



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

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
2 Theoretische Grundlagen	2
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	4
3 Stand der Technik	8
3.1 Färöer Inseln	8
3.2 Einsatz von Speichertechnologien	8
4 Modellbeschreibung	9
4.1 Erzeuger	9
4.1.1 Windenergie	9
4.1.2 Photovoltaik	9
4.2 Verbraucher	9
4.3 Speicher	9
4.4 Netzmodell	9
4.4.1 Bilanziell	9
4.4.2 Dreiphasig	9
5 Simulationsergebnisse	10
6 Auswertung	11
7 Ausblick	12
8 Fazit	13

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 [5, Kap. 3]	5
2.4	Flussdiagramm zur Deadband-Strategie aus [5]	6
2.5	SOC-Wiederherstellung mit Leistungssollwerten aus [5]	7

Tabellenverzeichnis

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

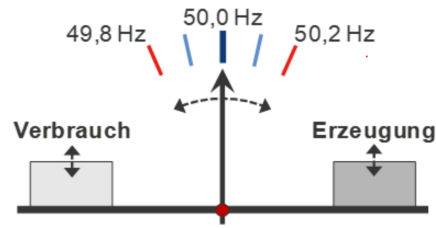


Abbildung 2.1: Frequenzschwankungen durch Ungleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung [1]

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 zu halten. 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.

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

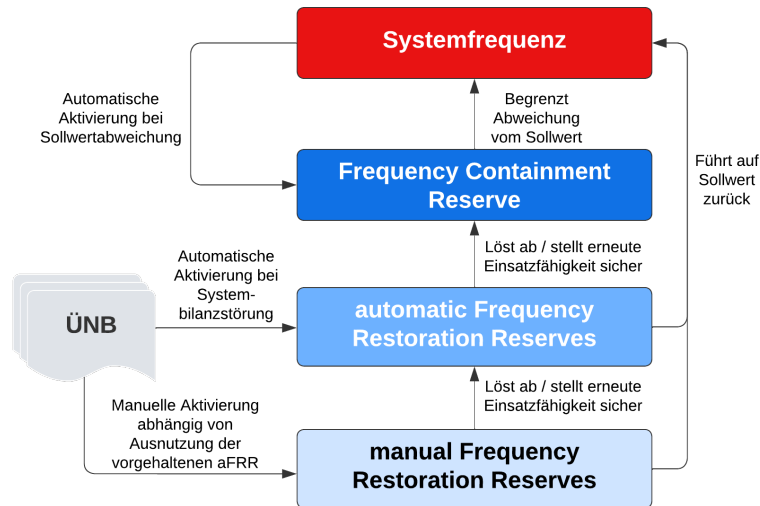


Abbildung 2.2: Überblick über die verschiedenen Regelreserveprodukte aus [1]

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.

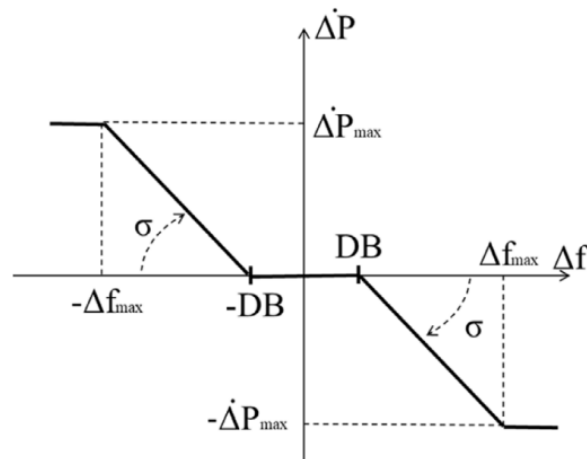


Abbildung 2.3: Vorgabe der Leistungskurve für PCR-Bereitstellung aus [5, Kap. 3]

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 [5] 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 [6].

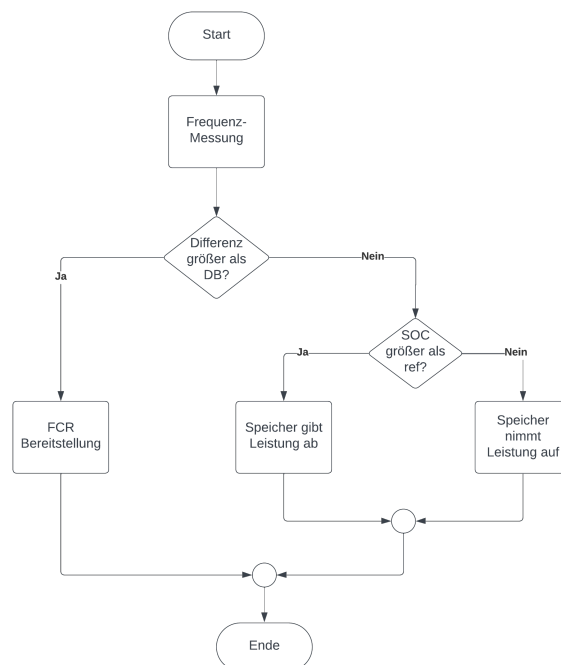


Abbildung 2.4: Flussdiagramm zur Deadband-Strategie aus [5]

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 ΔP_{SOC} nach oben oder nach unten erweitert je nachdem ob der SOC unter oder über dem festgelegten Zielwert liegt.

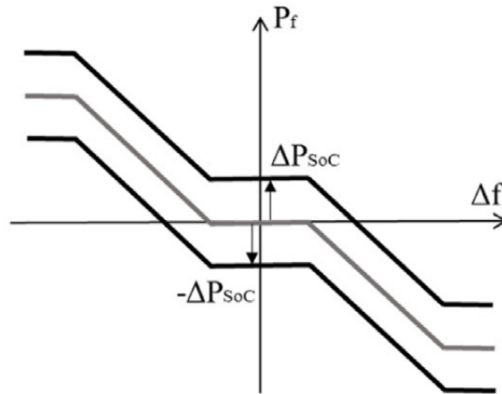


Abbildung 2.5: SOC-Wiederherstellung mit Leistungssollwerten aus [5]

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

3.1 Färöer Inseln

3.2 Einsatz von Speichertechnologien

4 Modellbeschreibung

4.1 Erzeuger

4.1.1 Windenergie

4.1.2 Photovoltaik

4.2 Verbraucher

4.3 Speicher

In diesem Abschnitt soll der Aufbau und die Steuerung der Speichermodelle erläutert werden. Dazu werden zunächst verschiedene Batteriemodelle erläutert und anschließend der gewählte Aufbau für unsere Simulationen gezeigt. Zusätzlich soll die Umsetzung der in Abschnitt [2.2.3](#) angeführten Betriebsstrategien beschrieben werden.

4.4 Netzmodell

4.4.1 Bilanziell

4.4.2 Dreiphasig

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] „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).
- [6] 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](https://doi.org/10.1007/s00502-019-0704-1). Adresse: <http://link.springer.com/10.1007/s00502-019-0704-1> (besucht am 04.03.2024).