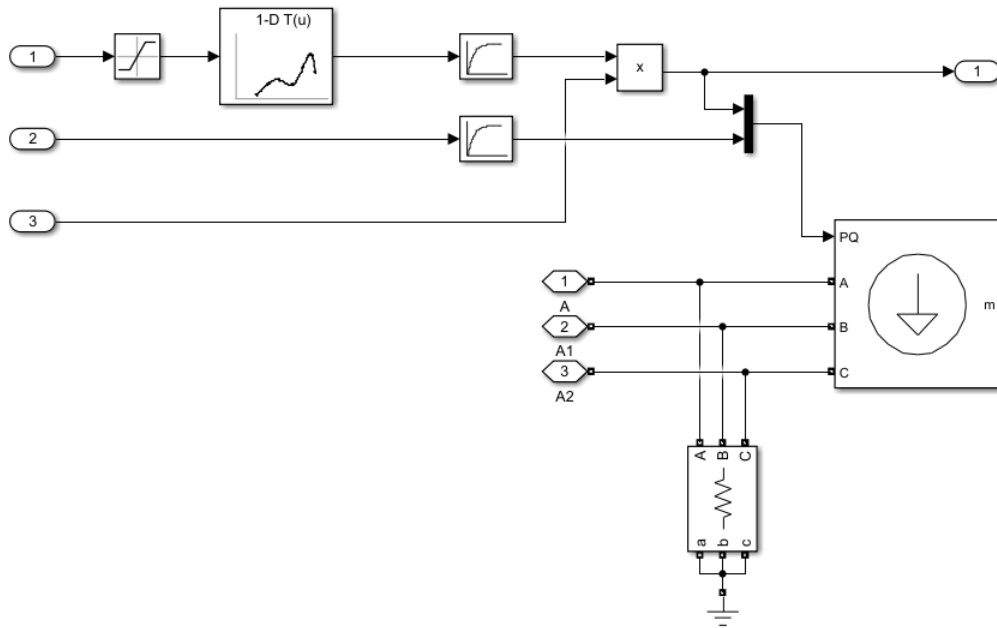


Abbildung 4.3: Simulink Modell einer Enercon E-115

### 4.1.3 Photovoltaik

Ähnlich wie bei der Windenergieanlage wird zur Modellierung einer Photovoltaikanlage ein Bezug zwischen der in der Sonnenstrahlung enthaltenen Energie und der ausgegebenen elektrischen Energie eines PV Moduls hergestellt. Nach [25] besteht ein proportionaler Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung eines PV-Moduls  $P_{el}$  und dem Strahlungsfluss  $\Phi$ .

$$P_{el} = \eta \cdot \Phi \quad (4.5)$$

Der Strahlungsfluss  $\Phi$  berechnet sich aus der Strahlungsdichte  $E$  und der Fläche  $A$ . Bei homogener Bestrahlung ergibt sich der folgende Zusammenhang.

$$\Phi = E \cdot A \quad (4.6)$$



Die Strahlungsdichte  $E$  entspricht der gemessenen Globalstrahlung der betrachteten Wetterstationen.

Die Leistung des Strahlungsflusses wird dabei mit dem Modulwirkungsgrad  $\eta$  in elektrische Leistung umgewandelt. Die Verluste sind in [Abbildung 4.4](#) in einem Sankey-Diagramm veranschaulicht.

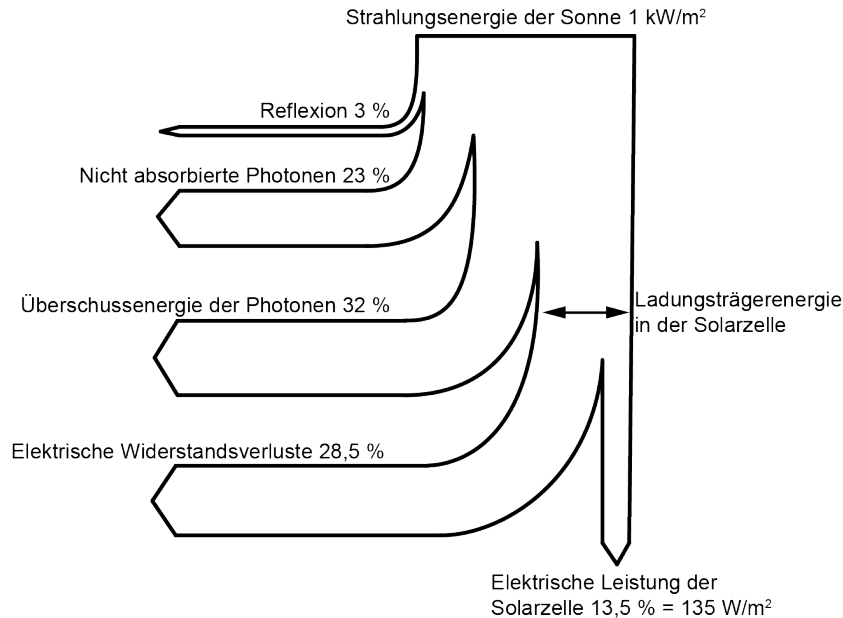


Abbildung 4.4: Veranschaulichung der Verluste innerhalb eines PV-Moduls [26]

Der hier angegebene Modulwirkungsgrad ist jedoch etwas veraltet und die Wirkungsgrade von Solarmodulen steigen kontinuierlich um etwa 0,3 - 0,5 %-Punkte pro Jahr, sodass sich aktuell ein Wirkungsgrad von ungefähr 21 % für kommerzielle Solarmodule ergibt. Im Betrieb wirken sich noch diverse andere nichtlineare Effekte auf den Modulwirkungsgrad aus wie z.B. die Modultemperatur, Verschattung oder die Verschmutzung der Module. Zudem ergeben sich noch zusätzliche Verluste in den Leitungen, Wechselrichtern und Transformatoren der Photovoltaikanlage. Die hier entstehenden Verluste sind jedoch eher vernachlässigbar, da beispielsweise Wechselrichter üblicherweise einen Wirkungsgrad von 98 % erreichen. Mit Betrachtung der sonstigen Einflüsse auf den Wirkungsgrad wird ein mittlerer Wirkungsgrad von 18 % zwischen der Strahlungsdichte und der elektrischen Leistung der Anlage angenommen. [27]

Werden die beschriebenen Zusammenhänge in ein Simulink Modell transferiert, ergibt sich das Modell in [Abbildung 4.5](#)

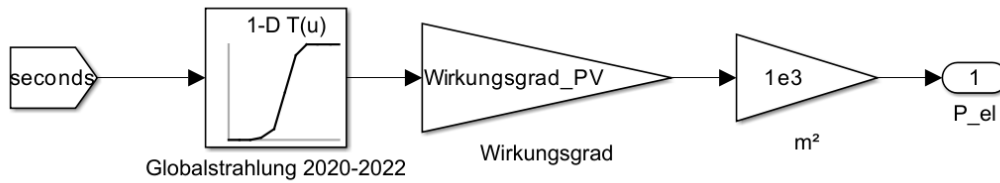


Abbildung 4.5: Stark vereinfachtes Modell einer PV-Anlage in Simulink

Dabei handelt es sich um ein stark vereinfachtes Modell, welches jedoch für diese Betrachtung völlig ausreichend ist, da es die Fluktuation der Sonnenstrahlung wiedergibt.

## 4.2 Verbraucher

## 4.3 Speicher

In diesem Abschnitt soll der Aufbau und die Steuerung der Speichermodule erläutert werden. Dazu werden zunächst verschiedene Batteriemodelle eingeführt und anschließend der gewählte Aufbau für unsere Simulationen gezeigt. Zusätzlich soll die Umsetzung der in Abschnitt 2.2.3 angeführten Betriebsstrategien beschrieben werden.

### 4.3.1 Batteriemodelle

Batteriemodelle können grundlegend in

- mathematisch, empirische Black-Box-Modelle,
- elektrische Modelle und
- physikalisch-chemische Modelle

unterteilt werden. Innerhalb dieser Kategorien gibt es zusätzlich erhebliche Unterschiede in Bezug auf die Komplexität des Modells. Die mathematischen Modelle versuchen dabei, das Verhalten von Batterien durch Umsetzung von empirisch bestimmten Zusammenhängen abzubilden. So können aus festgelegten Kennparametern in Verbindung mit Eingangsgrößen die jeweiligen Ausgangsgrößen berechnet werden. Dabei unterscheiden sich die verschiedenen Modellvarianten stark in ihrer Betrachtung einzelner Aspekte.

In der Kategorie der elektrischen Batteriemodelle wird versucht das Verhalten von Batterien durch Ersatzschaltkreise mit einfachen elektrischen Bauteilen nachzubilden. Auch hierbei

gibt es große Unterschiede im detailgrad der einzelnen Umsetzungen, es besteht aber die Möglichkeit auch komplexe elektrochemische Effekte zu modellieren.

Zuletzt bilden die physikalisch-chemischen Modelle wohl die aufwändigste Form. Durch sie wird versucht auch das Zusammenspiel der einzelnen Materialien innerhalb der Batterie nachzubilden. Dadurch kann das Verhalten einzelner Batteriezellen sehr genau untersucht werden, in der Praxis sind diese Modelle aber eher selten zu finden, da die Zusammenhänge auf einer so detaillierten Ebene nur schwer zu ermitteln sind und Simulationen eher auf das Gesamtverhalten von Batteriesystemen abzielen [28].

Für unsere Simulationen haben wir uns für ein mathematisches Black-Box-Modell entschieden, dass es uns ermöglicht die Spannung, Leistung und den SOC des Batteriemodells zu betrachten. Auf Grund der vereinfachten Umsetzung und der insgesamt trotzdem hohen Komplexität des gesamten Simulationsmodells sollte so die Simulationsdauer möglichst gering gehalten werden.

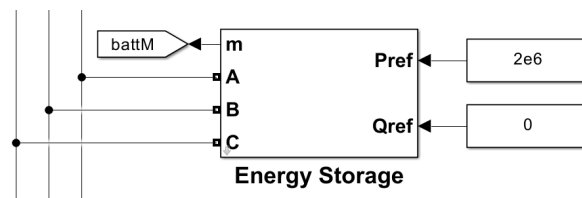


Abbildung 4.6: Subsystem-Baustein der Batterie in Simulink

Abbildung 4.6 zeigt den Batterie-Block mit den Eingängen zur Wirk- und Blindleistung und den Ausgängen für jede Spannungsphase sowie dem Ausgang der Messgrößen.

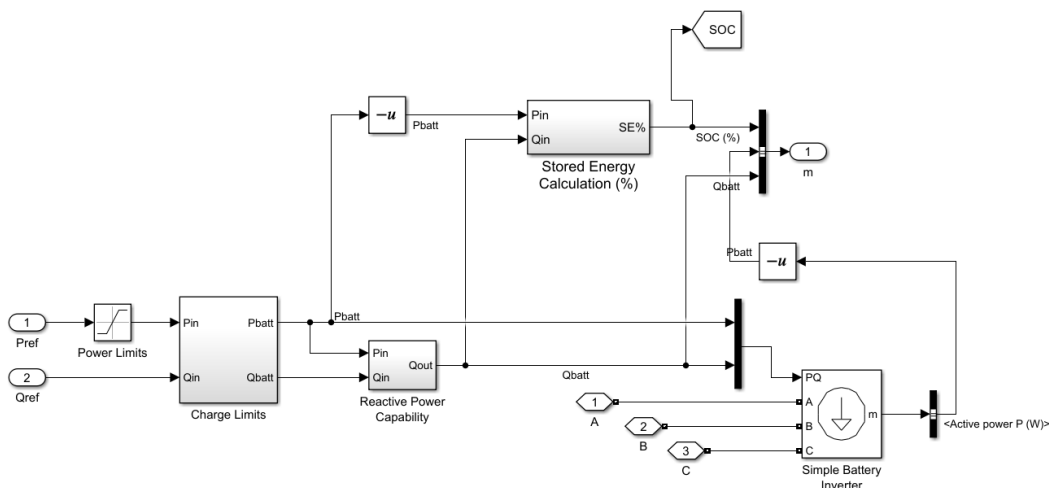


Abbildung 4.7: Inhalt des Batteriesubsystems in Simulink

Der Aufbau des Subsystems ist in Abbildung 4.7 gezeigt. Im Wesentlichen besteht das Modell aus einem Block zur Steuerung und Umsetzung der Betriebsstrategien, einem Block

zur Berechnung des SOC's und einer dreiphasigen Last die für dieses Modell als einfacher Umrichter genutzt wird. Thermische Effekte, Verzögerungen oder Nicht-linearitäten wurden beim Entwurf dieses Modells gänzlich vernachlässigt. Auch Selbstentladungeffekte oder Aussagen über die Lebensdauer des Batteriespeichers können mit diesem Modell nicht betrachtet werden.

Zur Auswertung der Betriebsstrategien und zum groben Entwurf eines realistischen Inselnetzes sollte die Komplexität des Modells dennoch genügen. Trotz dieser starken Vereinfachungen laufen Simulationen im dreiphasigen Modell fast in Echtzeit ab.

Während die Steuerung im nächsten Abschnitt 4.3.2 genauer erläutert wird soll hier auf die anderen Komponenten des Batteriemodells etwas näher eingegangen werden.

**SOC-Schätzung** Der Block zur SOC-Schätzung (im Modell als Stored Energy Calculation bezeichnet) basiert auf einem einfachen Leistungsintegral. Dabei wird aus dem Integral der Batterieleistung die gespeicherte Energiemenge berechnet, welche dann mit der Kapazität der Batterie verglichen wird. Der SOC zum Zeitpunkt  $t$  ergibt sich dann aus

$$SOC_{\%}(t) = \frac{E(t)}{C} \cdot 100 \quad (4.7)$$

mit

$$E(t) = \int_0^t p(t) dt + E(0) = \int_0^t p(t) dt + \frac{SOC_{\%}(0)}{100} \cdot C. \quad (4.8)$$

Wobei hierbei die korrekte Form der Einheiten zu beachten ist. Ist die Kapazität der Batterie in  $kWh$  gegeben muss das Integral der Leistung entsprechend umgerechnet werden. Desweiteren muss der Momentanwert der Leistung zunächst aus Blind- und Wirkleistung bestimmt werden. Abbildung 4.8 zeigt die Umsetzung der beiden Gleichungen 4.7 und 4.8 im Simulink-Modell wobei der anfängliche Ladezustand im Integral-Block als Anfangszustand hinterlegt ist.

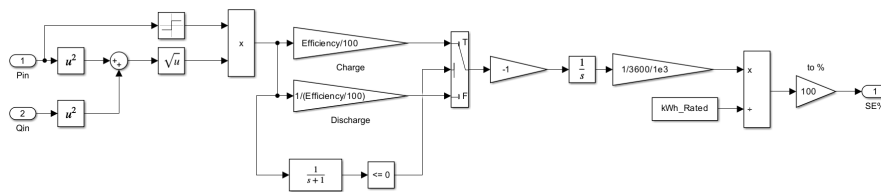


Abbildung 4.8: Aufbau der SOC-Schätzung im Simulink Batteriemodell

**Dreiphasige Last als Umrichter** Grundlegend wird in diesem Batteriemodell davon ausgegangen, dass die in der Steuerung festgelegte Leistung innerhalb der Leistungsgrenzen aber unabhängig vom SOC oder sonstigen Faktoren, exakt an das Netz abgegeben werden kann. Das ist eine starke aber notwendige Vereinfachung der tatsächlichen Gegebenheiten um überhaupt ein funktionierendes Modell für diese Projektarbeit zu erstellen. Durch diese Betrachtung ist es möglich die geforderte Leistung direkt an einen Simulink-Baustein zur dynamischen Last anzuschließen. Ein wesentlicher Vorteil zeigt sich in diesem Baustein, durch die Möglichkeit sowohl negative als auch positive Leistung an das Netz anzulegen. Im Block zur Leistungssteuerung wird vorher die Ladeleistung der Batterie als positiv und die Entladeleistung als negativ definiert, sodass beim Laden der Batterie tatsächlich eine Last am Netz anliegt und beim Entladen bekommt der dynamische Last-Baustein ein negatives Signal und speist daher Leistung in das Netz ein.

Dieser Block findet seine Anwendung nur in der dreiphasigen Simulation aus Abschnitt 4.4.2. Da im bilanziellen Modell nur der Leistungsfluss betrachtet wird, braucht es keinen Batterieumrichter.

### 4.3.2 Umsetzung Lade- und Entladestrategien

In diesem Abschnitt wird die Umsetzung der in Kapitel 2.2.3 beschriebenen Betriebsstrategien erklärt. Da wir uns entschieden haben, die Batteriespeicher im Inselnetz für die Erbringung von FCR zu nutzen, lag es nahe die Deadband-Strategie zu implementieren. Dafür wurde innerhalb des Simulink-Speicherblocks ein Subsystem erstellt, dass in Abbildung 4.9 zu sehen ist.

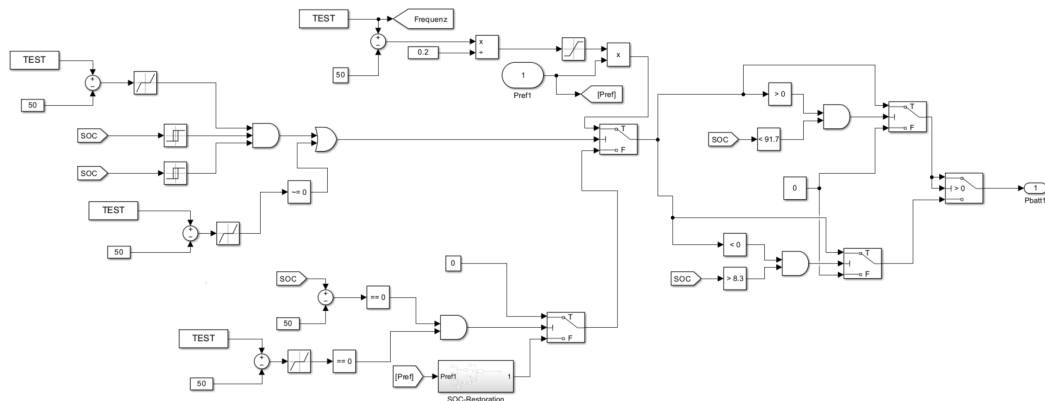


Abbildung 4.9: Inhalt des Subsystems zur Leistungssteuerung der FCR-Batterie

In der Mitte des Systems befindet sich ein Schalter der im Wesentlichen entscheidet ob Regelleistung bereitgestellt wird oder der SOC der Batterie korrigiert wird. Dafür werden zunächst mehrere Kriterien überprüft. Der Schalter gibt den oberen Pfad zur FCR-Provision

weiter wenn die Frequenzabweichung außerhalb des Totbands von  $\pm 10$  mHz liegt und der SOC im erlaubten Arbeitsbereich von 35 % bis 65 % liegt. Dieser Bereich ist durch die Übertragungsnetzbetreiber in [29] festgelegt und ist abhängig vom Speicherverhältnis  $\rho$ . Die Relays nach den SOC-Bausteinen schalten jeweils ab 8,3% und 91,7% ab, sodass der Speicher in einen Reservebetrieb wechselt wie er in [29] definiert ist. Erst wenn der Ladezustand dann wieder im Arbeitsbereich liegt, geben die Relays frei und eine FCR-Erbringung ist möglich. Zusätzlich ist eine Oder-Bedingung eingebaut, die den FCR-Zweig aktiv schaltet sobald die Frequenzabweichung  $\pm 200$  mHz überschreitet. Diese Maßnahme entspricht der Vorgabe zum gefährdeten Zustand, welcher ebenfalls in [29] definiert und durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben ist.

Im oberen Schaltungszweig wird dann die Abweichung der Frequenz von 50 Hz mit dem maximalen Wert von 0,2 Hz verglichen. Ab diesem Wert soll die maximale Primärregelleistung ausgegeben werden wie in [30, Kap. 3.1] gefordert. Dafür wird das Ergebnis auf einen Wert zwischen -1 und 1 begrenzt und anschließend mit der maximalen Batterieleistung multipliziert. Ab 200 Mhz wird also die volle Regelleistung erreicht, davor wird proportional zur Frequenzabweichung weniger Leistung ausgegeben.

Ist keines der Kriterien erfüllt, gibt der Schalter den unteren Zweig zur SOC-Restoration frei. Hier wird einmal überprüft ob überhaupt geladen werden muss ( $SOC \neq 50\%$ ) und ob geladen werden darf ( $|\Delta f| < \pm 10\text{mHz}$ ). Erst wenn beide Kriterien erfüllt sind, gibt der Schalter den Wert aus dem Subsystem zur SOC-Restoration weiter.

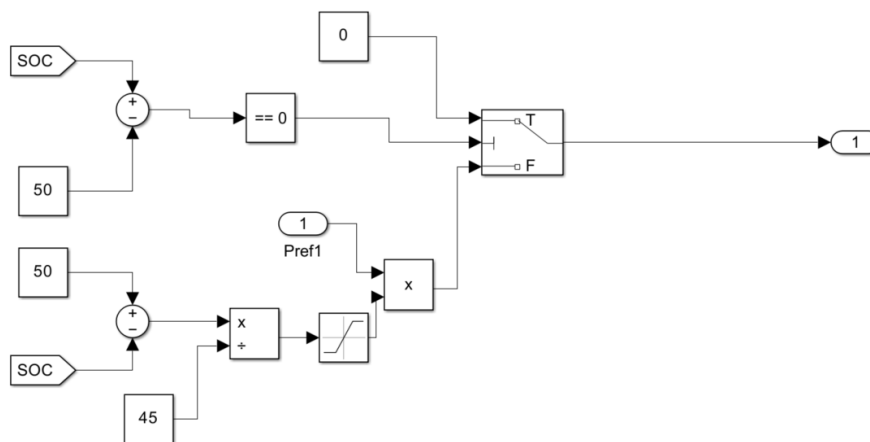


Abbildung 4.10: Inhalt des Steuerblocks zur SOC-Restoration

Abbildung 4.10 zeigt den Inhalt dieses Subsystems. Es wird ein weiter Check durchgeführt ob der SOC tatsächlich eine Korrektur erfordert. Die Leistung die dafür benötigt wird, berechnet sich hier aus der Abweichung des SOC von 50 %. Dabei soll bei ca. 5 % Ladezustand mit maximaler Leistung nachgeladen werden und bei einem Ladezustand von 90 % möglichst schnell

Leistung abgegeben werden. Ein Saturation-Block begrenzt die Restorations-Geschwindigkeit dabei auf maximal 50 % der vollen Batterieleistung.

**Nachweis der Funktion** Um die Funktion der Batteriesteuerung nachzuweisen wurde eine Simulation mit öffentlichen Frequenzdaten des europäischen Stromnetzes durchgeführt [31]. Um eine längere Simulation und Auswertung zu ermöglichen wurde das Batteriemodell vom Rest des Inselnetzes isoliert betrachtet. Während der Simulation mit den sekundlichen Frequenzwerten wurde der SOC und die Leistung der Batterie aufgezeichnet.

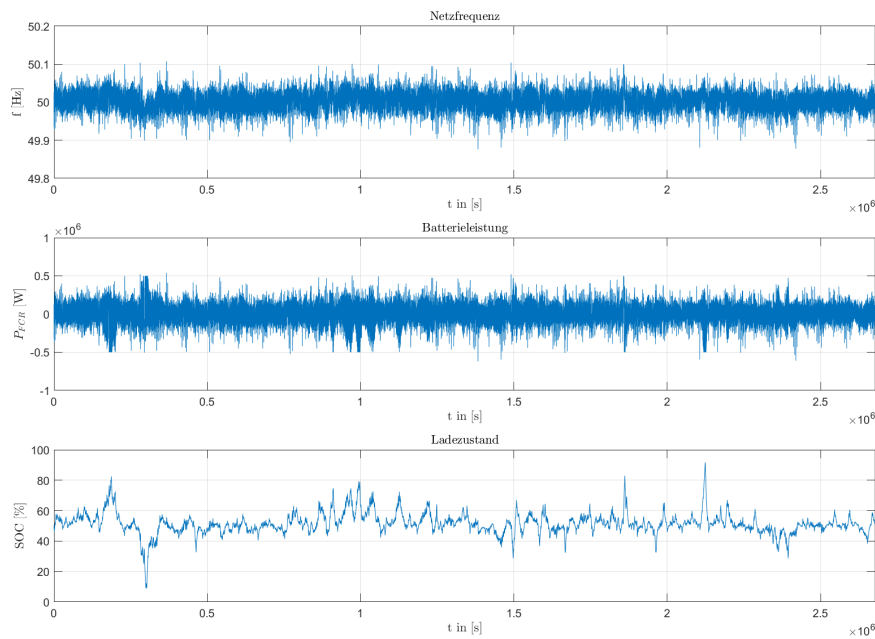


Abbildung 4.11: Messergebnisse der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten

Abbildung 4.11 zeigt den Gesamten Verlauf der Messreihe. Die Simulation ging dabei über einen Zeitraum von 31 Tagen und wurde mit den Frequenzdaten vom Dezember 2023 durchgeführt. Der Speicher wurde mit einer Kapazität von 1 MWh und einer Leistung von 1 MW modelliert. Daraus ergibt sich ein Speicherverhältnis von  $\rho = 1h$ , was der Dimensionierung des Beispielszenarios aus[29, S. 7] entspricht.

Im Verlauf des Ladezustands zeigt sich, dass der Speicher über den ganzen Monat genug Reserve bereitstellen kann. Die kurzen Phasen mit geringer Frequenzabweichung genügen um einen nötigen Reservebetrieb weitestgehend zu vermeiden. Dazu ist allerdings zu erwähnen, dass während des gesamten Monats keine Differenz außerhalb der  $\pm 200$  Mhz Grenze erreicht wird und daher kein gefährdeter Zustand.

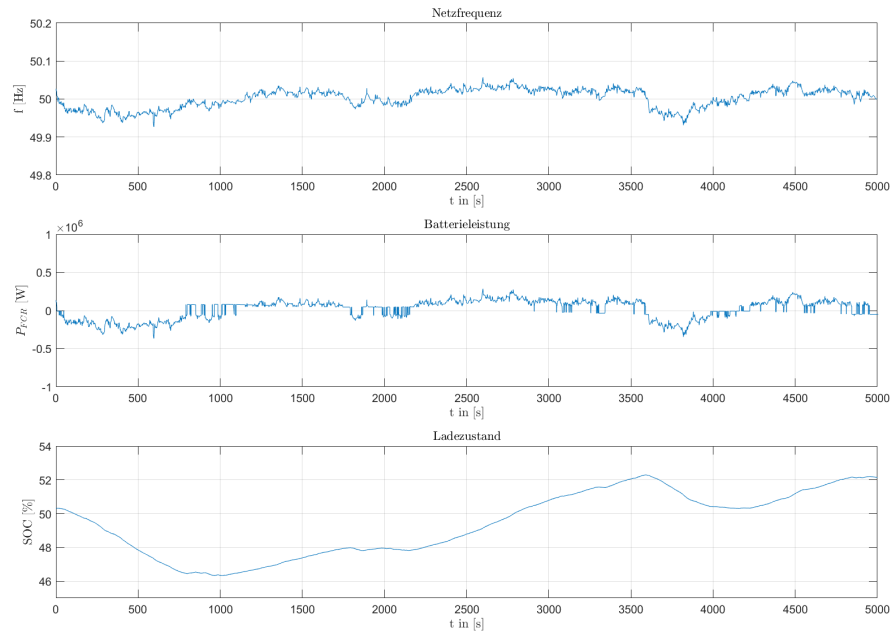


Abbildung 4.12: Ausschnitt aus den Messergebnissen der Simulation mit vorgegebenen Frequenzwerten

Abbildung 4.12 zeigt einen Ausschnitt aus dem Gesamtverlauf. Hier ist deutlich zu erkennen, dass der Batteriespeicher bei einer Frequenzabweichung von über  $\pm 10$  mHz anfängt FCR bereitzustellen. Dabei folgt er der Höhe der Frequenzabweichung proportional. Zwischen diesen Phasen wird der SOC entsprechend regeneriert.

Um das Verhalten und die Übergänge im gefährdeten Zustand dennoch zu überprüfen wurde die Simulation mit den Frequenzdaten des Beispielszenarios der Übertragungsnetzbetreiber aus [29] wiederholt. Abbildung 4.13 zeigt die dabei aufgezeichneten Verläufe.

## 4.4 Netzmodell

### 4.4.1 Bilanziell

### 4.4.2 Dreiphasig



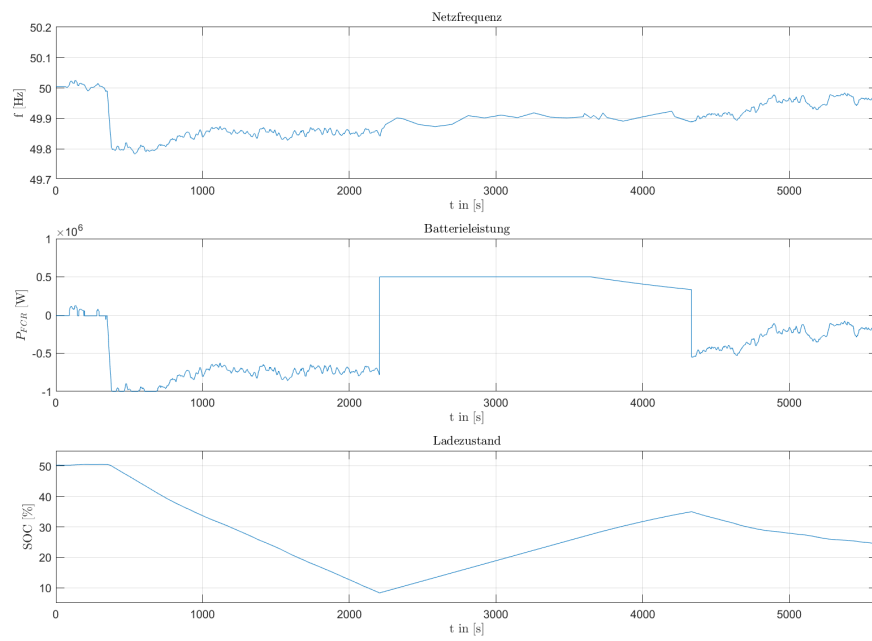


Abbildung 4.13: Simulation mit Beispielszenario der Übertragungsnetzbetreiber

## **5 Simulationsergebnisse**

## **6 Auswertung**

## **7 Ausblick**

## 8 Fazit

# Literatur

- [1] A. Cronenberg, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland,“
- [2] H. Itschner, „Entwicklung von Modellen zur speichergestützten Versorgung mit erneuerbaren Energien in Inselnetzen,“ Diss., Karlsruher Institut für Technologie, 2020.
- [3] B. Mantar Gundogdu, S. Nejad, D. T. Gladwin, M. P. Foster und D. A. Stone, „A battery energy management strategy for u.k. enhanced frequency response and triad avoidance,“ *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Jg. 65, Nr. 12, S. 9509–9517, Dez. 2018.
- [4] M. Boxleitner und G. Brauner, „VIRTUELLE SCHWUNGMASSE,“ 2009.
- [5] VERORDNUNG (EU) 2017/ 1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION vom 2. August 2017.
- [6] „SoC management strategies in Battery Energy Storage System providing Primary Control Reserve - ScienceDirect.“ (), Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467718304375?via%3Dihub> (besucht am 19. 02. 2024).
- [7] J. Marchgraber, W. Gawlik und C. Alács, „Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung,“ *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Jg. 136, Nr. 1, S. 3–11, Feb. 2019, ISSN: 0932-383X, 1613-7620. DOI: 10.1007/s00502-019-0704-1. Adresse: <http://link.springer.com/10.1007/s00502-019-0704-1> (besucht am 04. 03. 2024).
- [8] D. R. Paschotta. „Inselnetz.“ Accessed: March 3, 2024. (2023), Adresse: <https://www.energie-lexikon.info/inselnetz.html>.
- [9] Merkur. „Nordseeinsel Helgoland ans Stromnetz angeschlossen.“ Accessed: March 4, 2024. (2009), Adresse: <https://www.merkur.de/deutschland/nordseeinsel-helgoland-stromnetz-angeschlossen-zr-544258.html>.
- [10] A. Kuhrt. „Die Stromversorgung West-Berlins während der Blockade.“ Accessed: March 5, 2024. (2010), Adresse: <https://www.berlinstreet.de/2254#:~:text=Das%20gesamte%20West-Berlin%20wurde,auch%20Ost-Berlin%20versorgt%20wurden..>
- [11] G. Fay und A. V. Meléndez. „Electricity in Alaska: A Growing and Changing Picture.“ Accessed: March 5, 2024. (Apr. 2014), Adresse: [https://iseralaska.org/static/legacy\\_publication\\_links/2014\\_04-RS-ElectricityInAlaska.pdf](https://iseralaska.org/static/legacy_publication_links/2014_04-RS-ElectricityInAlaska.pdf).

- [12] H. Trondheim und T. Nielsen. „Experiences with 100% Wind Power Generation in an Isolated Power System - Faroe Islands.“ Accessed: March 5, 2024. (Okt. 2023), Adresse: <https://cse.cigre.org/cse-n030/experiences-with-100-wind-power-generation-in-an-isolated-power-system-suduroy-faroe-islands.html>.
- [13] D. H. M. Tróndheim, „Ensuring Supply Reliability and Grid Stability in a 100% Renewable Electricity Sector in the Faroe Islands“, Diss., Aalborg University, 2023.
- [14] E. H. Dyvik. „Population of the Faroe Islands 2022, by Island.“ Accessed: March 5, 2024. (Nov. 2023), Adresse: <https://www.statista.com/statistics/805966/population-of-the-faroe-islands-by-island/>.
- [15] O. Feindt. „Speichertechnologien - 4. Elektrochemische Energiespeicher.“ (Nov. 2023).
- [16] M. Jendrischik. „Redox-Flow-Batterie: Vorteile und Nachteile unterschiedlicher Flüssigbatterien.“ Accessed: March 5, 2024. ().
- [17] B. Yang, „A Durable, Inexpensive and Scalable Redox Flow Battery Based on Iron Sulfate and Anthraquinone Disulfonic Acid“, *Journal of The Electrochemical Society*, 2020. Adresse: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/1945-7111/ab84f8/pdf>.
- [18] C. Kahle. „Title of the Article.“ Accessed: March 5, 2024. (Juni 2023).
- [19] J. Huang. „Ein Vergleich von NMC/NCA Lithium-Ionen-Akku und LFP-Batterie.“ Accessed: March 5, 2024. (Nov. 2020).
- [20] „Wie Batteriegrößen aufgebaut sind.“ Accessed: March 5, 2024. ().
- [21] E. Hau, *Windkraftanlagen Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 2016.
- [22] E. GmbH, *Datenblatt ENERCON Windenergieanlage E-115 Betriebsmodi 0 s, I s, II s und leistungsreduzierte Betriebe mit TES*. Adresse: <https://docplayer.org/136627205-Datenblatt-enercon-windenergieanlage-e-115-betriebsmodi-0-s-i-s-ii-s-und-leistungsreduzierte-betriebe-mit-tes-trailing-edge-serrations.html>.
- [23] A.-K. W. et al., *Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen*, 2017. Adresse: [https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Wirtschaftlichkeit%20unterschiedlicher%20Nabenh%C3%B6hen%20von%20Windenergieanlagen.pdf](https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2017/Wirtschaftlichkeit%20unterschiedlicher%20Nabenh%C3%B6hen%20von%20Windenergieanlagen.pdf).
- [24] A. H. et al., *Windenergie Windturbines*, 2017. Adresse: [https://www.aia.rwth-aachen.de/vluebfiles/vlueb/lecture\\_materials/20/link/Windenergie\\_Standort.pdf](https://www.aia.rwth-aachen.de/vluebfiles/vlueb/lecture_materials/20/link/Windenergie_Standort.pdf).
- [25] A. Wagner, *Photovoltaik Engineering Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 2015.
- [26] B. für Wirtschaft und Klimaschutz, *Verluste einer Solarzelle*. Adresse: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d13357-2/\\*/\\*/\\*Verluste%20einer%20Solarzelle.html?op=Wiki.getwiki](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d13357-2/*/*/*Verluste%20einer%20Solarzelle.html?op=Wiki.getwiki).

- [27] H. Wirth, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, 2024.
- [28] P. Keil und A. Jossen, „Aufbau und parametrierung von batteriemodellen,“ in *19. DESIGN&ELEKTRONIK-Entwicklerforum Batterien & Ladekonzepte*, 2012.
- [29] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. „Reservebetrieb - Begleitdokument (Zusätzliche Anmerkungen zum „Erlaubten Arbeitsbereich“, „Gefährdeten Zustand“ und „Reservebetrieb“).“ (), Adresse: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Wie-werde-ich-Regelenergieanbieter-Pr%C3%A4qualifikation> (besucht am 07. 03. 2024).
- [30] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland (PQ-Bedingungen).“ (), Adresse: <https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Wie-werde-ich-Regelenergieanbieter-Pr%C3%A4qualifikation> (besucht am 07. 03. 2024).
- [31] „Netztransparenz > Regelenergie > Daten Regelreserve > Sekündliche Daten.“ (), Adresse: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Sek%C3%BCndliche-Daten> (besucht am 06. 03. 2024).