

Diplomarbeit

Bereitstellung von schneller Regelleistung und Momentanreserve durch Batteriespeicher

Ausgeführt am
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien
zur
Erlangung des akademischen Grades Dipl. -Ing.

unter Betreuung von

Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Univ.Ass. Dipl.-Ing. Jürgen Marchgraber

durch

Christian Alács
Matr. Nr.: 1125587
1230 Wien

Kurzfassung

In dieser Masterarbeit wird untersucht, ob, in Anbetracht an die sich ändernde Versorgungsstruktur, die Einführung eines neuen Regelleistungsproduktes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist. Insbesondere werden die Parameter für so eine neue Regelleistung in Kontinentaleuropa ermittelt und es wird untersucht, wie diese Leistung erbracht werden kann.

Zunächst werden die grundsätzlichen Zusammenhänge für den Betrieb elektrischer Drehstromsysteme erklärt und die Netzcharakteristika bzw. derzeitigen Regelungsverfahren betrachtet. Danach wird beschrieben, wie sich eine neue Regelleistung in diese existierende Struktur einfügen könnte.

Um die Notwendigkeit einer neuen Regelleistung zu untersuchen wird das elektrische System in einem Modell nachgebildet. Hierfür wird die Modellierungs- und Simulationssprache MATLAB/SIMULINK© verwendet. Für die Bestimmung der Parameter dieser Regelleistung werden drei verschiedene Modelle aufgestellt.

Mit Hilfe der Modelle werden die einzelnen Parameter der neuen Regelung in Abhängigkeit der verschiedenen Systemparameter, wie der Gesamtsystemgröße, dem Selbstregeleffekt der Lasten und insbesondere der Netzanlaufzeitkonstante, ermittelt.

Anschließend wird untersucht, welche Aspekte für eine Umsetzung berücksichtigt werden müssen und welche Technologien sich zur Erbringung dieser Regelleistung eignen können.

Danach werden die verschiedenen Modellansätze verglichen und die in naher Zukunft relevanten Ergebnisse aus den vorangegangenen Untersuchungen hervorgehoben. Abschließend werden die ermittelten Werte für eine mögliche Umsetzung in Kontinentaleuropa mit den Werten existierender Implementierungen im Vereinigten Königreich und Guadalupe verglichen.

Abstract

This master thesis investigates whether the establishment of a new regulatory service in view of a changing grid infrastructure is necessary to ensure future security of supply. In this regard, it is of particular interest to determine the actual parameters for an implementation in continental Europe and to investigate in which way such a regulatory service could be provided.

First the fundamentals for a stable operation of the electric grid and the corresponding contribution of existing regulatory services are explained. Afterwards it is described how this new regulatory service could fit into the existing regulatory structure.

To analyze the behavior of the electric system and determine the different parameters a modelling approach is used. The different models are created with the modelling language MATLAB/SIMULINK®. In order to determine the parameters and analyze the different concepts for the new regulatory service, three different models are set up.

With these models, the actual parameters of the new regulatory service in dependence of the system parameters, such as the system size or the time constant of the electric system, can be determined.

Subsequently it is investigated which technologies could provide such a regulatory service considering the different aspects for an actual implementation.

Afterwards the different concepts are compared and the relevant results for the near future are presented. Finally, the determined values for a realization in continental Europe are compared with the values of existing realizations in other regions, such as the United Kingdom and Guadalupe.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Grundlagen	4
2.1 Droop der Generatoren und Leistungs-Frequenz Charakteristik des Netzes.....	6
2.2 Primärregelung	7
2.3 Sekundärregelung.....	9
2.4 Tertiärregelung	11
2.5 Weitere Aspekte zur Erhöhung der Netzstabilität	12
2.5.1 Virtuelle Schwungmasse	12
2.5.2 Enhanced Frequency Response (EFR)	13
2.6 System Split.....	16
3. Methodik	17
3.1 Grundmodell.....	17
3.1.1 Berechnung der aktuellen Frequenz	17
3.1.2 Berechnung der Momentanreserve.....	18
3.1.3 Berechnung der Primärregelleistung	19
3.1.4 Berechnung der Leistung auf Grund des Selbstregeleffektes der Lasten	19
3.1.5 Frequenz- und Leistungsverlauf	20
3.2 Dynamisches Modell.....	22
3.3 Statisches Modell	25
3.4 UK-Modell	27
4. Analyse	33
4.1 Aktivieren von EFR.....	33
4.2 Leistung und Leistungsgradient für EFR	36
4.3 Einfluss der Dauer der Frequenzmessung	38
4.4 Einfluss der Haltedauer	39
4.5 Unterschiede zwischen dem statischen und dem UK-Modell.....	40
4.6 Einfluss der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes der Lasten	41

5. Realisierung mit Batteriespeicher	44
5.1 Realisierungsmöglichkeiten	44
5.1.1 Thermische Kraftwerke	44
5.1.2 Speichertechnologien	45
5.2 Frequenzmessung	47
5.3 Leistungsbedarf zur Erbringung von EFR.....	47
6. Ergebnisse	51
6.1 Parameter von EFR in Kontinentaleuropa.....	51
6.2 Vergleich der Parameter mit anderen Regionen.....	53
6.3 Mögliche Ausführungsformen.....	53
7. Zusammenfassung und Ausblick	54
Abbildungsverzeichnis	56
Tabellenverzeichnis	58
Literaturverzeichnis	59

Abkürzungen

EFR	Enhanced Frequency Response
DSM	Demand Side Management
PRL	Primärregelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
PI	Proportional-Integral-(Regler)
EDF	Électricité de France
SRE	Selbstregeleffekt der Lasten
ALS	automatic load shedding / automatischer Lastabwurf
UK	United Kingdom / Vereinigtes Königreich
GuD	Gas- und Dampf(kraftwerk)
DSK	Doppelschichtkondensator
SMES	Supraleitender Magnetenergiespeicher

Kapitel 1

Einleitung

Die heutige Energieversorgung basiert, historisch bedingt, hauptsächlich auf großen zentralen Kraftwerken. Die Energie wird in diesen Elektrizitätswerken produziert und über das elektrische Netz zu den Verbrauchern transportiert. Die eingesetzten Kraftwerke unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften teils deutlich. So weisen Kernkraftwerke geringe kurzfristige Grenzkosten auf, sind aber kaum regelbar und eignen sich daher vor allem zur Deckung der Grundlast. Gaskraftwerke hingegen weisen hohe kurzfristige Grenzkosten auf, sind aber gut regelbar und können somit zu Regelleistungszwecken eingesetzt werden. In Abbildung 1.1 ist die sogenannte Merit Order Kurve für Deutschland dargestellt, die die kurzfristigen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke zeigt. Einen Überblick über die Regelbarkeit der verschiedenen Kraftwerkstypen gibt Abbildung 1.2. Der immer größer werdende Anteil an erneuerbaren Energien stellt sowohl die Kraftwerks- als auch die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Mit einem steigenden Anteil von erneuerbaren Energien, sinken die Vollaststunden der teureren Gas- und Ölkraftwerke, wodurch diese zunehmend unwirtschaftlicher werden. Zugleich steigt durch die Volatilität der erneuerbaren Ressourcen aber der Bedarf an Regellenergie und damit die Bedeutung flexibler Kraftwerke. Diese Tendenz kann, ohne Gegenmaßnahmen, mit der Zeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führen. Mögliche Maßnahmen stellen Kapazitätzahlungen bzw. Überschuss- und Knappheitspreise, anstelle einer reinen Grenzkostenpreisbildung, dar [1].

Typical merit order of Germany:

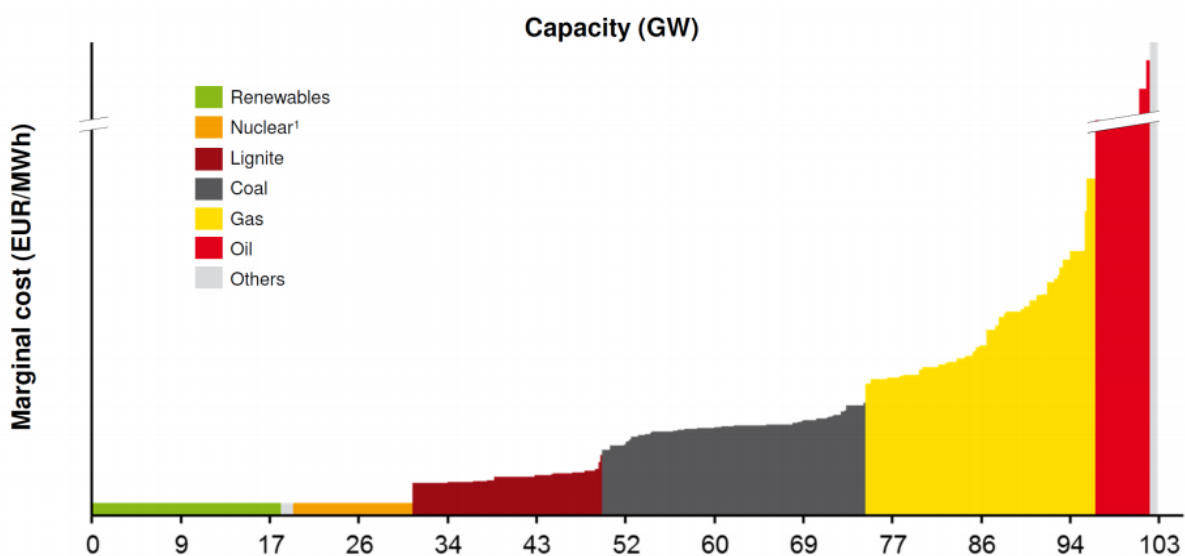


Abbildung 1.1: Merit Order für Deutschland [2]



Abbildung 1.2: Regelbarkeit der verschiedenen Kraftwerkstypen [3]

Früher lieferten die Netze Energie von den zentralen Kraftwerken zu den Verbrauchern. Die steigende Anzahl an dezentralen Energieerzeugern und der damit verbundene Wandel der Verbraucher („Consumer“) zu gleichzeitigen Verbrauchern und Erzeugern („Prosumer“) führt dazu, dass sich die Richtung des Energieflusses im Netz umkehren kann. Dies kann zu Problemen bei der Spannungs- und Frequenzhaltung führen und unkontrollierte Blindleistungsflüsse verursachen. Mögliche Maßnahmen um diese Herausforderungen in den Griff zu bekommen werden im Rahmen der verschiedenen Smart Grids Konzepte untersucht.

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien wirkt sich neben der Volatilität durch einen weiteren Effekt auf die Netzstabilität und Versorgungssicherheit aus. Dieser besteht in der Abnahme der sogenannten Netzanlaufzeitkonstante [4]. Eine Jahresdauerlinie des Trägheitsmomentes für das Jahr 2030 und verschiedene Szenarien ist Abbildung 1.3 dargestellt. Das Trägheitsmoment entspricht hierbei der Hälfte der Netzanlaufzeitkonstante.

Die Netzanlaufzeitkonstante bestimmt, wie träge das elektrische System auf ein auftretendes Leistungsungleichgewicht reagiert. Mit abnehmender Netzanlaufzeitkonstante reagiert das elektrische System zunehmend schneller und stärker auf etwaige Leistungsabweichungen [5]. Dies bringt die derzeit existierenden Regelungsverfahren (Primär-/Sekundär-/Tertiärregelung) zur Stabilisierung des Systems an ihre Grenzen. Um die Versorgungssicherheit auch zukünftig gewährleisten zu können, ist die Einführung eines neuen Regelleistungsproduktes erforderlich. Enhanced Frequency Response (EFR) stellt eine Regelleistung dar, welche in Folge einer Frequenzabweichung binnen kürzester Zeit auf seine Nennleistung hochgefahren werden kann und somit die parallel dazu hochfahrende Primärregelleistung bei der Frequenzstabilisierung unterstützt.

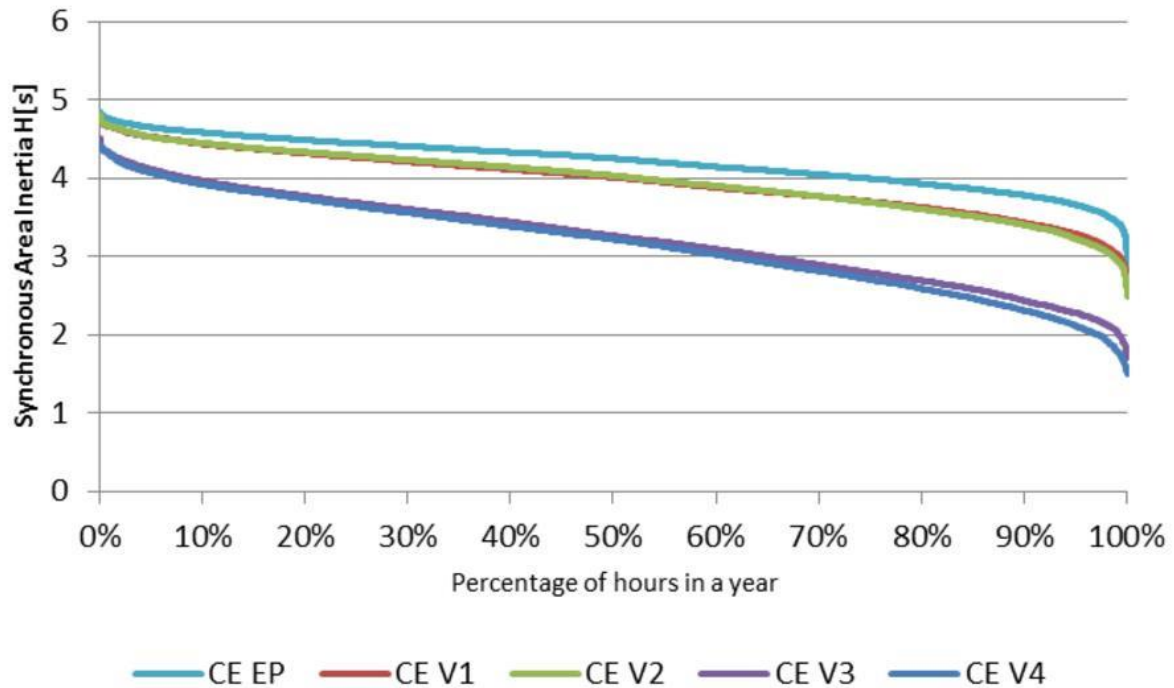


Abbildung 1.3: Verlauf des Trägheitsmomentes in 2030 für verschiedene Szenarien [4]

Im Vereinigten Königreich wurde solch ein Regelleistungsprodukt im Sommer 2016 eingeführt. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird untersucht, inwiefern ein Regelleistungsprodukt, nach Vorbild der EFR im Vereinigten Königreich, in Kontinentaleuropa umgesetzt werden kann und welche Parameter sich dabei ergeben. Des Weiteren wird untersucht, ob sich Batteriespeicher für die Bereitstellung von EFR eignen, und welche Aspekte bei einer Umsetzung beachtet werden müssen.

Kapitel 2

Grundlagen

Das elektrische Energiesystem besteht aus großen zentralen Kraftwerken, kleineren dezentralen Erzeugungseinheiten, Verbrauchern und dem Netz. Die Energieversorgung basiert dabei weltweit auf einer Versorgung durch Drehstromsysteme, da diese den Strom über größere Distanzen ohne große Transportverluste liefern können. Erst bei sehr großen Distanzen (~600 km) weisen Gleichstromübertragungen, sogenannte HGÜs, insgesamt kleinere Übertragungsverluste als Drehstromsysteme auf [6]. Aufgrund der kürzeren Leitungslängen in Kontinentaleuropa besitzen HGÜs in Europa keine große Bedeutung. Die Frequenz des europäischen Verbundsystems beträgt, wie auch in Asien, Australien, dem Großteil von Afrika und Teilen von Südamerika, 50 Hz. In Japan und den USA wird das elektrische System mit einer Nennfrequenz von 60 Hz betrieben.

Da das Übertragungs- und Verteilnetz selbst praktisch keine Energie speichern kann, stellen die rotierenden Massen der Generatoren und Motoren die einzig bedeutenden Energiespeicher im Netz dar. Die Frequenz des elektrischen Systems ist hierbei eng mit der Rotationsgeschwindigkeit dieser rotierenden Massen verbunden. Dieses Verhalten kann mathematisch, mit folgender Gleichung beschrieben werden.

$$\Delta P = \sum_i P_{G_i}(t) - \sum_j P_{L_j}(t) = \omega \cdot J \cdot \frac{d\omega}{dt}, \quad (2.1)$$

wobei ΔP die Leistungsabweichung, $\sum P_{G_i}(t)$ die gesamte Erzeugung, $\sum P_{L_j}(t)$ die gesamte Last, ω die Winkelgeschwindigkeit, $d\omega/dt$ dessen zeitliche Änderung und J das Trägheitsmoment der rotierenden Massen darstellen.

Damit die Frequenz bei 50 Hz bleibt, muss die Erzeugung im elektrischen System zu jedem Zeitpunkt gleich dem Verbrauch sein. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 2.1 graphisch dargestellt.

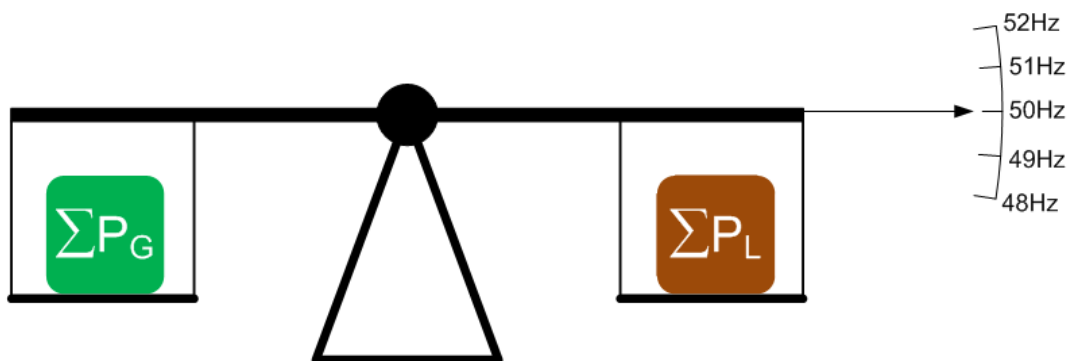


Abbildung 2.1: Abhängigkeit der Frequenz vom Leistungsgleichgewicht [7]

Um dieses Gleichgewicht zu halten, kann die Last mittels Demand Side Managements (DSM) an die Erzeugung angepasst werden. Dies ist allerdings nur in bestimmten Grenzen möglich und DSM ist derzeit noch nicht sehr verbreitet. Aus diesem Grund muss meist die Erzeugung an die Last angepasst werden. Hierfür sind flexible Kraftwerke, wie Gas- und Wasserkraftwerke notwendig, die ihre Erzeugung schnell ändern können. Die Anforderungen an diese Kraftwerke steigen mit einem wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien, wie Wind und PV, da diese eine unsichere Erzeugung darstellen. Wegen der starken Dargebots-Abhängigkeit der Erzeugung aus erneuerbaren Ressourcen, nimmt zukünftig auch die Bedeutung von Speichern zu.

Die Frequenz stellt innerhalb eines Synchrongebiets eine globale Größe dar. Im stabilen Betrieb schwankt sie nur sehr gering um die Nennfrequenz. Im Falle eines größeren Leistungsungleichgewichtes sinkt oder steigt die Frequenz, entsprechend dem Vorzeichen der Leistungsabweichung. Um ein Blackout des gesamten Systems zu verhindern und das System zu stabilisieren, erfolgt bei einer Frequenz von 49 Hz ein automatischer Lastabwurf bestimmter Verbraucher [8]. Mit dem steigenden Anteil an dezentralen Erzeugern gilt es hierbei zu beachten, dass beim Abschalten eines Zweiges möglicherweise auch Erzeugung abgeschaltet wird, was die Netzstabilität negativ beeinflussen würde.

Im Falle einer Überfrequenz reduzieren die PV-Anlagen ab einer Frequenz von 50,2 Hz ihre Leistung und schalten sich ab 51,5 Hz ganz ab [9]. Dadurch tragen sie zur Erhöhung der Netzstabilität bei. Im Falle eines größeren Leistungsungleichgewichtes müssen die einzelnen Regelleistungen entsprechend Abbildung 2.2 aktiviert werden, um das elektrische System zu stabilisieren.

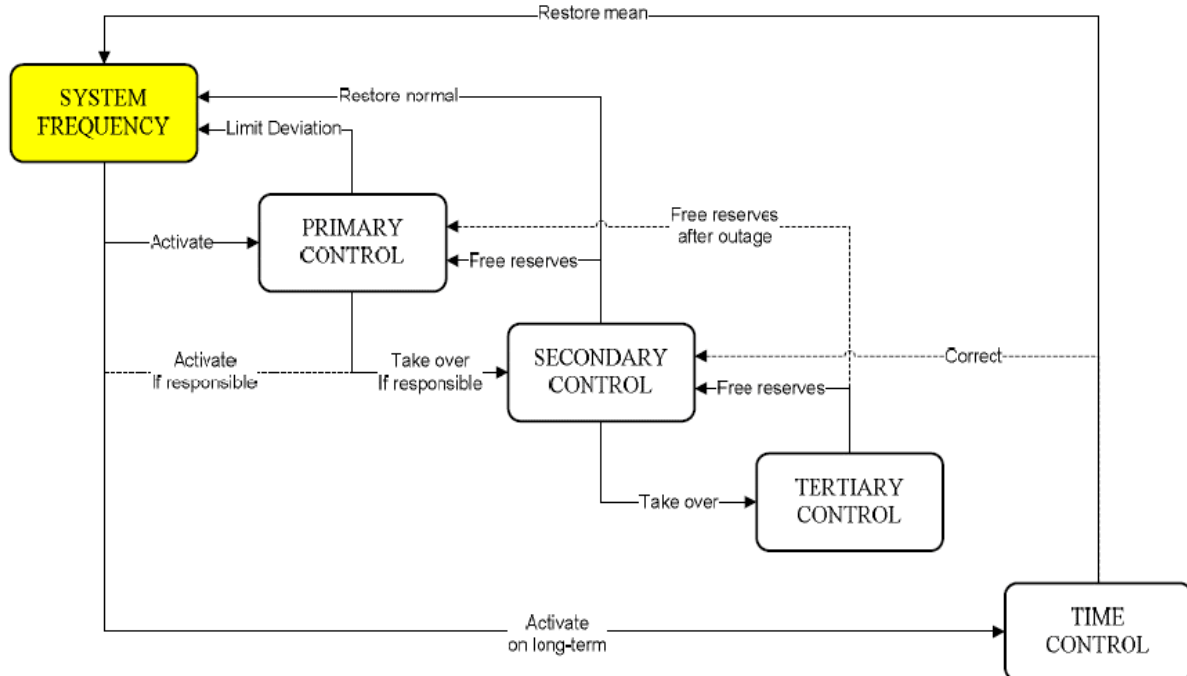


Abbildung 2.2: Regelleistungen [8]

2.1 Droop der Generatoren und Leistungs-Frequenz Charakteristik des Netzes

Als Droop der Generatoren wird das Verhältnis nach der folgenden Formel bezeichnet:

$$s_G = \frac{-\Delta f / f_n}{\Delta P_G / P_{Gn}}, \quad (2.2)$$

wobei Δf die Frequenzabweichung von der Nennfrequenz f_n , und ΔP_G die Leistungsabweichung des Generators von dessen Nennleistung P_{Gn} bezeichnet.

Der Beitrag der einzelnen Generatoren zur Primärregelung hängt wesentlich vom Droop und der Primärregelreserve der jeweiligen Generatoren ab. So liefert, im Fall identischer Primärregelreserven, bei kleinen Frequenzabweichungen ein Generator mit geringerem Droop einen größeren Beitrag zur Primärregelung, als ein Generator mit großem Droop. Abbildung 2.3 soll diesen Sachverhalt verdeutlichen. Wie zu erkennen ist, liefert der Generator mit dem geringeren Droop (Generator a) bei kleinen Frequenzabweichungen, größere Leistung.

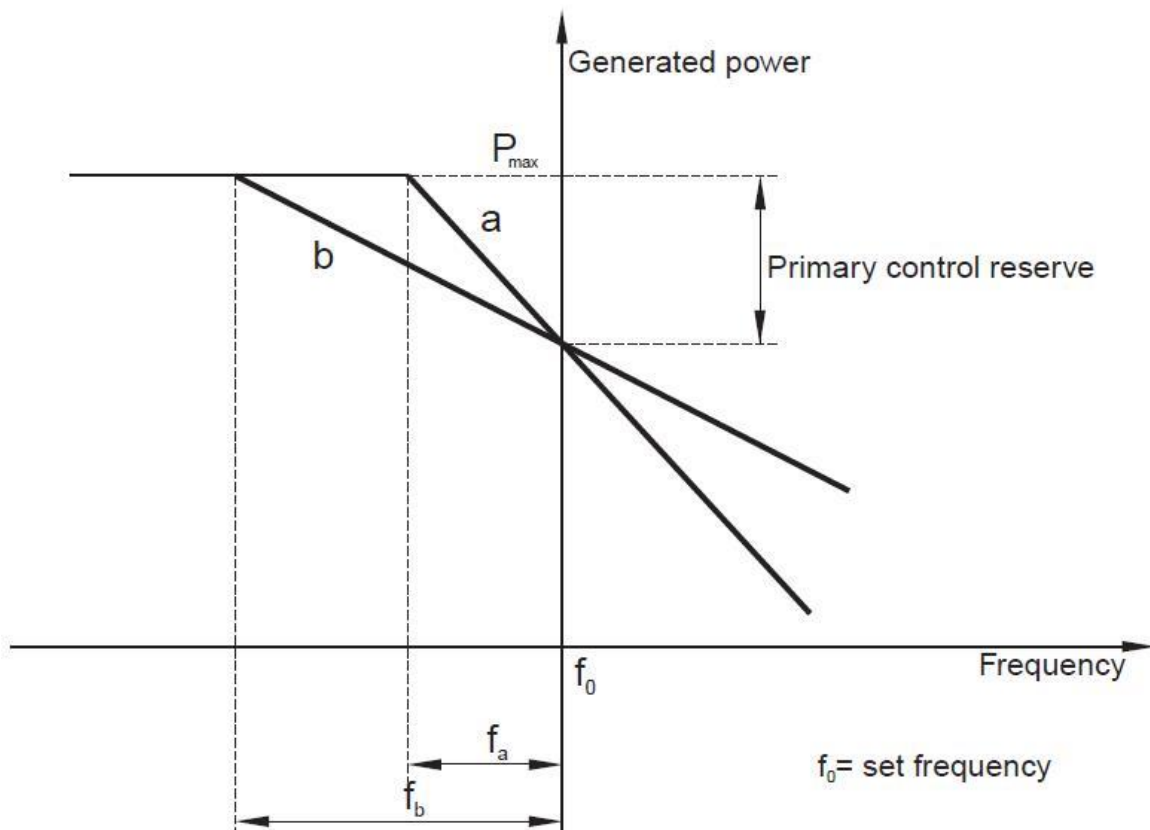


Abbildung 2.3: Beitrag der Generatoren zur Primärregelung in Abhängigkeit des Droops [8]

Die Leistungs-Frequenz Charakteristik eines elektrischen Netzes (λ_u) bezeichnet das Verhältnis der Leistungsabweichung (ΔP) und der, sich nach der Primärregelung einstellenden, quasi-stationären Frequenzabweichung (Δf_{qs}).

$$\lambda_u = \frac{\Delta P}{\Delta f_{qs}} \quad (2.3)$$

Die Leistungs-Frequenz Charakteristik kann, mit Hilfe der obigen Formel, auch für die einzelnen Regelzonen bestimmt werden. Der Beitrag der einzelnen Regelzonen zur Primärregelung ergibt sich dann schließlich nach der folgenden Gleichung:

$$C_i = \frac{\lambda_{i0}}{\lambda_{u0}}, \quad (2.4)$$

wobei C_i den Beitrag der Regelzone und λ_{i0} bzw. λ_{u0} den Sollwert der Leistungs-Frequenz Charakteristik der Regelzone bzw. des gesamten Verbundsystems bezeichnen.

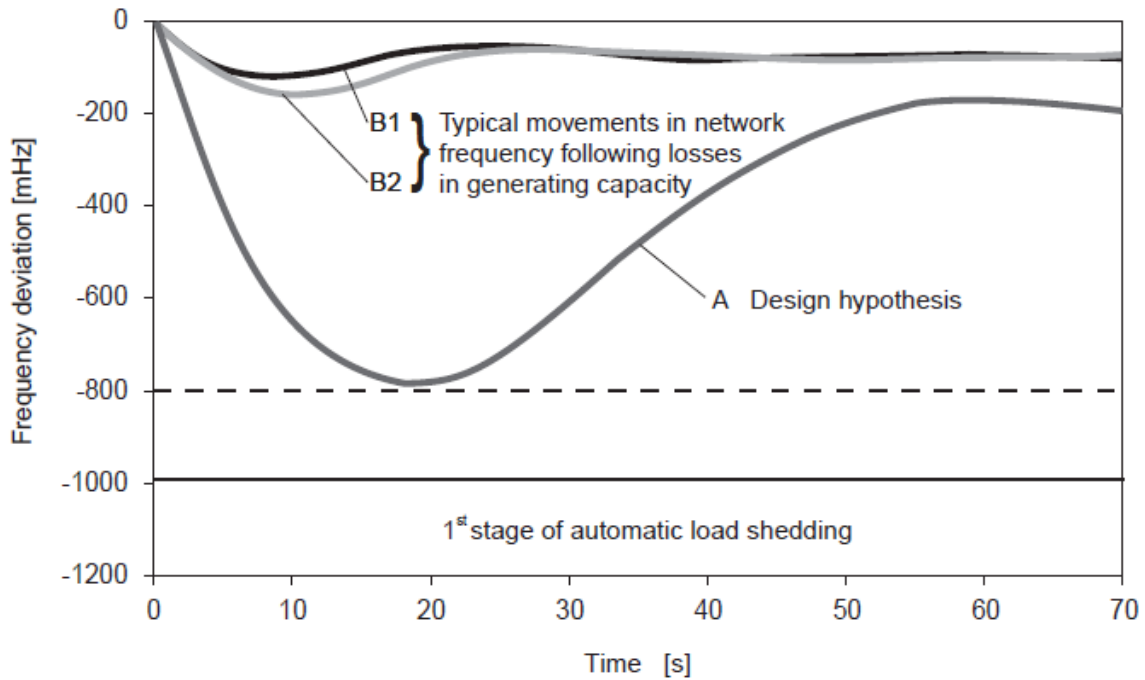
2.2 Primärregelung

Im Rahmen der Primärregelung wird die Leistung aller Generatoren im Netz derart angepasst, dass sich ein Leistungsgleichgewicht einstellt. Sobald dieses Gleichgewicht erreicht ist, stellt sich eine quasi-stationäre Frequenz ein. Auf Grund des Droops der Generatoren beträgt diese Frequenz allerdings nicht exakt 50 Hz. Um die Frequenz auf ihren Sollwert zu bringen, muss zusätzlich die Sekundärregelleistung in der betroffenen Regelzone aktiviert werden. Die, sich bei einem Fehlerfall ergebende, maximale Frequenzabweichung hängt von mehreren Faktoren ab:

- der in den rotierenden Massen gespeicherten kinetischen Energie
- der Anzahl der an der Primärregelung beteiligten Generatoren und die Aufteilung der Primärregelleistung (PRL) zwischen diesen Generatoren
- den dynamischen Eigenschaften der Maschinen und Lasten (Selbstregeleffekt der Lasten)

Die stationäre Frequenzabweichung nach der Primärregelung hängt ihrerseits hauptsächlich von der Größe des Leistungungleichgewichtes und den Frequenzcharakteristika des Netzes ab.

Die Primärregelleistung im europäischen Verbundsystem ist derart ausgelegt, dass sie den Ausfall zweier großer Kraftwerke, ausgleichen können soll. Größere Ausfälle sind erfahrungsgemäß sehr unwahrscheinlich. Dieser Auslegungsfall entspricht einem Erzeugungsausfall/-überschuss mit einer Leistung von 3 GW. Die Primärregelleistung muss in der Lage sein, die Frequenz so zu stabilisieren, dass kein automatischer Lastabwurf erfolgt. Weiters darf die quasi-stationäre Frequenzabweichung nach der Primärregelung bei Berücksichtigung eines Selbstregeleffektes der Lasten von 1 %/Hz, 180 mHz nicht überschreiten. Für den Fall, dass kein Selbstregeleffekt der Lasten berücksichtigt wird, darf die quasi-stationäre Frequenzabweichung höchstens 200 mHz betragen. Abbildung 2.4 zeigt den Verlauf der Frequenz für typische Leistungsabweichungen und Systemparameter und für die sogenannte „design hypothesis“. Die „design hypothesis“ dient als Grundlage für die Untersuchungen zur Auslegung von EFR. Die angenommenen Werte für die einzelnen Parameter der design hypothesis sind in Tabelle 2.1 aufgelistet.



A Loss in generating capacity: $P = 3000 \text{ MW}$, $P_{\text{network}} = 150 \text{ GW}$, self-regulating effect of load: $1\% / \text{Hz}$
 B1 Loss in generating capacity: $P = 1300 \text{ MW}$, $P_{\text{network}} = 200 \text{ GW}$, self-regulating effect of load: $2\% / \text{Hz}$
 B2 Loss in generating capacity: $P = 1300 \text{ MW}$, $P_{\text{network}} = 200 \text{ GW}$, self-regulating effect of load: $1\% / \text{Hz}$

Abbildung 2.4: Frequenzverläufe bei Leistungsausfällen mit verschiedenen Parametern [8]

Tabelle 2.1: Werte für die einzelnen Systemparameter nach [8]

Leistungsabweichung	$\pm 3000 \text{ MW}$
Systemleistung	150 GW
Selbstregelleffekt der Lasten	$1\% / \text{Hz}$
Netzanlaufzeitkonstante	$10\text{-}12 \text{ s}$
Maximale quasi-stationäre Frequenzabweichung	$180 \text{ mHz} / 200 \text{ mHz}$
Totband zur Aktivierung der Primärregelung	$\pm 20 \text{ mHz}$
Sicherheitsband zum automatischen Lastabwurf	200 mHz

Wie aus Abbildung 2.4 und Tabelle 2.1 ersichtlich ist, ist die maximal erlaubte Frequenzabweichung 800 mHz . Somit bleibt zur Frequenz, bei der ein automatischer Lastabwurf erfolgt, ein Sicherheitsband von 200 mHz . Dieses Sicherheitsband ist notwendig um folgende Effekte zu berücksichtigen:

- mögliche stationäre Frequenzabweichung vor Eintritt der Leistungsabweichung ($\sim 50 \text{ mHz}$)
- Unempfindlichkeit der Turbinenregler ($\sim 20 \text{ mHz}$)
- größere unberücksichtigte dynamische Frequenzabweichungen ($\sim 50 \text{ mHz}$)
- weitere Unsicherheiten im Modell ($\sim 80 \text{ mHz}$)

Um unerwünschte dynamische Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Regelzonen während der Bereitstellung der Primärregelleistung zu vermeiden ist es notwendig, dass die PRL nach einem vorgegebenen Zeitschema erbracht wird. Dieses Zeitschema sieht vor, dass die Leistung bei einem Ausfall von 1500 MW innerhalb von 15 s bzw. bei einem Ausfall zwischen 1500 und 3000 MW entsprechend einem linearen Verlauf innerhalb von 15 bis 30 s voll aktiviert werden soll. Dies entspricht

einem Leistungsgradienten von 100 MW/s. Der geforderte Zeitverlauf zur Erbringung der Primärregelleistung ist in Abbildung 2.5 dargestellt.

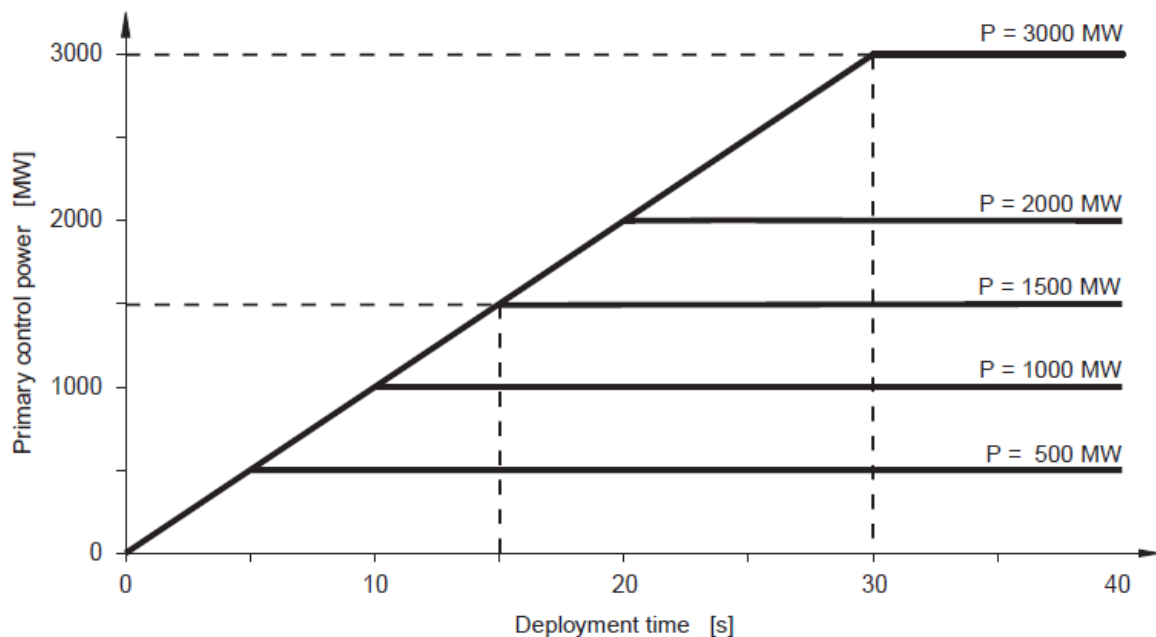


Abbildung 2.5: Geforderter Zeitverlauf zur Erbringung der Primärregelleistung [8]

2.3 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung hat die Aufgabe die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen und das Leistungsgleichgewicht in allen Regelzonen wiederherzustellen und somit die Primärregelung abzulösen. Im Gegensatz zur Primärregelung, die im gesamten Verbundsystem durchgeführt wird, wird die Sekundärregelleistung lediglich in der betroffenen Regelzone erbracht. Die Sekundärregelung arbeitet entsprechend der sogenannten „network characteristic method“. Diese Methode dient dazu festzustellen ob die Abweichungen im Leistungsaustausch mit den benachbarten Regelzonen aus einem Leistungsungleichgewicht oder der Bereitstellung von Primärregelleistung stammen. Hierfür wird die folgende Gleichung ausgewertet:

$$G = P_{mess} - P_{plan} + K_{ri} \cdot (f_{mess} - f_0), \quad (2.5)$$

wobei G den Regelzonenfehler (ACE - Area Control Error), P_{mess} den gemessenen Leistungsaustausch, P_{plan} den vorgesehenen Leistungsaustausch, K_{ri} den K-Faktor (die System-Frequenz-Charakteristik) der jeweiligen Regelzone und $(f_{mess} - f_0)$ die Frequenzabweichung darstellt. Hierbei wird von der Regelzone gelieferte Leistung positiv und bezogene Leistung negativ betrachtet.

Der K-Faktor entspricht der System-Frequenz-Charakteristik λ der jeweiligen Regelzone. Da sich dieser Wert in Abhängigkeit der Nennlast der Generatoren laufend ändert, müsste der K-Wert regelmäßig angepasst werden. Ein unkoordiniertes Verändern der K-Werte in den einzelnen Regelzonen führt allerdings zu größeren Fehlern als die, die bei konstant gehaltenen K-Faktoren auftreten. Aus diesem Grund wird der K-Faktor konstant gehalten. Um die Primärregelleistung eher zu unterstützen als ihr entgegen zu wirken, wird der K-Wert leicht höher als λ gewählt.

Im Falle eines Fehlers außerhalb der Regelzone entspricht die Abweichung im Leistungsaustausch ($P_{mess} - P_{plan}$) genau der gelieferten Primärregelleistung $K_{ri} \cdot (f_{mess} - f_0)$ und der Regelzonenfehler beträgt null, wodurch die Sekundärregelung in dieser Regelzone nicht aktiviert wird.

Im Falle eines Fehlers innerhalb der Regelzone, entspricht die Abweichung im Leistungsaustausch ($P_{mess} - P_{plan}$) der bezogenen Primärregelleistung, die sich mit der bereitgestellten Primärregelleistung $K_{ri} \cdot (f_{mess} - f_0)$ zum Regelzonenfehler G addiert. Der Regelzonenfehler entspricht genau dem Wert der ausgefallenen Leistung. Um das Leistungsgleichgewicht wiederherzustellen, wird die Sekundärregelung in dieser Regelzone mit eben dieser Leistung aktiviert.

Die Sekundärregelung entspricht ihrem Verhalten nach einem PI-Regler, der wie folgt charakterisiert werden kann:

$$\Delta P_{di} = -\beta_i \cdot G_i - \frac{1}{T_{ri}} \cdot \int G_i dt, \quad (2.6)$$

wobei ΔP_{di} die Korrekturvariable, der für die Sekundärregelung bestimmenden Generatoren, β_i die Verstärkung der Sekundärregelleistung (SRL), T_{ri} die Integrationszeitkonstante und G_i den Regelzonenfehler in der Regelzone i bezeichnen.

Bedingt durch das Verhalten des PI-Reglers und Zeitverzögerungen bei der Datenkommunikation und der Aktivierung der SRL kann keine genaue Kompensation des Leistungsungleichgewichtes erfolgen. Dies führt zu einem geringen, bleibenden Leistungsaustausch zwischen den einzelnen Regelzonen [10].

Die Frequenz wird durch die Sekundärregelung entsprechend der folgenden Formel zurückgeführt:

$$H(t) = f_0 \pm A \cdot e^{-\frac{t}{T}} \quad (2.7)$$

Mit

$$A = 1,2 \cdot \Delta f_2, \quad (2.8)$$

wobei Δf_2 die maximale Frequenzabweichung beschreibt, die, nach dem zum Leistungsungleichgewicht führenden Vorfall, auftritt.

Die Systemfrequenz muss innerhalb von 900 s mit einer Genauigkeit von 20 mHz auf die Nennfrequenz zurückgeführt werden. Somit ergibt sich T aus der folgenden Gleichung:

$$T = \frac{900}{\ln\left(\frac{A}{d}\right)} \quad (2.9)$$

wobei $d = 20 \text{ mHz}$ beträgt und A sich aus Formel (2.8) ergibt.

Die Verläufe der Frequenz, im Zuge der Sekundärregelung, für verschiedene Leistungsausfälle sind in Abbildung 2.6 dargestellt.

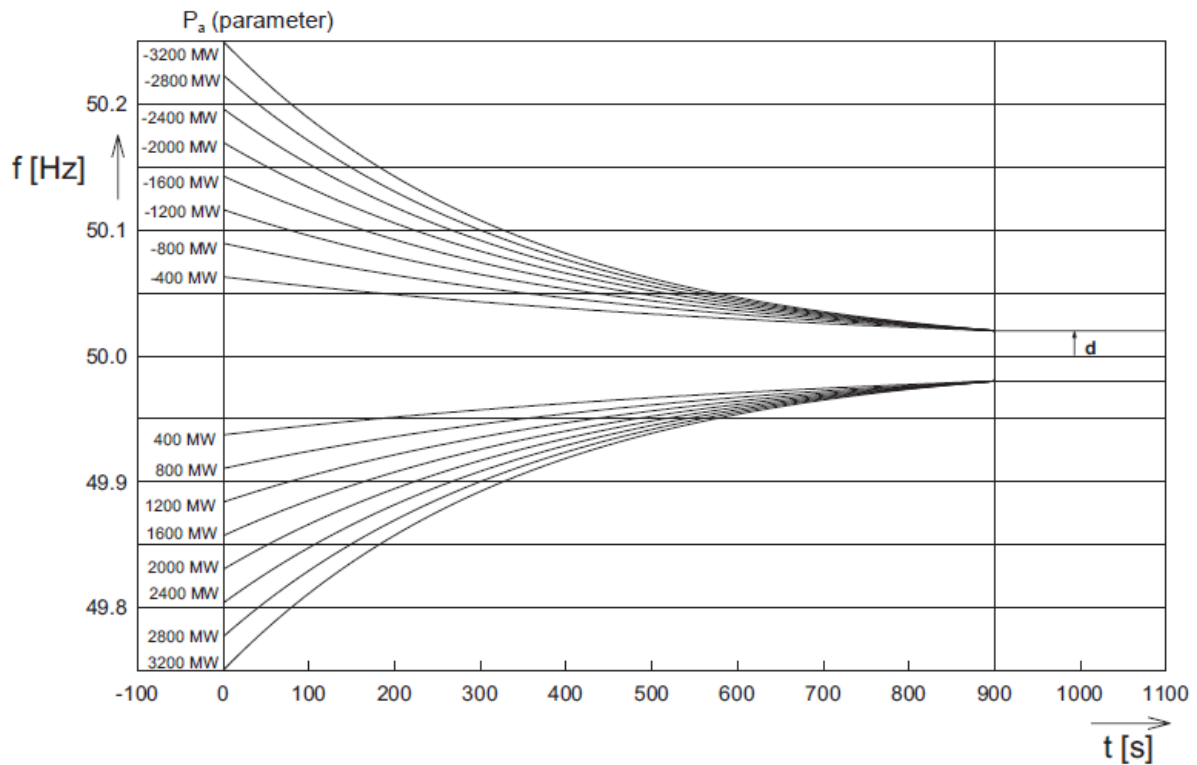


Abbildung 2.6: Frequenzverlauf im Zuge der Sekundärregelung für verschiedene Leistungsausfälle [8]

2.4 Tertiärregelung

Tertiärregelung beschreibt automatische und manuelle Änderungen in den Arbeitspunkten der Kraftwerke und Lasten, mit dem Ziel die Sekundärregelung zu entlasten und die SRL auf die jeweiligen Erzeugungsanlagen optimal aufzuteilen. Weitere Maßnahmen neben der Änderung der Arbeitspunkte, stellen die Änderung des Leistungsaustausches zwischen den Regelzonen und Lastmanagement dar. Durch die Tertiärregelung soll gewährleistet werden, dass die Frequenz ihren Sollwert annimmt und die Sekundärregelung derart entlastet wird, dass sie für spätere Fehlbilanzen erneut zur Verfügung steht.

Eine Übersicht der zeitlichen Staffelung der Regelleistungen zeigt Abbildung 2.7.

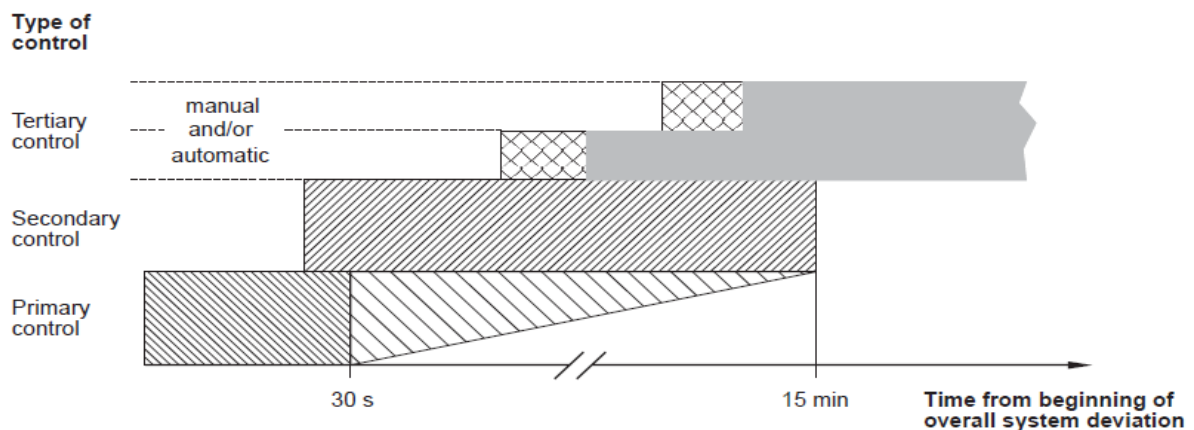


Abbildung 2.7: Zeitliche Staffelung der Regelleistungen [8]

2.5 Weitere Aspekte zur Erhöhung der Netzstabilität

Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, ist die Primärregelleistung so ausgelegt, dass ein Leistungsausfall oder -Überschuss nach der design hypothesis, ohne automatischen Lastabwurf beherrscht werden kann. Einen wichtigen Einflussfaktor bei den aufgestellten Berechnungen stellt die Netzanlaufzeitkonstante dar. Erneuerbare Erzeuger, wie PV-Anlagen sind meist über Umrichterschaltungen an das Netz angeschlossen und können deswegen keine Schwungmasse bereitstellen. Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien ist somit zu erwarten, dass die Netzanlaufzeitkonstante zukünftig stark abnimmt [4]. Dies führt dazu, dass sich Leistungsungleichgewichte stärker und schneller auf die Frequenz auswirken. Dieser Sachverhalt kann mit folgender Formel beschrieben werden:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{P_{\Sigma}} \cdot \frac{f_N}{T_A} \cdot \frac{f_N}{f} \quad (2.10)$$

wobei f die Frequenz, df/dt den Frequenzgradienten, ΔP die Leistungsabweichung, P_{Σ} die Gesamtsystemleistung, f_N die Nennfrequenz und T_A die Netzanlaufzeitkonstante darstellen.

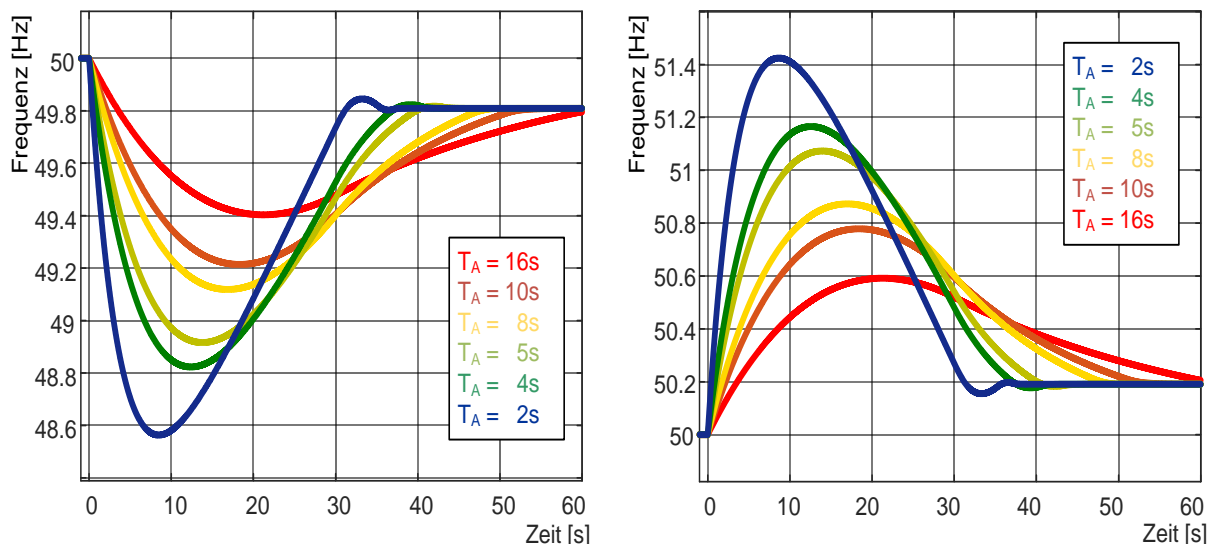


Abbildung 2.8: Verlauf der Frequenz für unterschiedliche Werte der Netzanlaufzeitkonstante [11]

Durch die Abnahme der Netzanlaufzeitkonstante ist es, wie in Abbildung 2.8 dargestellt, möglich, dass die Primärregelleistung nicht schnell genug bereitsteht, um die Frequenz von 49,2 Hz bzw. 50,8 Hz nicht unter- bzw. überschreiten. Dies würde wiederum zu einem automatischen Lastabwurf und somit einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit führen.

Um diese Situation bewältigen zu können, stehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Erhöhen der Netzanlaufzeitkonstante durch den Einsatz virtueller Schwungmassen
- Bereitstellen einer ausreichend schnellen Regelleistung

2.5.1 Virtuelle Schwungmasse

Bei virtuellen Schwungmassen handelt es sich um elektrische Speicher, die plötzliche Leistungsdifferenzen im Netz ausgleichen können sollen. Die Speicher sind über Umrichter mit dem Netz verbunden, die einen bidirektionalen Energieaustausch zwischen dem Speicher und dem Netz ermöglichen. Durch die sehr schnelle Bereitstellung der Energie, wirken diese Speicher, wie

mechanische Schwungmassen, die durch Verändern ihrer Drehzahl (entsprechend der Änderung der Frequenz) kinetische Energie aufnehmen oder abgeben. Durch dieses Verhalten tragen virtuelle Schwungmassen zu einer Vergrößerung der Netzanlaufzeitkonstante bei und kompensieren somit die Auswirkung zunehmender erneuerbarer Erzeugung. Den prinzipiellen Aufbau einer, ans Netz gekoppelten, virtuellen Schwungmasse zeigt Abbildung 2.9.

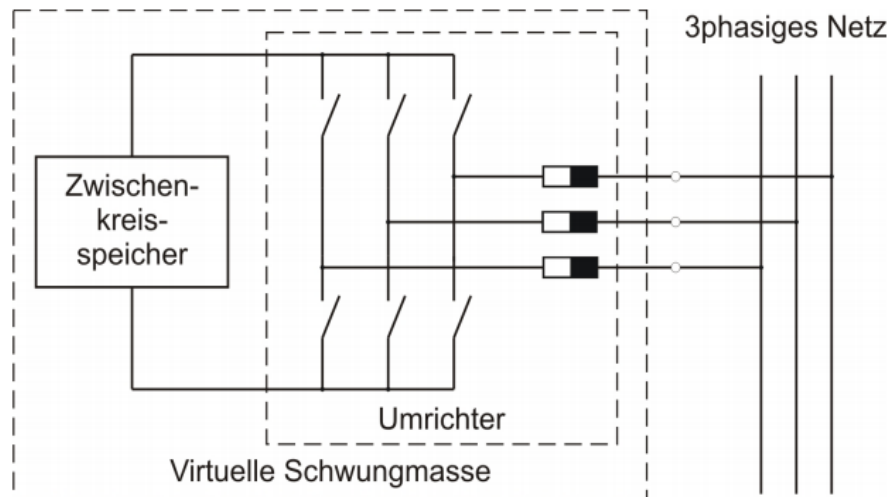


Abbildung 2.9: Prinzipieller Aufbau einer, ans Netz gekoppelten, virtuellen Schwungmasse [12]

2.5.2 Enhanced Frequency Response (EFR)

Die zweite Möglichkeit, stellt die Einführung eines neuen Regelleistungsproduktes dar, welches wesentlich schneller als die Primärregelung abgerufen werden kann. Durch die schnellere Aktivierung dieser Leistung könnte der starke, anfängliche Frequenzabfall in Folge eines Leistungsungleichgewichtes ausreichend abgeschwächt werden, damit die Netzstabilität gewährleistet bleibt. Solch ein Regelleistungsprodukt wurde im Vereinigten Königreich im Sommer 2016 unter dem Namen „Enhanced Frequency Response“ (EFR) eingeführt, bzw. existiert in ähnlicher Form schon in bestimmten Inselnetzen, wie Guadalupe. Die Anforderungen an EFR unterscheiden sich in Abhängigkeit der Systemparameter teils deutlich.

Im Vereinigten Königreich wird EFR zur Erhöhung der Frequenzstabilität und Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt. Dies ist auch anhand des, in Abbildung 2.10 dargestellten Verlaufs der EFR-Leistung in Abhängigkeit der Frequenz ersichtlich. Das elektrische System im Vereinigten Königreich unterscheidet sich von dem in Kontinentaleuropa hauptsächlich durch seine Größe und die Struktur der Regelenergien. So beträgt die Spitzenlast im Vereinigten Königreich etwa 61 GW und die installierte Kapazität 87 GW, von denen 71 GW an das Übertragungsnetz angeschlossen sind [13]. Entsprechend der geringeren installierten Kapazität, gibt es auch weniger rotierende Massen im System, was sich durch eine kleinere Netzanlaufzeitkonstante, im Bereich von 6-8 s, bemerkbar macht [4]. Die Primärregelung muss im Vereinigten Königreich innerhalb von 10 s voll verfügbar sein und für weitere 20 s geliefert werden können. Die Sekundärregelung muss innerhalb von 30 s voll verfügbar sein und für weitere 30 min erbracht werden. Eine Tertiärregelung gibt es im Vereinigten Königreich nicht. EFR gliedert sich in diesen zeitlichen Ablauf schließlich, wie folgt ein: es muss innerhalb von 1 s voll verfügbar sein und für maximal 30 min geliefert werden können [14] [15].

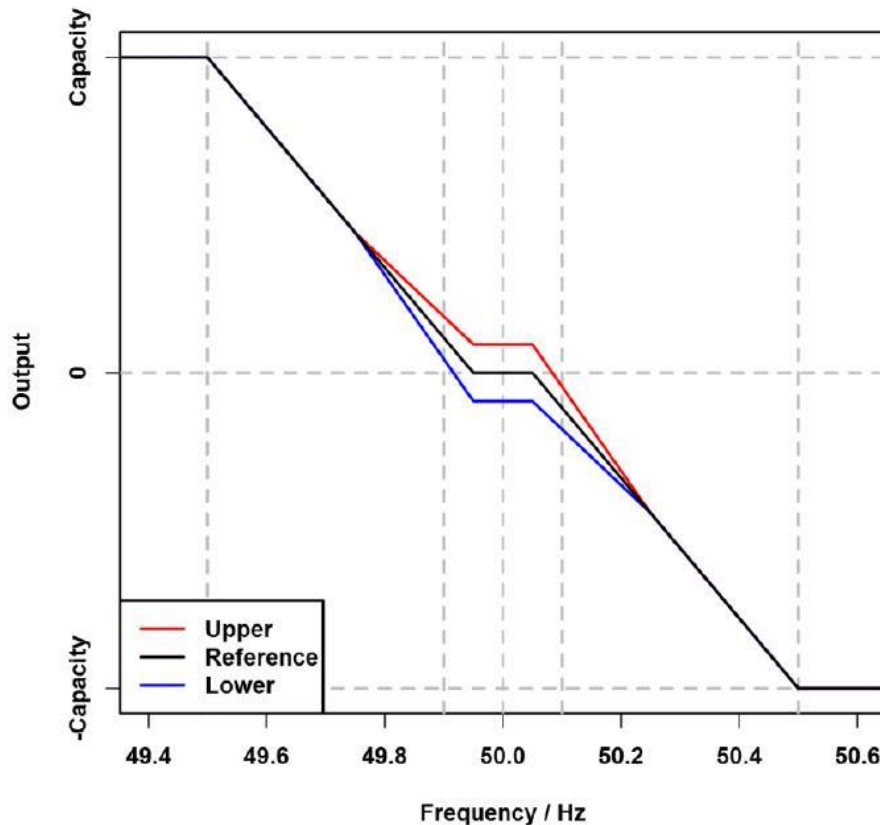


Abbildung 2.10: Geforderte EFR-Leistung in Abhängigkeit der Frequenz (UK) [16]

Die von der EDF betriebenen Inselnetze, wie Guadalupe, weisen meist Spitzenlasten im Bereich von 115-435 MW auf. Sie sind somit deutlich kleiner als die Netze in Europa oder UK und reagieren dadurch auf etwaige Leistungsausfälle wesentlich stärker. In Guadalupe wird im Rahmen der Primärregelung gefordert, dass die Erzeugungseinheiten ihre Leistung binnen 15 s entsprechend anpassen und diese Leistung für 15 min halten können sollen. Wie es in Inselnetzen oft der Fall ist, existiert auch in Guadalupe keine Sekundärregelung. Die Tertiärregelung wird nach etwa 10 min hochgefahren und löst somit die Primärregelung ab. Abbildung 2.11 zeigt eine Analyse der Fehlerfälle für die Jahre 2006 bis 2008 in Guadalupe. Diese Analyse hat ergeben, dass etwa 2/3 der aufgetretenen Störungen keine Auswirkung auf die Versorgungssicherheit hatten. Die anderen Fälle, für die ein automatischer Lastabwurf erfolgt ist, weisen eine gleiche Aufteilung auf Störungen auf, für die eine ausreichende Reservekapazität zur Verfügung stand und auf Fehlerfälle für welche dies nicht gegeben war. Die Tatsache, dass in den Fällen, mit ausreichender Reservekapazität, trotzdem ein Lastabwurf erfolgte, weist darauf hin, dass die Primärregelleistung nicht schnell genug ist um das System (in diesen Fällen) zu stabilisieren. Aus diesem Grund wird eine schnelle Leistung, wie EFR, hier Dynamic Frequency Control Support genannt, im Zeitbereich weniger Sekunden benötigt. Es wird gefordert, dass DFCS innerhalb einer Sekunde voll verfügbar ist und mindestens solange geliefert wird, bis die Frequenz ihr Minimum erreicht. Anschließend wird sie langsam zurückgefahren. Die zeitliche Staffelung der Regelleistungen in Guadalupe ist in Abbildung 2.12 dargestellt [17].

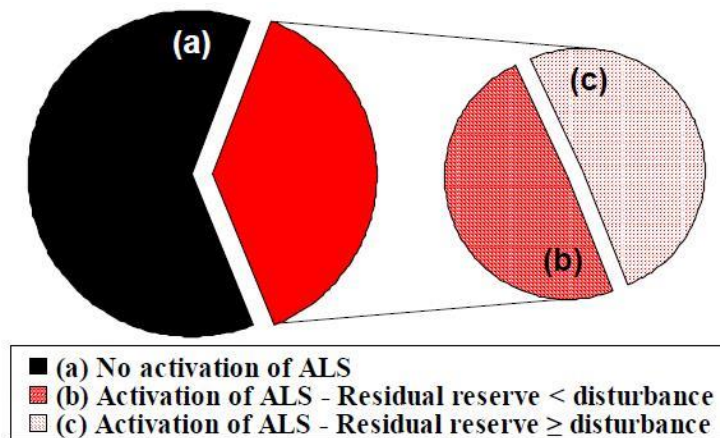


Abbildung 2.11: Analyse der Fehlerfälle in Guadalupe für 2006-2008 [17]

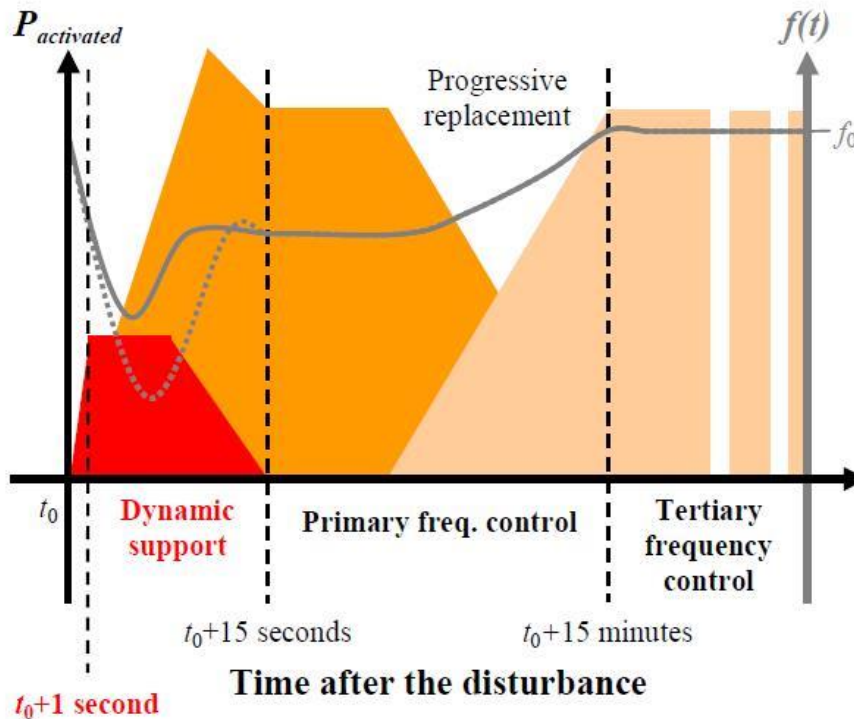


Abbildung 2.12: Zeitliche Staffelung der Regelleistungen [17]

In Kontinentaleuropa könnte sich EFR als zusätzliches Regelprodukt neben der Primärregelung im Sekunden bis Minuten Bereich als eine Art „Notfallreserve“ eingliedern, die nur abgerufen wird, falls die Primärregelung nicht ausreicht um die Frequenz im gewünschten Bereich zu halten. Dies ist der Fall, wenn der Frequenzgradient einen bestimmten kritischen Wert übersteigt. Die genauen Grenzwerte zur Aktivierung von EFR werden in Kapitel 4 ermittelt.

Es wäre auch ein Einsatz zur Erhöhung der Frequenzstabilität möglich, bei dem EFR auch bei kleineren unkritischen Abweichungen der Frequenz aktiviert wird. Um diese Einsatzmöglichkeiten zu untersuchen, und die möglichen Werte der Parameter für Kontinentaleuropa zu ermitteln, werden verschiedene Modelle aufgestellt, die im nächsten Kapitel näher beschrieben werden.

2.6 System Split

Ein System Split beschreibt den Vorgang, bei dem ein Synchrongebiet in kleinere Synchrongebiete aufgeteilt wird, um ein Systemweites Blackout zu verhindern. Ein System Split stellt, auf Grund der meist wesentlich größeren Leistungsungleichgewichte und kleineren Netzanlaufzeitkonstanten als in der design hypothesis angenommen, für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit einen äußerst kritischen Fall dar.

Im November 2006 musste wegen bedeutender Mengen an Windenspeisung in Norddeutschland und dem Ausfall mehrerer Hochspannungsleitungen ein System Split in Kontinentaleuropa vorgenommen werden. Hierbei wurde das System in drei Bereiche aufgeteilt, wobei in allen Bereichen beträchtliche Leistungsungleichgewichte herrschten. Im westlichen Bereich führte das Leistungsungleichgewicht zu einem so starken Frequenzabfall, dass 15 Millionen Haushalte ohne Strom waren. Die Aufteilung des Synchrongebietes auf die drei Bereiche und die jeweiligen Frequenzabweichungen in den Gebieten zeigt Abbildung 2.13

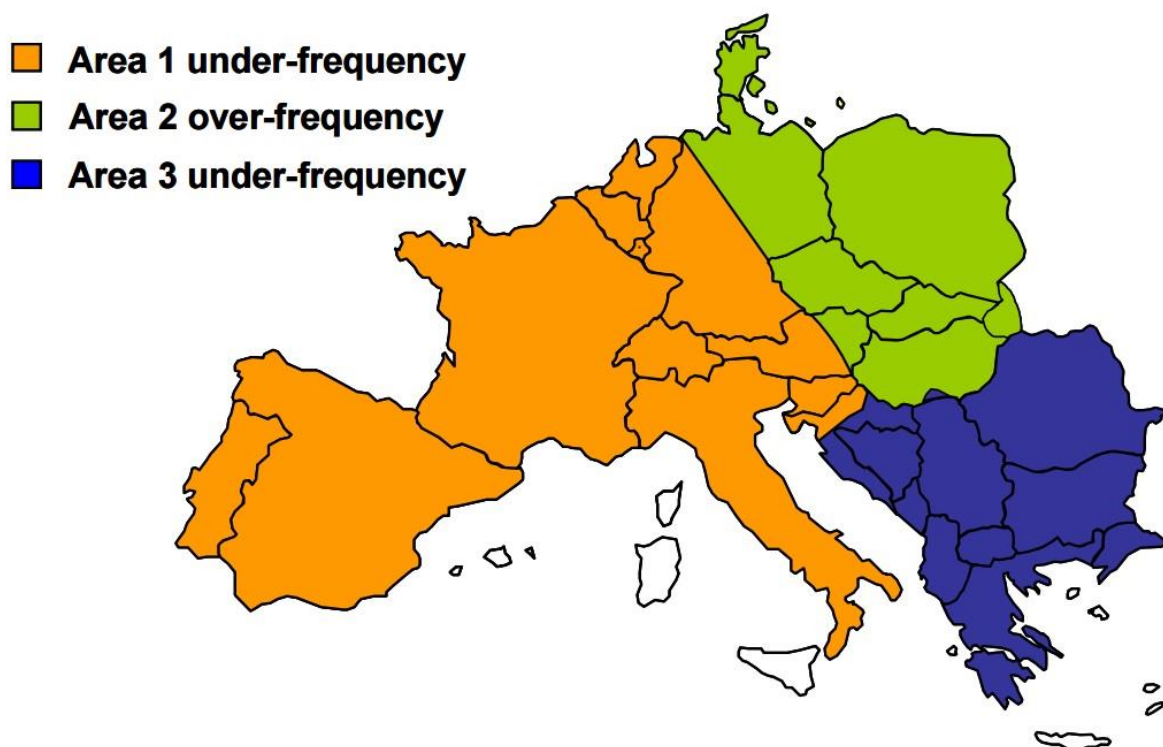


Abbildung 2.13: System Split in Kontinentaleuropa (2006) [18]

Durch ausreichende Reserven und Lastabwürfe konnte die Frequenz in den Bereichen 1 und 3 innerhalb von 20 Minuten wiederhergestellt werden. Das gesamte Kontinentaleuropäische Synchrongebiet konnte innerhalb von 38 Minuten nach dem Ausfall synchronisiert werden. Besonders in solchen Fällen ist die Bedeutung von schnellen Regelreserven, wie EFR von großer Bedeutung, da durch sie ein Blackout des Systems verhindert werden und die Stabilität rasch wiederhergestellt werden kann.

Kapitel 3

Methodik

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Diplomarbeit, wird ein Modellierungs-/Simulationsansatz gewählt. Hierfür werden die verschiedenen Modelle in Form von Blockschaltungen in der Modellierungs- und Simulationssprache MATLAB/SIMULINK© implementiert. Um die verschiedenen Einsatzmöglichkeiten von EFR zu untersuchen, werden drei Modelle erstellt. Das dynamische und statische Modell dienen zur Untersuchung des Einsatzes von EFR als eine Art Notfallreserve. Das UK-Modell dient zur Untersuchung von EFR als Regelleistungsprodukt zur Verbesserung der allgemeinen Frequenzqualität. Im Vordergrund der Simulationen steht die Ermittlung der verschiedenen Parameter von EFR, wie der notwendigen Leistung, Anlaufzeit und Haltedauer, für den Einsatz in Kontinentaleuropa in Abhängigkeit der Systemparameter. Weiters wird untersucht, ob und welche Einschränkungen sich aus diesen Werten der einzelnen Parameter, für eine Realisierung mit Batteriespeichern, ergeben.

Im Folgenden werden die einzelnen Modelle anhand der Blockschaltungen erklärt. Da die Blockschaltbilder recht ausgedehnt sind, können sie im Ganzen nicht gut erkenntlich dargestellt werden. Zu diesem Zweck werden die einzelnen funktionalen Einheiten separat abgebildet. Um zu sehen, wie diese Einheiten verknüpft sind, wird zusätzlich eine Abbildung über die gesamte Blockschaltung gezeigt. Einige Einheiten, wie der Selbstregelleffekt der Lasten oder die Primärregelung werden in allen drei Modellen verwendet. Diese werden zu einem Grundmodell zusammengefasst und nachfolgend in Detail behandelt.

3.1 Grundmodell

Das Grundmodell bezeichnet jenen Teil der einzelnen Modelle, der das Verhalten des elektrischen Systems ohne EFR nachbildet. Dieses Grundmodell findet sich somit in allen drei Modellen gleichermaßen wieder. Es beinhaltet die Logik zur Berechnung:

- der Frequenz,
- der Momentanreserve,
- der Primärregelung und
- der Leistung durch den Selbstregelleffekt der Lasten

3.1.1 Berechnung der aktuellen Frequenz

Sowohl die Primärregelung als auch der Selbstregelleffekt der Lasten aber auch EFR benötigen die Frequenz bzw. deren Abweichung vom Sollwert als Eingangsgrößen. Hierfür muss jeweils die aktuelle

Frequenz berechnet werden. Der Frequenzgradient wird mittels Formel (2.10) aus Abschnitt 2.4 ermittelt.

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{P_{\Sigma}} \cdot \frac{f_N}{T_A} \cdot \frac{f_N}{f} \quad (3.1)$$

ΔP stellt hierbei die Leistungsabweichung nach der folgenden Gleichung dar.

$$\Delta P = P_{Ausfall} + P_{Primär} + P_{Selbstregeleffekt} + P_{EFR} \quad (3.2)$$

Um die aktuelle Frequenz zu erhalten, wird der nach Formel (3.1) berechnete Frequenzgradient, mit der Nennfrequenz als Anfangswert, integriert. Die Umsetzung dieser Berechnung im Modell ist in Abbildung 3.1 ersichtlich.

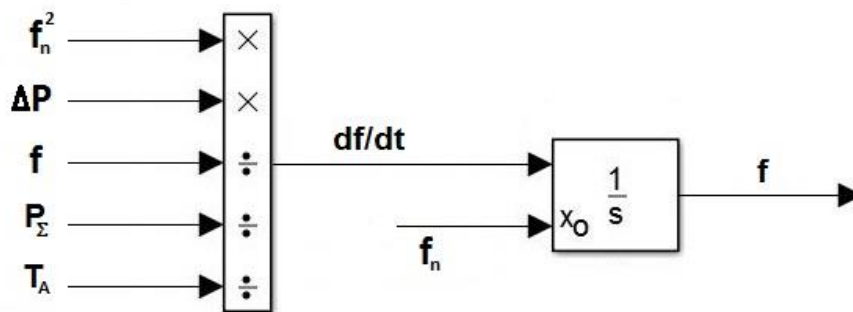


Abbildung 3.1: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Frequenz

3.1.2 Berechnung der Momentanreserve

Im ersten Augenblick, nach Eintreten einer Störung, wird das Leistungsdefizit, oder der Leistungsüberschuss nur durch die kinetische Energie der rotierenden Massen im Netz gedeckt bzw. abgefangen. Hierbei liefern die Generatoren die sogenannte Momentanreserve, wobei sich entsprechend ihre Drehzahl und somit auch ihre gespeicherte kinetische Energie verändern.

Umformen des Ausdrucks aus Formel (3.1) liefert die Momentanreserve:

$$\Delta P = \frac{df}{dt} \cdot P_{\Sigma} \cdot \frac{T_A}{f_N} \cdot \frac{f}{f_N} = \frac{df}{dt} \cdot P_{\Sigma} \cdot T_A \cdot \frac{f}{f_N^2} \quad (3.3)$$

Die Momentanreserve ist im Modell, wie in Abbildung 3.2 gezeigt, entsprechend Formel (3.3) implementiert.



Abbildung 3.2: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Momentanreserve

3.1.3 Berechnung der Primärregelleistung

Die Primärregelleistung ist im Modell, wie in Abbildung 3.3 dargestellt, implementiert worden. Es handelt sich hierbei um einen Proportional-Regler. Die Eingangsgröße ist die negative Frequenzabweichung vom Sollwert der Frequenz (50 Hz), die Ausgangsgröße ist die zu liefernde Primärregelleistung. Die Primärregelung wird erst aktiviert, wenn die Frequenz das Totband von ± 20 mHz, um den Sollwert von 50 Hz, verlässt. Für die PRL wird nach Vorgabe der design hypothesis eine Leistung von 3 GW angesetzt, die entsprechend Abbildung 2.7, mit einem Leistungsgradienten von 100 MW/s hochgefahren wird. Durch die Verstärkung wird schließlich die Forderung erfüllt, dass die quasi-stationäre Frequenzabweichung (ohne Berücksichtigung des Selbstregeleffektes der Lasten) 200 mHz nicht überschreiten darf.

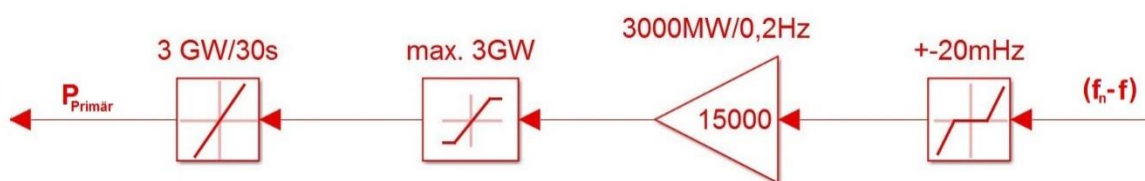


Abbildung 3.3: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Primärregelleistung

3.1.4 Berechnung der Leistung auf Grund des Selbstregeleffektes der Lasten

Die Implementierung des Selbstregeleffektes ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Um die Leistungsänderung auf Grund des Selbstregeleffektes der Lasten zu berechnen, muss lediglich die negative Frequenzabweichung mit dem angenommenen Selbstregeleffekt der Lasten und der Gesamtsystemgröße multipliziert werden.

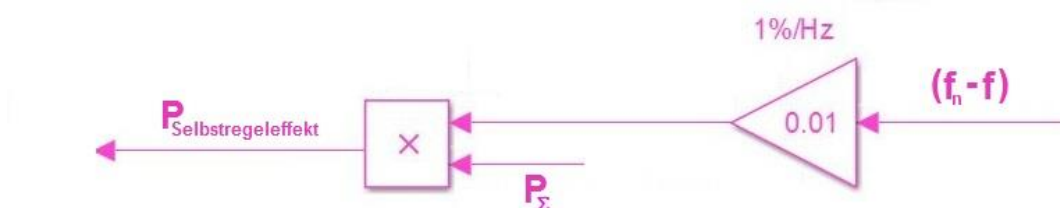


Abbildung 3.4: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Leistung auf Grund des Selbstregeleffektes

Es gilt hierbei zu beachten, dass es sich beim Selbstregeleffekt der Lasten nicht um eine zusätzlich bereitgestellte Leistung, sondern um eine Abnahme der Last handelt. Da für die Frequenzbetrachtungen allerdings nur das Gleichgewicht zwischen Leistung und Verbrauch von Bedeutung ist, macht es keinen Unterschied ob der Selbstregeleffekt als negative Last oder als positive Leistung behandelt wird.

Die Verknüpfung der vier funktionalen Einheiten zum Grundmodell zeigt Abbildung 3.5.

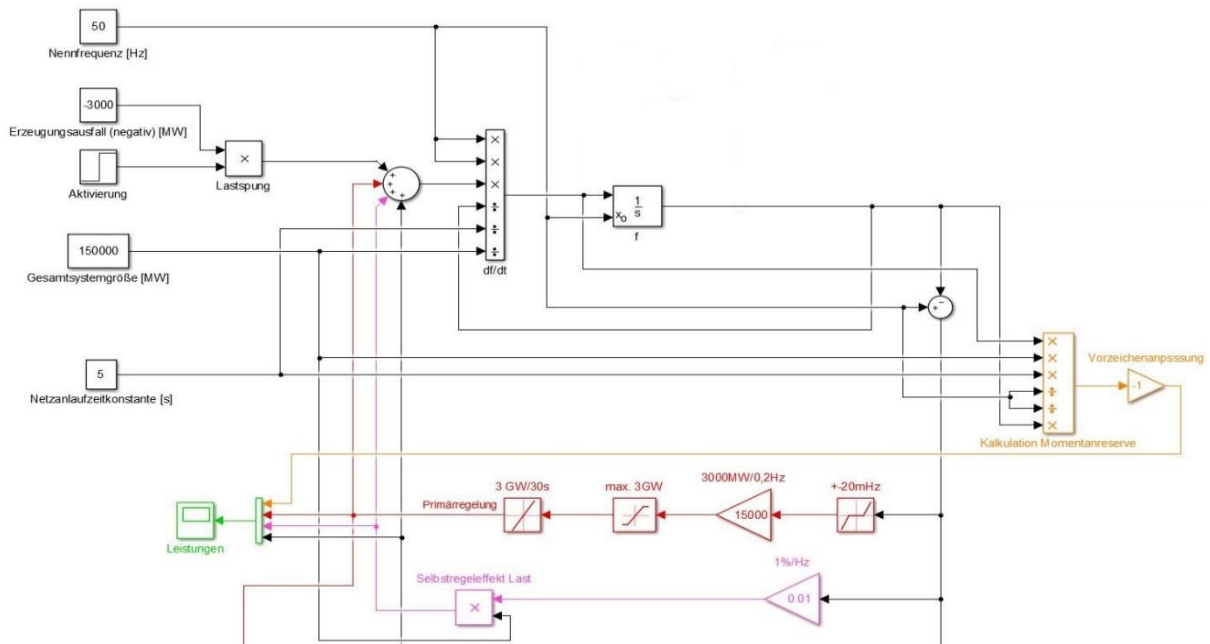


Abbildung 3.5: Das Grundmodell

3.1.5 Frequenz- und Leistungsverlauf

Das Grundmodell dient dazu das Verhalten des europäischen Verbundsystems nachzubilden. Als solches ermöglicht es, zu untersuchen, wie sich die Frequenz und die Leistungen, bei einem Leistungsausfall, entwickeln. Zunächst wird ein Leistungsausfall nach der design hypothesis betrachtet. Der zugehörige Frequenzverlauf ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Den Verlauf der Leistungen zeigt Abbildung 3.7. Wie zu erkennen ist, bleibt die Frequenz über 49,2 Hz und erreicht ihr Minimum ungefähr 20 s nach Eintritt des Fehlers, genau in dem Moment, wo die Summe der Primärregelleistung und der Leistung durch den Selbstregeleffekt 3 GW ergibt. Anschließend steigt die Primärregelleistung weiter an, wodurch die Frequenz wieder steigt. Mit steigender Frequenz sinkt jedoch die Leistung durch den Selbstregeleffekt, wodurch der Frequenzanstieg immer langsamer wird. Nach etwa 50 s stellt sich schließlich die quasi-stationäre Frequenz ein.

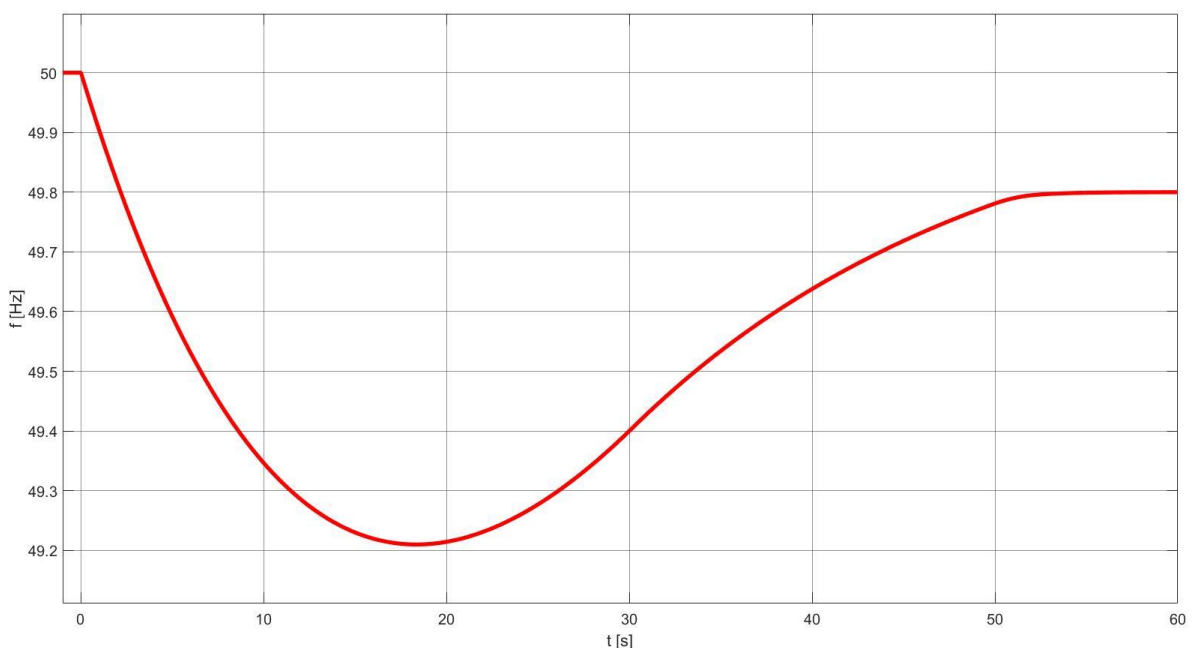


Abbildung 3.6: Verlauf der Frequenz bei einem Leistungsausfall nach der design hypothesis

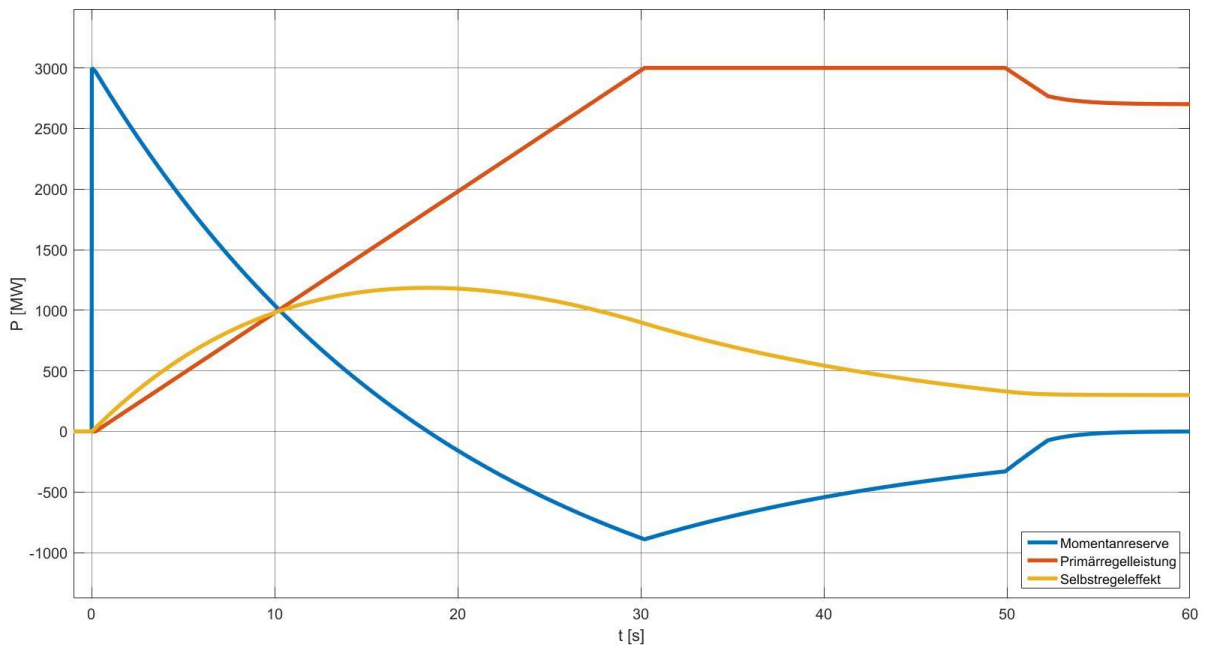


Abbildung 3.7: Verlauf der Leistungen bei einem Leistungsausfall nach der design hypothesis

Der Einfluss der Netzanlaufzeitkonstante auf die Verläufe der Frequenz und der Leistungen ist in Abbildung 3.8 und Abbildung 3.9 ersichtlich. Für den untersuchten Fall mit $T_A = 5$ s, fällt die Frequenz deutlich unter 49 Hz, was einen automatischen Lastabwurf zur Folge hätte. Durch die kleinere Trägheit des Systems nimmt die Frequenz in diesem Fall deutlich schneller ab und erreicht ihr Minimum bereits nach etwa 14 s. Dies kann auf die größere Leistung durch den Selbstregeleffekt auf Grund der größeren Frequenzabweichung zurückgeführt werden. Auch die quasi-stationäre Frequenz wird in diesem Fall wesentlich schneller erreicht, als zuvor. Damit das elektrische System auch für kleinere Werte der Netzanlaufzeitkonstante stabil bleibt, ist eine ausreichend schnelle Regelung erforderlich. In den folgenden Abschnitten wird darauf eingegangen, wie das Grundmodell mit so einer Regelleistung erweitert werden kann.

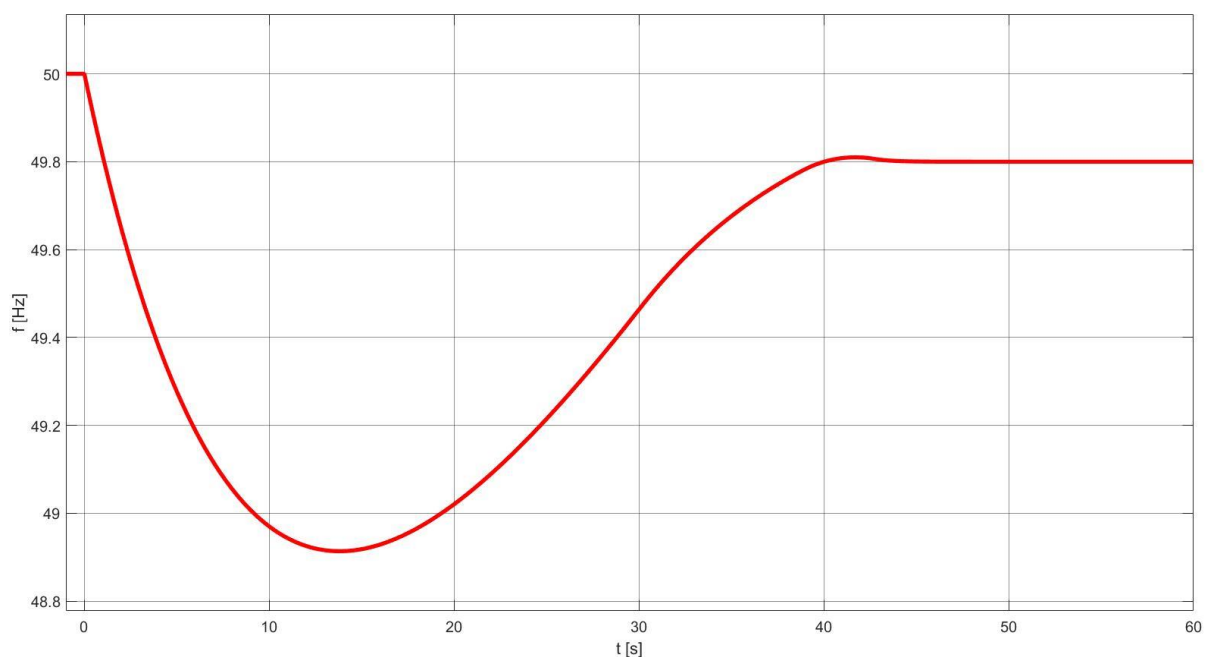


Abbildung 3.8: Verlauf der Frequenz bei einem Leistungsausfall und $T_A=5$ s

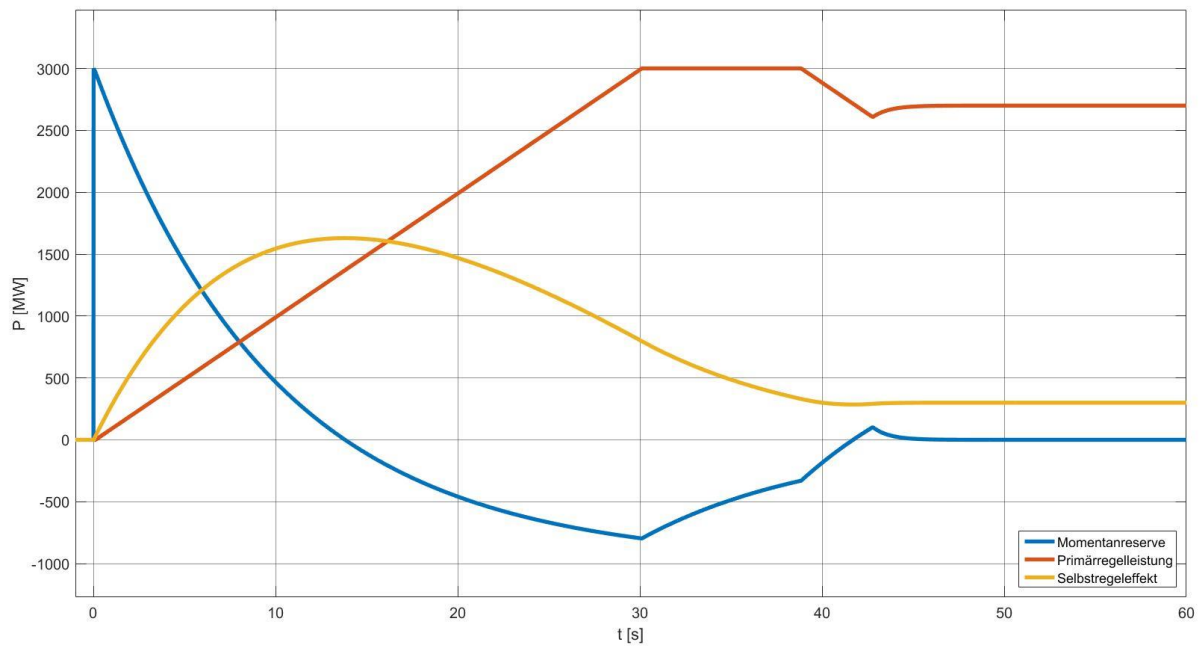


Abbildung 3.9: Verlauf der Leistungen bei einem Leistungsausfall und $T_A=5s$

3.2 Dynamisches Modell

Das dynamische Modell sieht den Einsatz von EFR als eine Art Notfallreserve vor, die nur abgerufen wird, wenn die Primärregelleistung nicht ausreichen würde, um die Frequenz im gewünschten Bereich zu halten. Das Modell dient in diesem Zusammenhang dazu, die notwendige Leistung, den Leistungsgradienten und die Haltedauer für so eine Anwendung zu ermitteln. Das Blockschaltbild für die gesamte Schaltung ist in Abbildung 3.10 dargestellt.

Die Schaltung besteht aus dem Grundmodell und dem dynamischen EFR-Modell. Das EFR-Modell ist in Abbildung 3.11 noch einmal genauer illustriert. Die Blockschaltung zur Berechnung der EFR-Leistung besteht aus zwei größeren Einheiten. Diese sind, die Einheit zum Starten und Hochfahren von EFR und die Einheit zum kontrollierten Runterfahren der aktivierten Leistung. Sowohl dieses als auch das statische Modell sehen EFR als eine Notfallreserve vor. Aus diesem Grund wird EFR nur dann aktiviert, wenn die Frequenz außerhalb eines gewissen Totbandes liegt und der Frequenzgradient einen kritischen Wert überschreitet. Um die Dauer einer Frequenzmessung nachzubilden, werden die Eingangssignale jeweils um eine gewisse Zeit verzögert. Falls die Bedingungen für die Aktivierung von EFR erfüllt sind, wird EFR auf eine vorgegebene Leistung mit einem ebenfalls vorgegebenen Leistungsgradienten hochgefahren und auf diesem Wert, bis zum Zeitpunkt der Deaktivierung, gehalten.

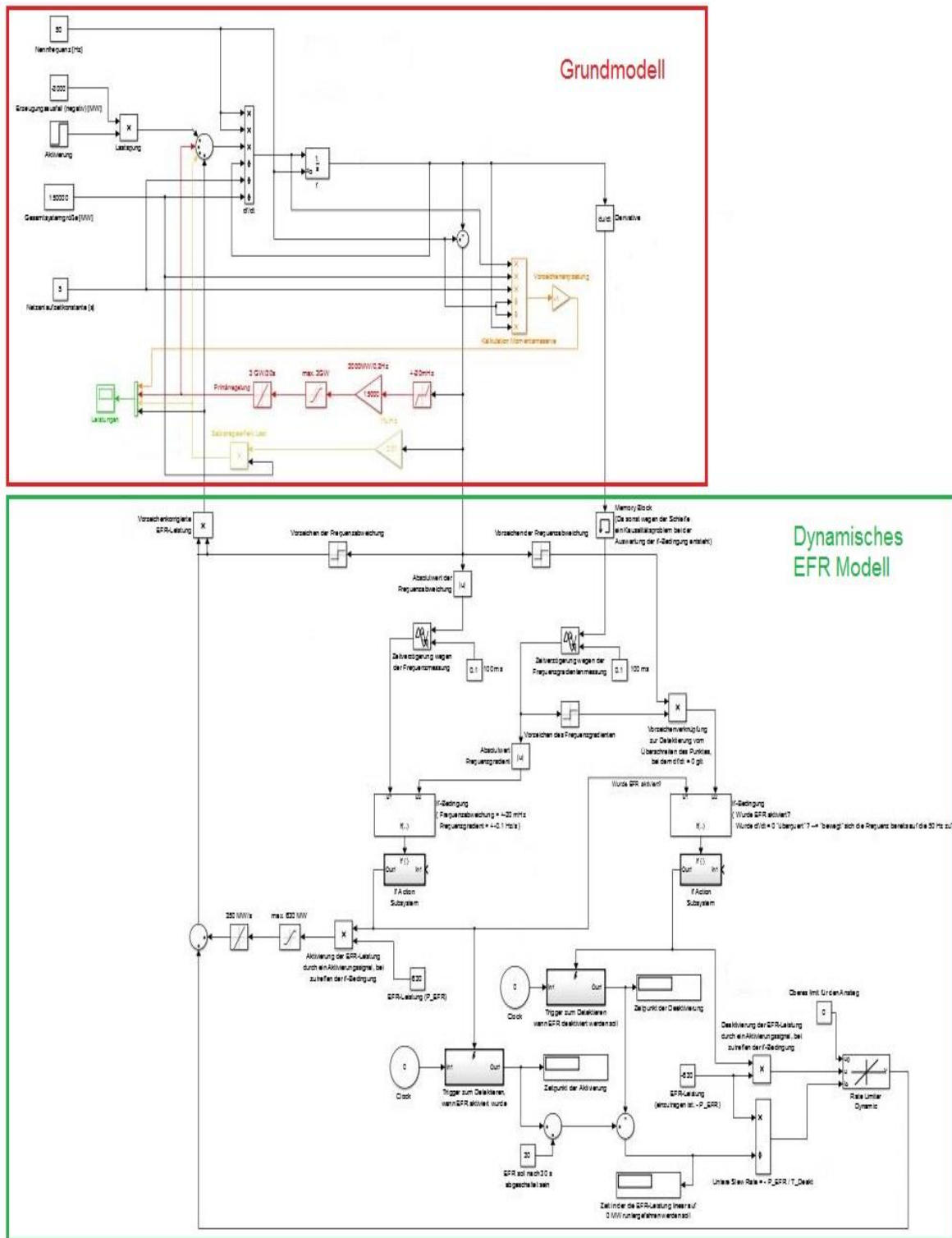


Abbildung 3.10: Dynamisches Modell

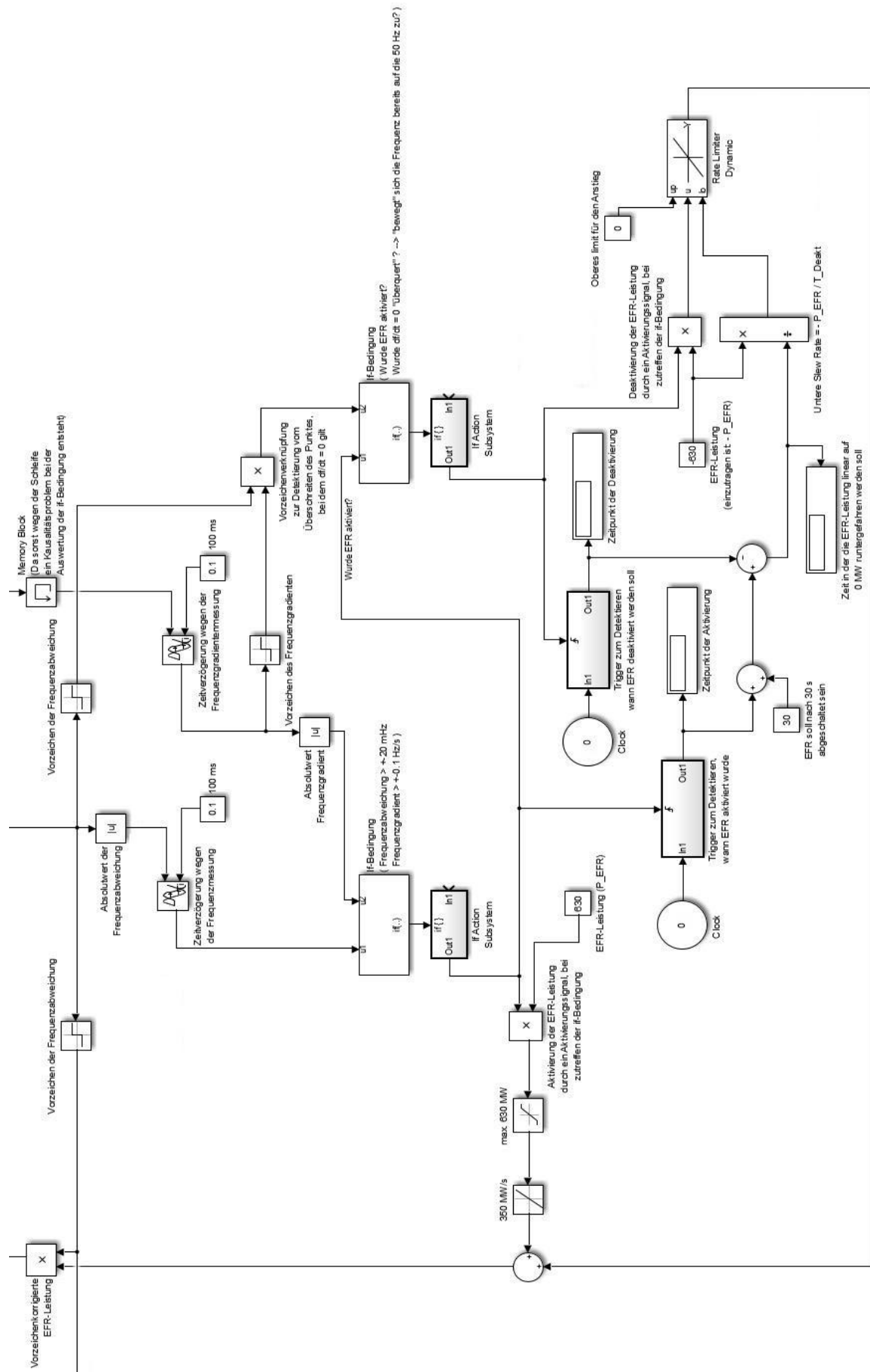


Abbildung 3.11: Dynamisches Modell (nur EFR)

Sowohl im statischen als auch im dynamischen Modell wird gefordert, dass die EFR-Leistung bis 30 s nach der Aktivierung vollständig runtergefahren wird, um ein klares Ablösen von EFR durch die Primärregelung zu erreichen. Die beiden Modelle unterscheiden sich jedoch im Zeitpunkt, zu dem EFR deaktiviert wird. Im dynamischen Modell erfolgt die Deaktivierung von EFR im Anschluss an den Moment, in dem die Frequenz wieder auf die 50 Hz „zugeht“, also, wo der Frequenzgradient sein Vorzeichen wechselt. Wird so ein Vorzeichenwechsel beim Frequenzgradienten detektiert und ist EFR aktiviert worden, so wird die Leistung in der verbleibenden Zeit bis 30 s, linear zurückgefahren. Hierfür wird der Zeitpunkt der Aktivierung und Deaktivierung von EFR erfasst und die entsprechende Abnahmerate der Leistung dynamisch berechnet. Die EFR-Leistung wird zunächst immer als positive Leistung berechnet und abschließend mit dem Vorzeichen der Frequenzabweichung entsprechend korrigiert.

Einen exemplarischen Verlauf der EFR Leistung für dieses Modell zeigt Abbildung 3.12.

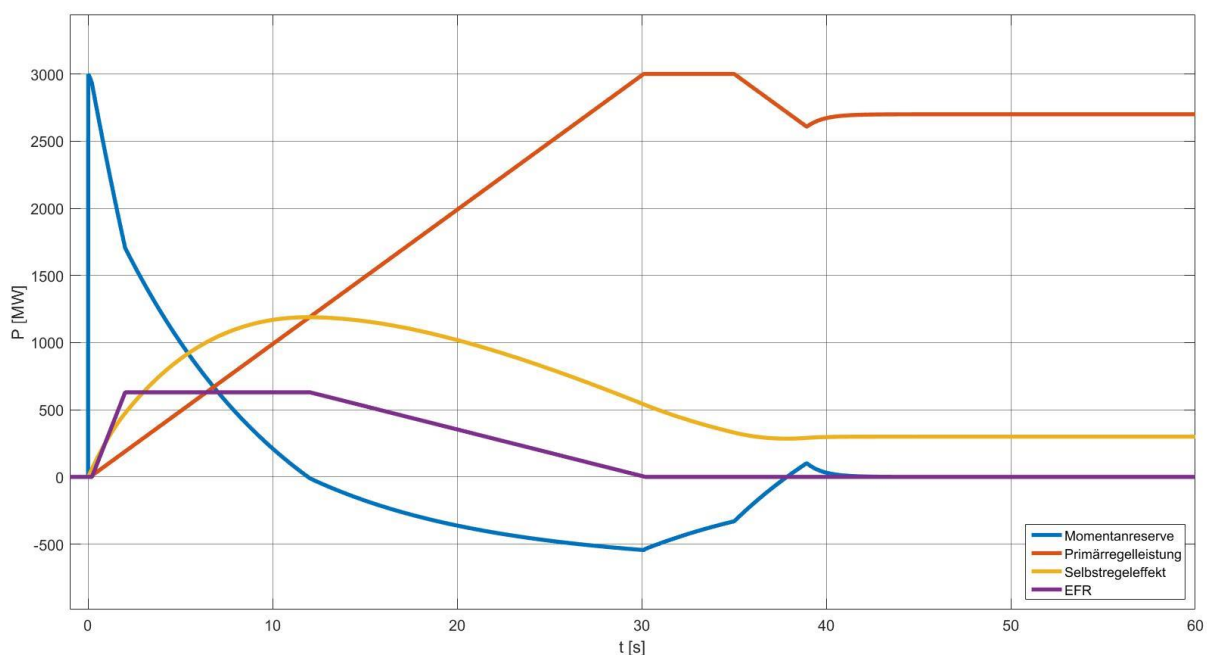


Abbildung 3.12: Exemplarischer Verlauf der EFR-Leistung im dynamischen Modell

3.3 Statisches Modell

Das statische Modell unterscheidet sich vom dynamischen Modell lediglich in der Bestimmung des Deaktivierungszeitpunktes von EFR. Im statischen Modell wird EFR stets 15 s lang gehalten und anschließend in 15 s linear zurückgefahren. Die Implementierung ist in Abbildung 3.13 dargestellt. Die rot gestrichelten Verbindungen deuten die Änderungen im Vergleich zum dynamischen Modell an. Der Verlauf der EFR-Leistung stimmt mit dem Verlauf in Abbildung 3.12, bis auf den Zeitpunkt der Deaktivierung (und entsprechend der Steilheit der fallenden Flanke), überein. Für die weiteren Untersuchungen wird stets das statische Modell verwendet, da EFR in diesem Modell einen einheitlichen zeitlichen Verlauf aufweist, der unabhängig von den Systemparametern ist, und somit für bessere Vergleichbarkeit der Resultate als das dynamische Modell sorgt.

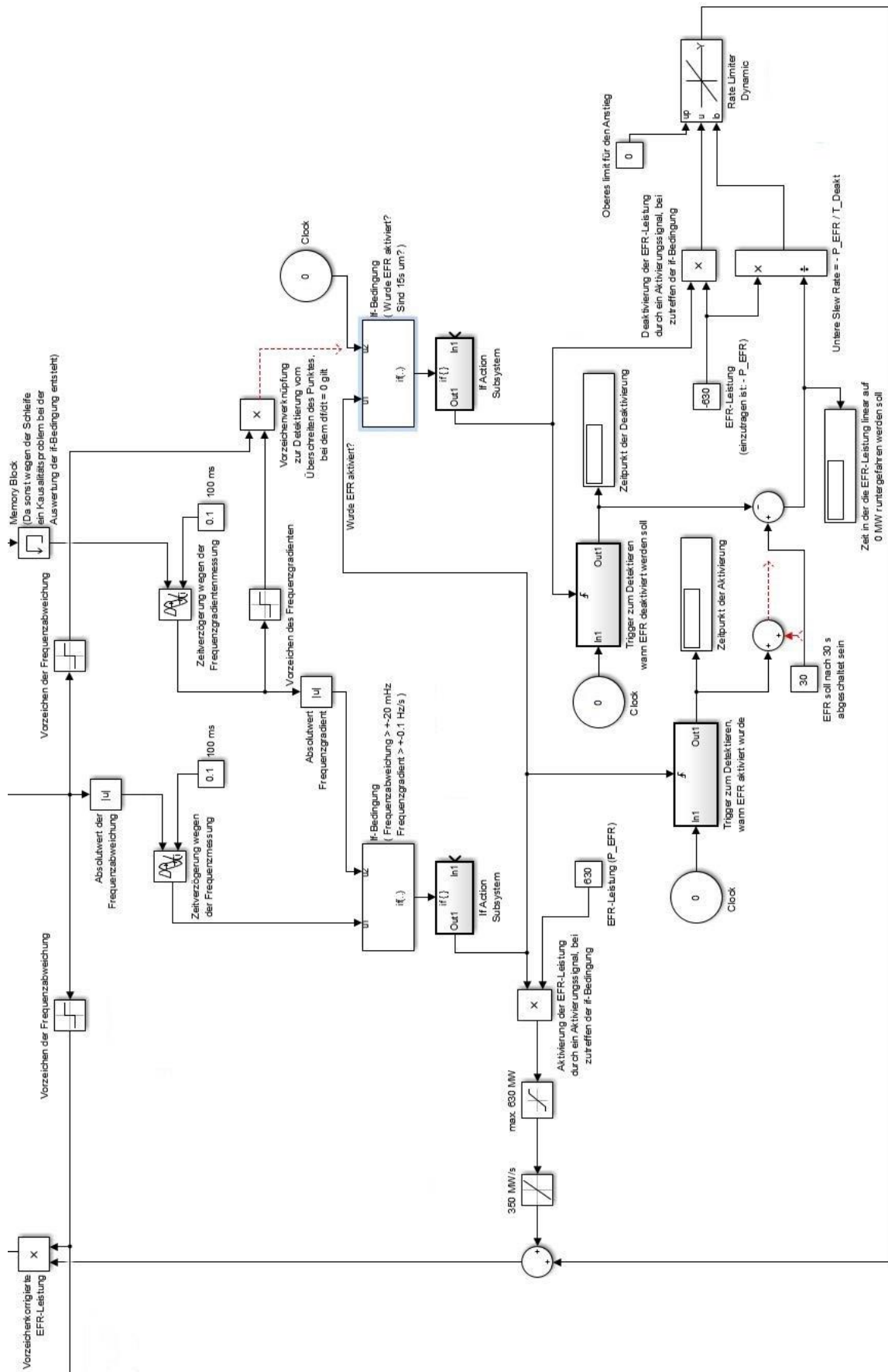


Abbildung 3.13: Statisches Modell (nur EFR)

3.4 UK-Modell

Das UK-Modell unterscheidet sich deutlich von den anderen beiden Modellen. Es implementiert EFR nach dem Vorbild der Primärregelung als eine reine frequenzabweichungsproportionale Größe, jedoch mit größeren Leistungsgradienten und einer geringeren Leistung. Die Funktionsweise von EFR in diesem Modell ist aus Abbildung 3.14 ersichtlich.

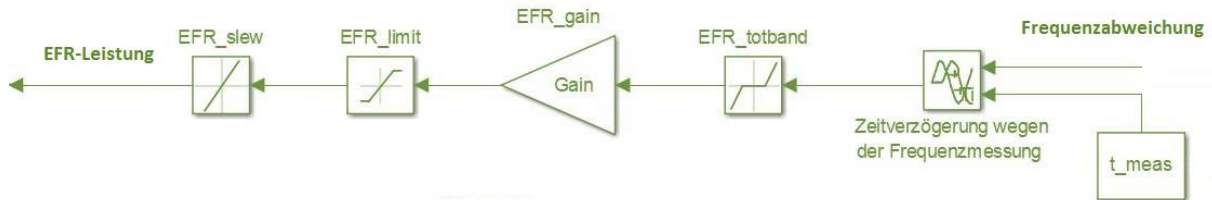


Abbildung 3.14: Prinzip Schaltung EFR (UK)

Da sich hauptsächlich Speicher zur Erbringung der gewünschten Leistungen und Leistungsgradienten eignen, wird im Modell auch ein Speicher modelliert. In der Realität könnte EFR von einer Vielzahl verteilter Speicher erbracht werden, im Modell wird vereinfacht nur ein Speicher für ganz Kontinentaleuropa angenommen. Das Modell des Speichers ist in Abbildung 3.15 dargestellt.

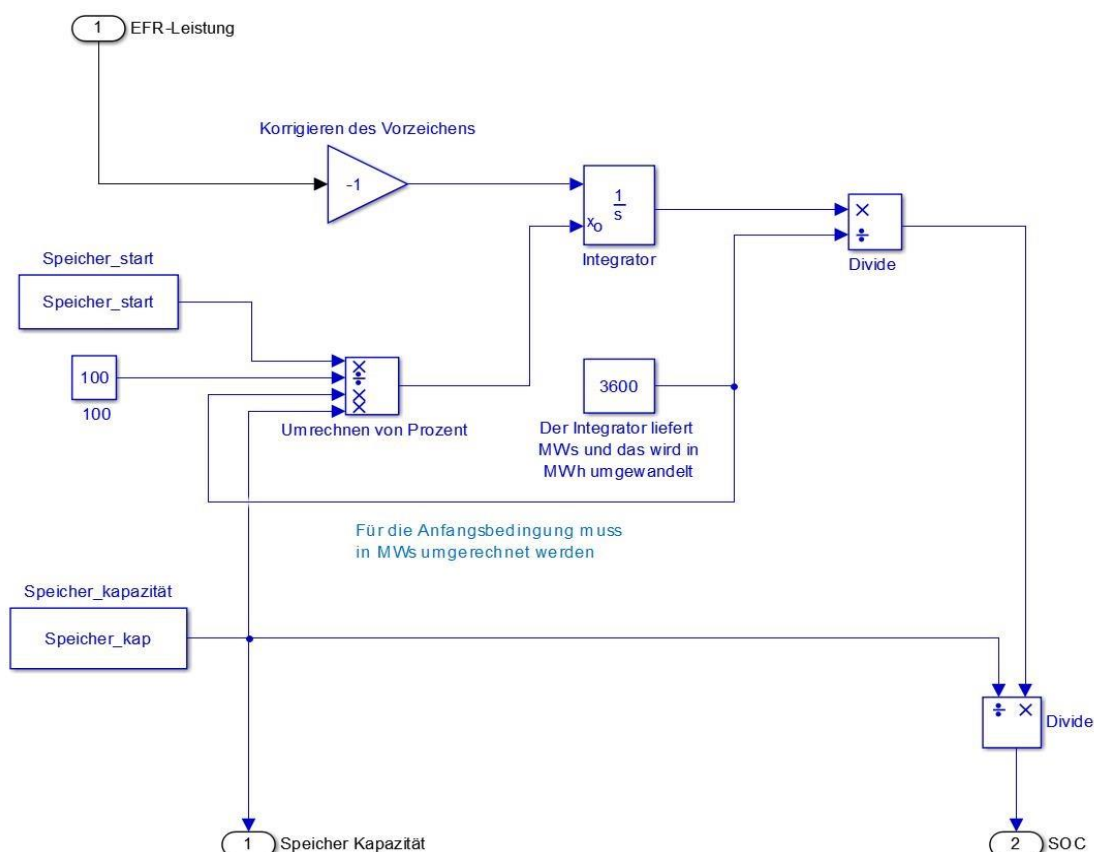


Abbildung 3.15: Prinzip Schaltung des Speichers

Wie aus obiger Abbildung ersichtlich ist, erhält das Speichermodul die EFR-Leistung als Eingangsgröße und gibt die Speicherkapazität und den Füllstand (SOC) als Ausgangsgröße aus. Der Füllstand wird hierbei berechnet, indem die EFR-Leistung, mit einem Anfangswert des Füllstandes, (vorzeichenrichtig) integriert wird.

Entsprechend der vielen Funktionen des Modells, ist es sehr ausgedehnt und somit nicht allzu übersichtlich. Um das Modell übersichtlicher zu gestalten, werden die einzelnen funktionalen Einheiten, wie in Abbildung 3.17 gezeigt, in eigene Blöcke zusammengefasst.

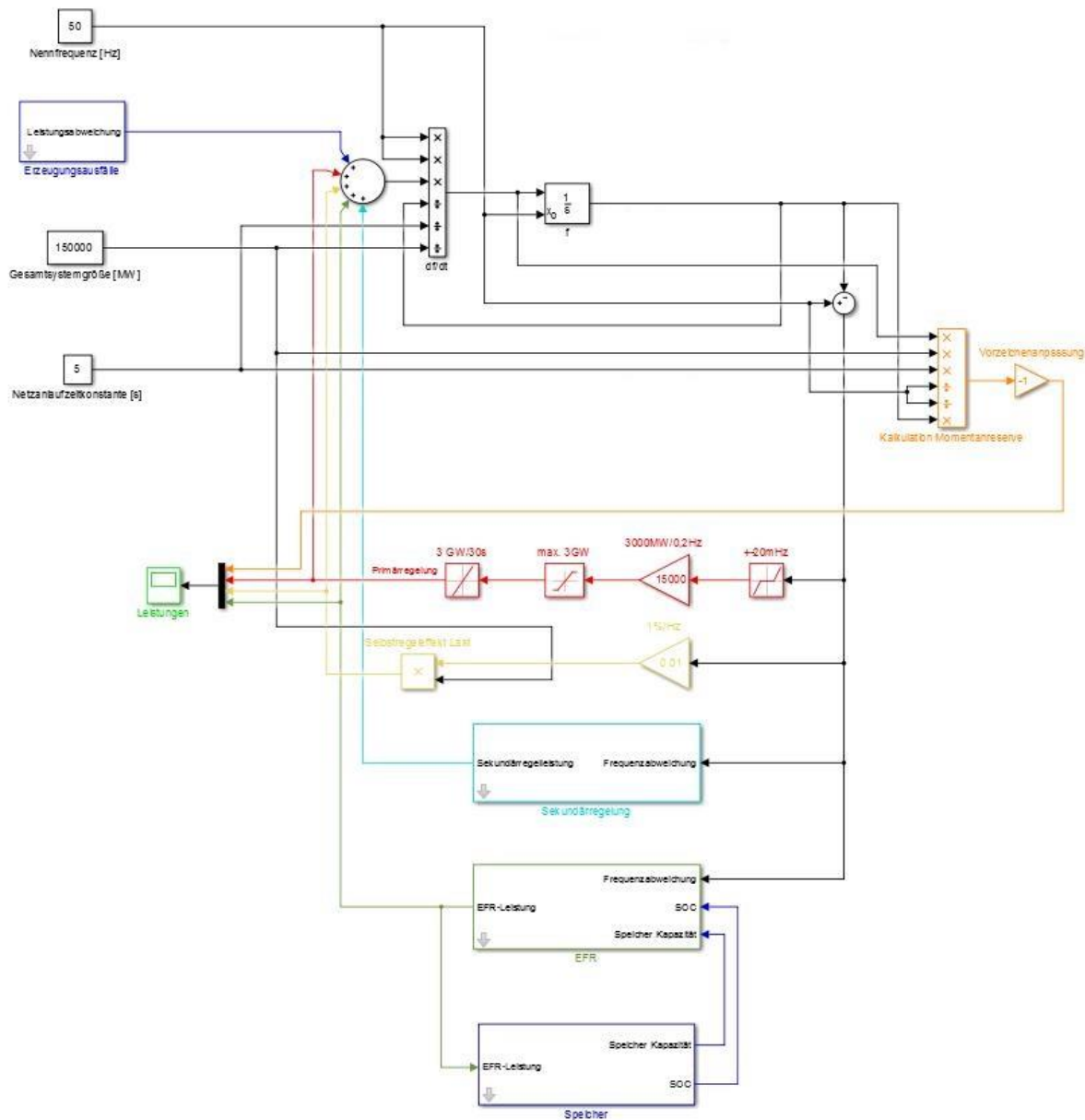


Abbildung 3.17: Prinzip Schaltung des UK-Modells

Um ein schnelles und effizientes Arbeiten mit dem Modell zu ermöglichen, werden die einzelnen Blöcke zusätzlich mit einer Maske versehen, in denen die verschiedenen Parameter schnell und einfach geändert werden können. Die Benutzeroberfläche für die Erzeugungsausfälle ist in Abbildung 3.18 dargestellt. Sie beinhaltet eine Beschreibung der Einheit und zwei Reiter, zum Einstellen der Fehlerleistung bzw. Fehlerart und des Fehlerzeitpunkts. Für die Fehlerleistung können Werte zwischen 0 und 3000 MW eingegeben werden. Größere Fehlerleistungen als 3000 MW werden nicht untersucht. Negative Leistungen sind nicht erlaubt, da das Vorzeichen der Fehlerleistung über die Fehlerart eingestellt wird. Bei ungültigen Eingaben wird der Benutzer informiert und die Fehlerleistung wird entsprechend des eingegebenen Wertes auf den kleinst- oder größtmöglichen Wert gesetzt. In diesem Modell ist die Simulation von drei aufeinanderfolgenden Fehlerfällen vorgesehen. Die Frequenz wird nach den ersten

beiden Fehlern mittels der zusätzlich implementierten Regelung auf 50 Hz zurückgeführt, beim dritten Fehler wird sie durch die Primärregelung und EFR nur auf ihren quasi-stationären Wert zurückgeführt. Zwischen den einzelnen Fehlern kann das Verhalten des Speichers während dem Speichermanagement simuliert werden. Um das gewünschte Verhalten zu erzielen, müssen die Zeitpunkte, zu denen die Sekundärregelung aktiviert und deaktiviert wird bzw. der aktuelle Fehler deaktiviert wird und der nächste Fehler aktiviert wird, zeitlich gut abgestimmt sein. Wegen dieser notwendigen Abstimmung ist es nicht vorgesehen die Fehlerzeitpunkte in der Benutzeroberfläche zu ändern.

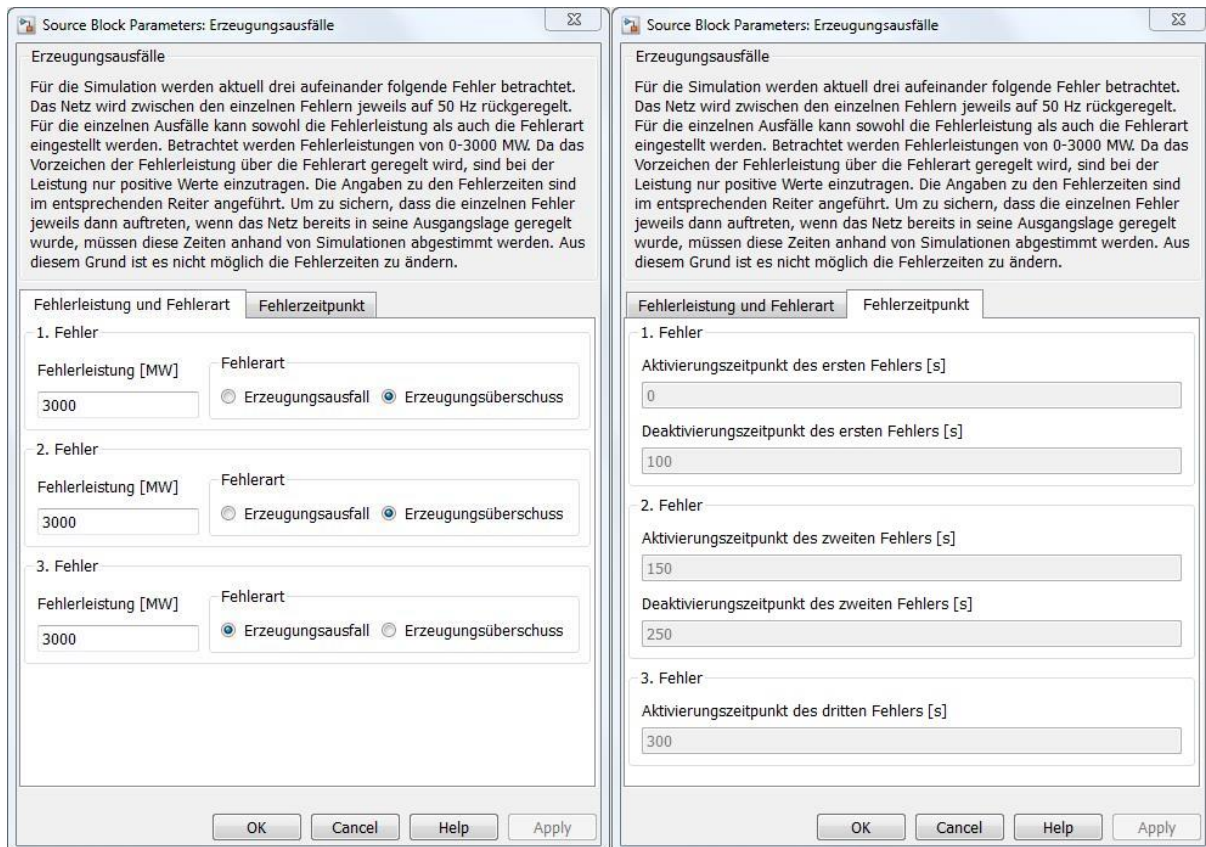


Abbildung 3.18: Benutzeroberfläche für die Einstellungen der Erzeugungsausfälle

Die Benutzeroberfläche für die Sekundärregelung zeigt Abbildung 3.19. Wie oben beschrieben, bedarf es zur richtigen Funktionsweise des Modells einer Abstimmung der Zeitpunkte der Aktivierung und Deaktivierung der Fehler und der Sekundärregelung, weswegen auch die Zeitpunkte der Sekundärregelung nicht geändert werden dürfen.

Die Benutzeroberfläche für die Einstellung von EFR und der Speicherverwaltung ist in Abbildung 3.20 dargestellt. Im Reiter EFR kann das Totband für die Aktivierung von EFR, die Zeitverzögerung durch die Frequenzmessung, sowie die maximale EFR-Leistung und dessen Anstiegsgeschwindigkeit eingestellt werden. Für die entsprechenden Größen besteht die Möglichkeit, durch Setzen eines Häkchens, symmetrische Grenzwerte einzustellen. Im Fall von falschen Benutzereingaben, wird der Benutzer entsprechend informiert. Im Reiter Speicherverwaltung können Angaben zum Soll-Speicherstand, zur maximalen Ladeleistung und deren Anstiegsgeschwindigkeit und dem Totband für das Speichermanagement getroffen werden.

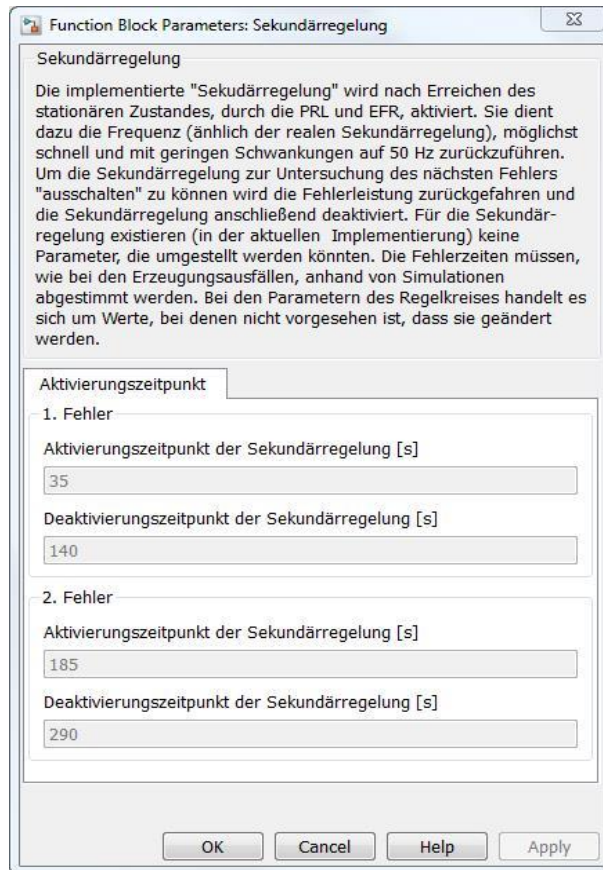


Abbildung 3.19: Benutzeroberfläche für die Einstellungen der Sekundärregelung

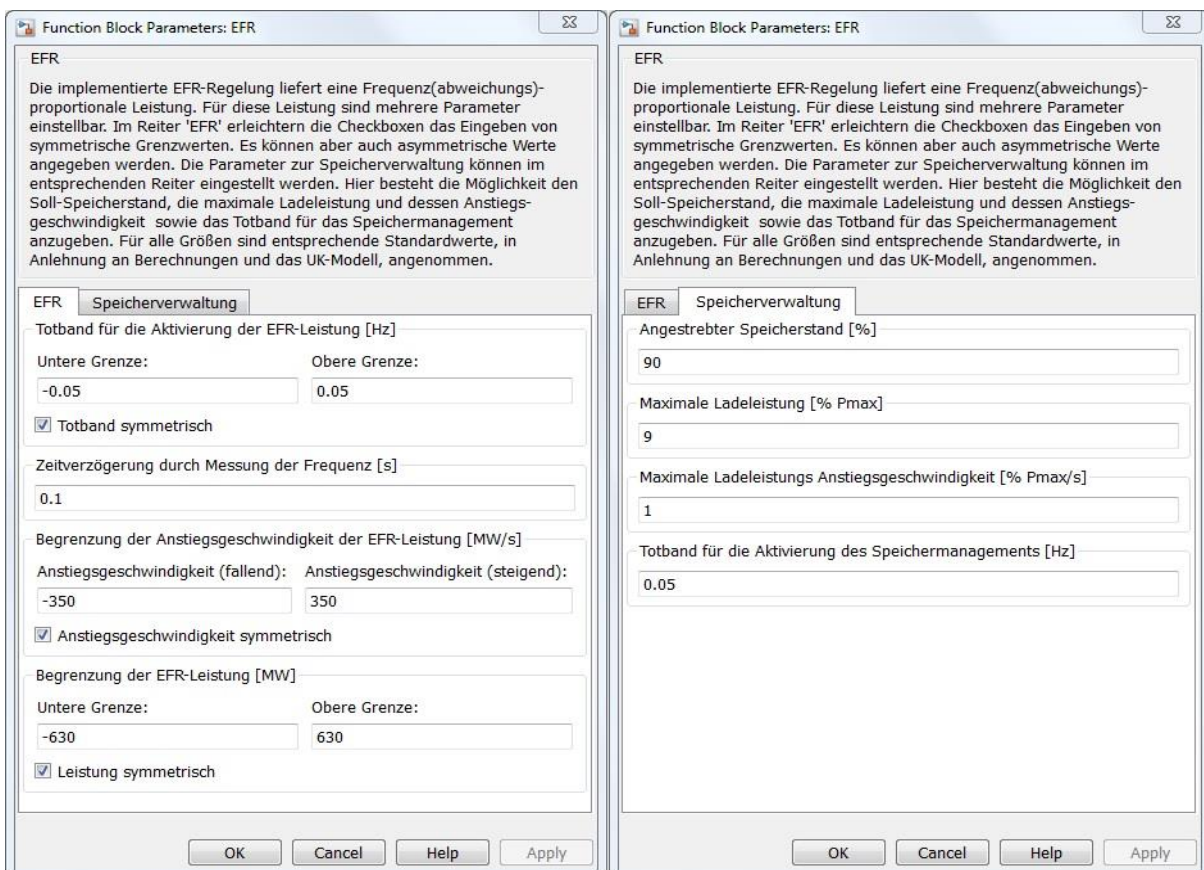


Abbildung 3.20: Benutzeroberfläche für die Einstellungen von EFR und der Speicherverwaltung

Zuletzt ist die Benutzeroberfläche für den Speicher in Abbildung 3.21 dargestellt. Hier kann die Speicherkapazität zur Erbringung von EFR für ganz Kontinentaleuropa und der Speicherinhalt zum Anfang der Simulation festgelegt werden. Bei ungültigen Eingaben wird der Benutzer informiert und die Fehlerleistung wird entsprechend des eingegebenen Wertes auf den kleinst- oder größtmöglichen Wert gesetzt.



Abbildung 3.21: Benutzeroberfläche für die Einstellungen des Speichers

Kapitel 4

Analyse

Eines der Hauptziele der Diplomarbeit ist die Ermittlung der Parameter für EFR in Kontinentaleuropa in Abhängigkeit der Systemparameter. Für diese Untersuchungen werden das statische und das UK-Modell verwendet. Zunächst wird mit Hilfe des statischen Modells ermittelt, unter welchen Bedingungen EFR aktiviert werden soll. Anschließend werden die notwendige Leistung und Leistungsanstieg in Abhängigkeit der Netzanlaufzeitkonstante bestimmt. Weiters wird die Abhängigkeit der Leistung von der Dauer der Frequenzmessung und der Haltedauer untersucht. Danach wird betrachtet, inwiefern sich die ermittelten Werte beim statischen und dem UK-Modell unterscheiden. Zuletzt wird für das UK-Modell untersucht, wie sich die erforderliche Leistung von EFR in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes der Lasten ändert.

Da die Modelle keine PV-Einspeisung berücksichtigen, weisen sie im Fall eines Leistungsausfalls das gleiche Verhalten, wie bei einem Leistungsüberschuss auf. In den nachfolgenden Unterpunkten wird deswegen immer nur ein Leistungsausfall behandelt.

4.1 Aktivieren von EFR

In diesem Abschnitt wird untersucht, welche minimale Frequenz und welcher maximale Frequenzgradient sich bei verschiedenen Leistungsdefiziten und Netzanlaufzeitkonstanten einstellen. Die minimale Frequenz ergibt sich zum Zeitpunkt, zudem

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{P_{\Sigma}} \cdot \frac{f_N}{T_A} \cdot \frac{f_N}{f} = 0 \quad (4.1)$$

gilt. Dies ist der Fall, wenn sich folgendes Leistungsgleichgewicht einstellt:

$$\Delta P = P_{Ausfall} + P_{Primär} + P_{Selbstregeleffekt} = 0 \quad (4.2)$$

Der maximale Frequenzgradient ergibt sich entsprechend der obigen Gleichung, wenn ΔP maximal ist, also sofort nach Fehlereintritt. Abbildung 4.1 soll diese Zusammenhänge verdeutlichen.

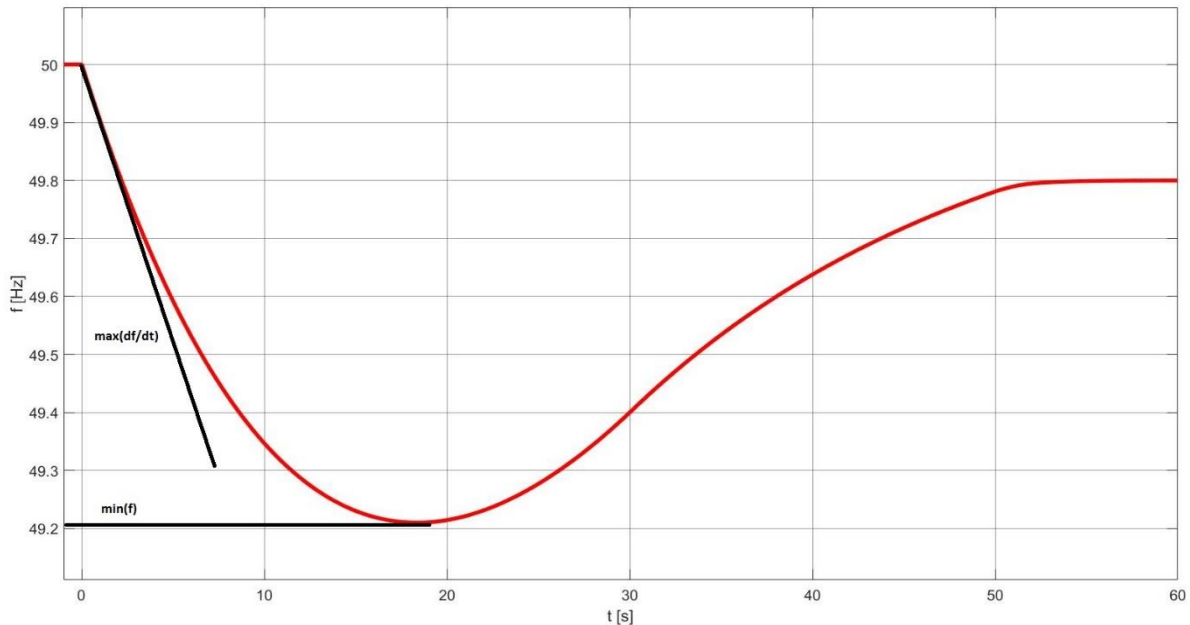


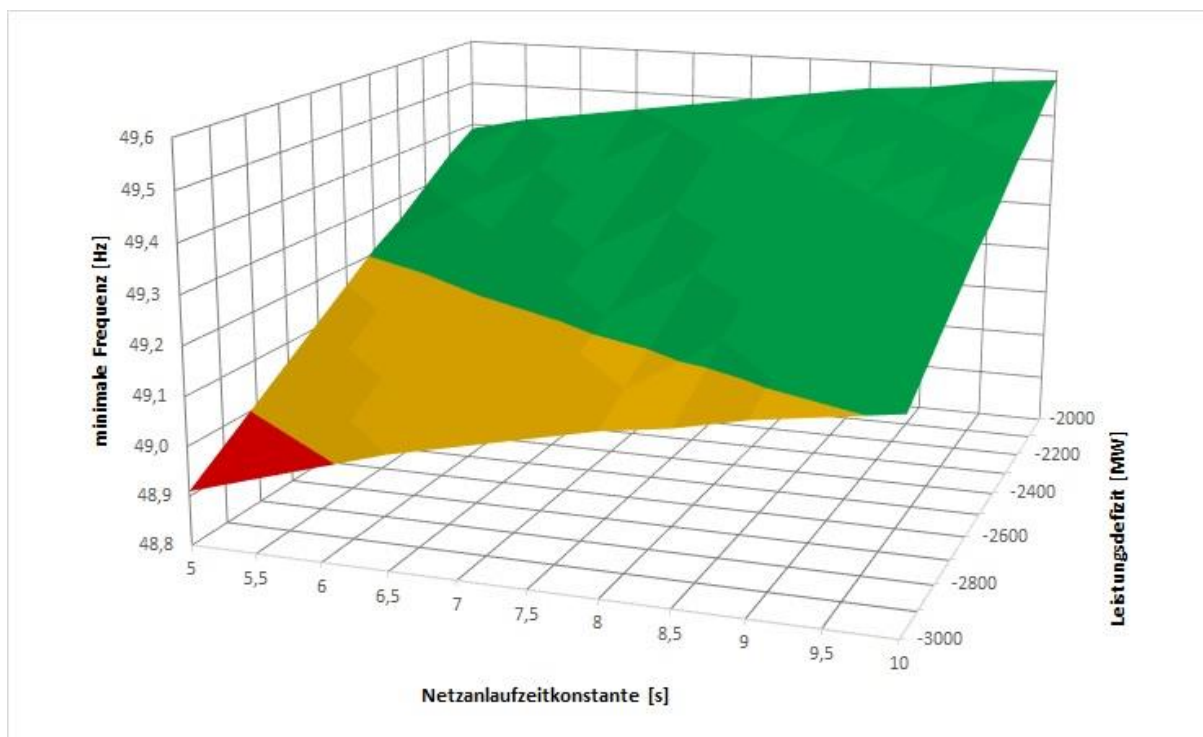
Abbildung 4.1: Frequenzverlauf nach einem Leistungsausfall

Für die Untersuchungen wird das, in Abschnitt 3.1 beschriebene, Grundmodell verwendet. Die Ergebnisse für die minimale Frequenz sind in Tabelle 4.1 angeführt und in Abbildung 4.2 graphisch illustriert. Wie zu erkennen ist, steigt die maximale Frequenzabweichung mit kleiner werdenden Netzanlaufzeitkonstante und steigender Leistungsabweichung. Im Fall mit $T_A = 10$ s und $\Delta P = 3$ GW, was der design hypothesis entspricht, unterschreitet die Frequenz die angestrebte Untergrenze von 49,2 Hz nicht. Für abnehmende Werte der Netzanlaufzeitkonstante nimmt die minimale Frequenz jedoch zunehmend ab und unterschreitet ab $T_A \approx 6$ s die Frequenz 49 Hz. In diesem Fall würde ein Leistungsungleichgewicht von 3 GW somit zu einem automatischen Lastabwurf führen. Zur besseren Übersicht sind die Werte in der Tabelle entsprechend farblich markiert:

- grün: für diese Werte von T_A und ΔP bleibt die Frequenz im angestrebten Bereich
- gelb: für diese Werte von T_A und ΔP sinkt die Frequenz unter 49,2 Hz, wodurch es unter Umständen (siehe Abschnitt 2.1) bereits zu einem automatischen Lastabwurf kommen kann
- rot: für diese Werte von T_A und ΔP kommt es zu einem automatischen Lastabwurf

Tabelle 4.1: Minimale Frequenz in Hz, in Abhängigkeit von ΔP und T_A

$\Delta P/T_A$	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
-3000	48,91	48,95	48,99	49,03	49,06	49,09	49,12	49,14	49,17	49,19	49,21
-2900	48,96	49,00	49,04	49,07	49,10	49,13	49,16	49,18	49,21	49,23	49,25
-2800	49,01	49,05	49,09	49,12	49,15	49,18	49,20	49,23	49,25	49,27	49,29
-2700	49,06	49,10	49,13	49,16	49,19	49,22	49,24	49,27	49,29	49,31	49,33
-2600	49,11	49,15	49,18	49,21	49,24	49,26	49,29	49,31	49,33	49,35	49,37
-2500	49,16	49,19	49,22	49,25	49,28	49,30	49,33	49,35	49,37	49,39	49,40
-2400	49,21	49,24	49,27	49,30	49,32	49,35	49,37	49,39	49,41	49,42	49,44
-2300	49,25	49,29	49,31	49,34	49,36	49,39	49,41	49,43	49,44	49,46	49,48
-2200	49,30	49,33	49,36	49,38	49,40	49,43	49,45	49,46	49,48	49,50	49,51
-2100	49,35	49,37	49,40	49,42	49,45	49,47	49,48	49,50	49,52	49,53	49,55
-2000	49,39	49,42	49,44	49,46	49,48	49,50	49,52	49,54	49,55	49,57	49,58

Abbildung 4.2: Minimale Frequenz in Abhängigkeit von ΔP und T_A

Die zugehörigen maximalen Frequenzgradienten sind in Tabelle 4.2 angeführt und in Abbildung 4.3 graphisch illustriert. Wie aus den Ergebnissen zu erkennen ist, steigt der maximal auftretende Frequenzgradient sowohl mit zunehmender Leistung als auch mit abnehmenden Werten der Netzanlaufzeitkonstante. Dies liegt im Einklang mit den nach Formel (2.10) zu erwartenden Resultaten. Der Einfluss der Netzanlaufzeitkonstante auf den Frequenzgradienten bedeutet jedoch auch, dass als Auslösekriterium kein konstanter Wert angegeben werden kann. So wäre eine Auslösung von EFR nach der design hypothesis bereits für Frequenzgradienten $\frac{df}{dt} > 0,1 \text{ Hz/s}$ erforderlich. Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Erzeugern und der damit verbundenen Abnahme der Netzanlaufzeitkonstante muss dieser Wert jedoch angepasst werden. So wäre für $T_A = 5 \text{ s}$ ein Auslösen erst ab einem Frequenzgradienten von $\frac{df}{dt} > 0,16 \text{ Hz/s}$ notwendig.

Tabelle 4.2: Maximale Frequenzgradienten in Hz/s, in Abhängigkeit von ΔP und T_A

$\Delta P/T_A$	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
-3000	0,200	0,182	0,167	0,154	0,143	0,133	0,125	0,118	0,111	0,105	0,100
-2900	0,193	0,178	0,161	0,149	0,138	0,129	0,121	0,114	0,107	0,102	0,097
-2800	0,187	0,170	0,156	0,144	0,133	0,124	0,117	0,110	0,104	0,098	0,093
-2700	0,180	0,164	0,150	0,138	0,129	0,120	0,113	0,106	0,100	0,095	0,090
-2600	0,173	0,158	0,144	0,133	0,124	0,116	0,108	0,102	0,096	0,091	0,087
-2500	0,167	0,151	0,139	0,128	0,119	0,111	0,104	0,098	0,093	0,088	0,083
-2400	0,160	0,145	0,133	0,123	0,114	0,107	0,100	0,094	0,089	0,084	0,080
-2300	0,153	0,139	0,128	0,118	0,110	0,102	0,096	0,090	0,085	0,081	0,077
-2200	0,147	0,133	0,122	0,113	0,105	0,098	0,092	0,086	0,081	0,077	0,073
-2100	0,140	0,127	0,117	0,108	0,100	0,093	0,087	0,082	0,078	0,074	0,070
-2000	0,133	0,121	0,111	0,103	0,095	0,089	0,083	0,078	0,074	0,070	0,067

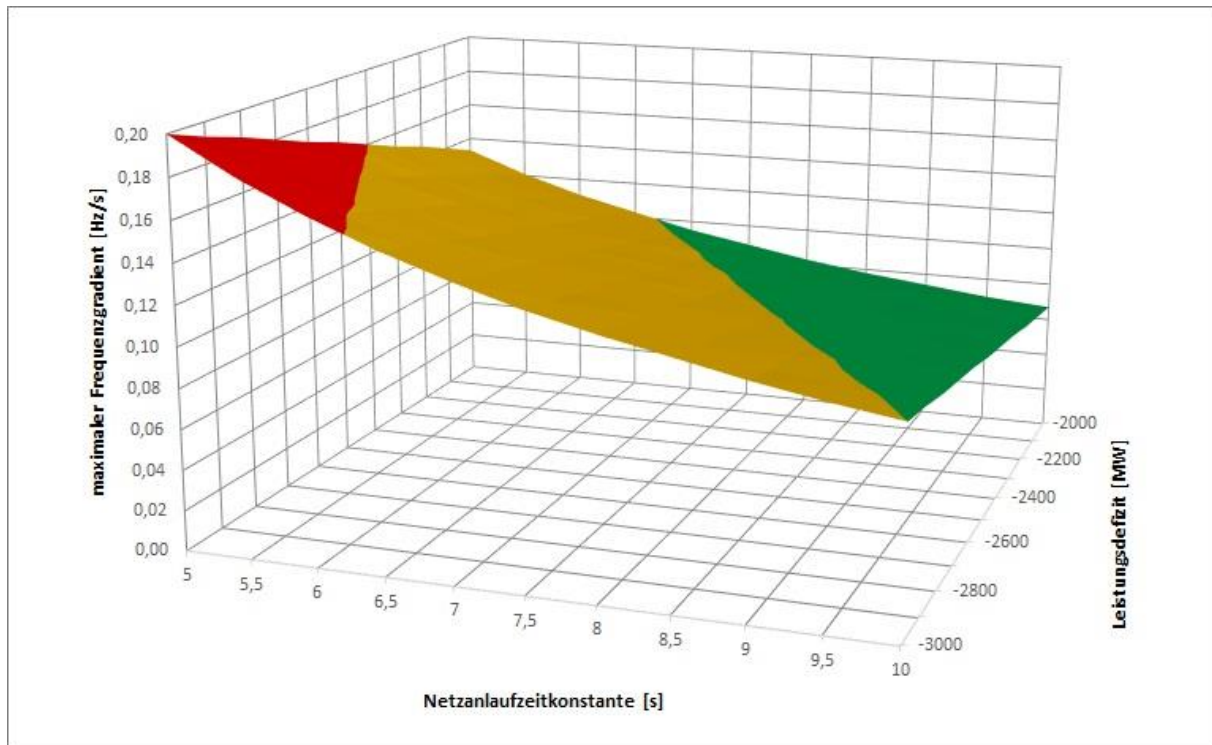


Abbildung 4.3: Maximale Frequenzgradienten in Abhängigkeit von ΔP und T_A

4.2 Leistung und Leistungsgradient für EFR

Mit den ermittelten Frequenzgradienten zur Aktivierung von EFR können die erforderliche Leistung und deren Anstieg mit Hilfe des statischen Modells bestimmt werden. Hierfür wird jeweils ein Leistungsgradient eingestellt und die notwendige Leistung ermittelt, damit die Frequenz 49,2 Hz nicht unterschreitet. Die Leistungsanstiegsgeschwindigkeit wird ausgehend von 1500 MW/s in 50 MW/s Schritten solange reduziert, bis die notwendige Leistung 1500 MW übersteigt. Die Betrachtung größerer Leistungen und Leistungsgradienten erweist sich nicht als sinnvoll. Die Ergebnisse der Betrachtung für Netzanlaufzeitkonstanten von 3 bis 8 s sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Wie zu erkennen ist, steigt die Leistung, entsprechend den Erwartungen, für abnehmende Werte von T_A . Es ist auch ersichtlich, dass ein gewisser Mindestwert des Leistungsanstiegs notwendig ist, um die Frequenz von 49,2 Hz nicht zu unterschreiten. Dieser mindestens erforderliche Leistungsgradient steigt für abnehmende Werte der Netzanlaufzeitkonstante. Interessanterweise sinkt die notwendige Leistung mit steigendem Leistungsgradienten jedoch nur sehr gering. Dies kann dadurch erklärt werden, dass der Zeitpunkt, zu dem die Frequenz ihr Minimum erreicht, je nach Netzanlaufzeitkonstante, etwa 8 bis 20 s nach Eintritt des Leistungsungleichgewichtes liegt und es somit keine große Auswirkung hat, ob EFR nach wenigen Sekunden oder im Bruchteil einer Sekunde bereitsteht. Dies kann verdeutlicht werden, indem die notwendige Leistung über der Hochfahrdauer aufgetragen wird. Die Hochfahrdauer errechnet sich mit dem einfachen Zusammenhang:

$$\text{Hochfahrdauer} = \frac{\text{EFR-Leistung}}{\text{Leistungsgradient}} \quad (4.3)$$

Die notwendige Leistung in Abhängigkeit der Hochfahrdauer und der Netzanlaufzeitkonstante ist in Abbildung 4.5 illustriert. Eine dreidimensionale Darstellung des Zusammenhangs ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

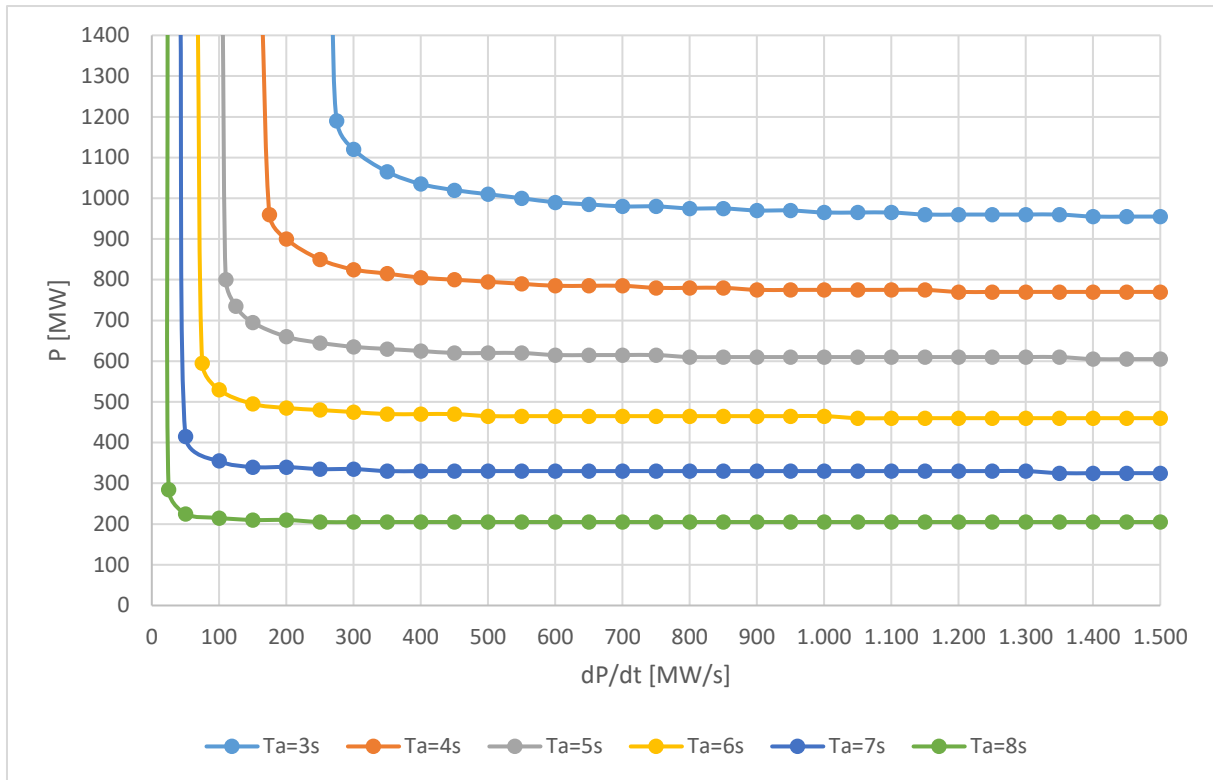


Abbildung 4.4: Notwendige Leistung in Abhängigkeit des Leistungsgradienten und der Netzanlaufzeitkonstante

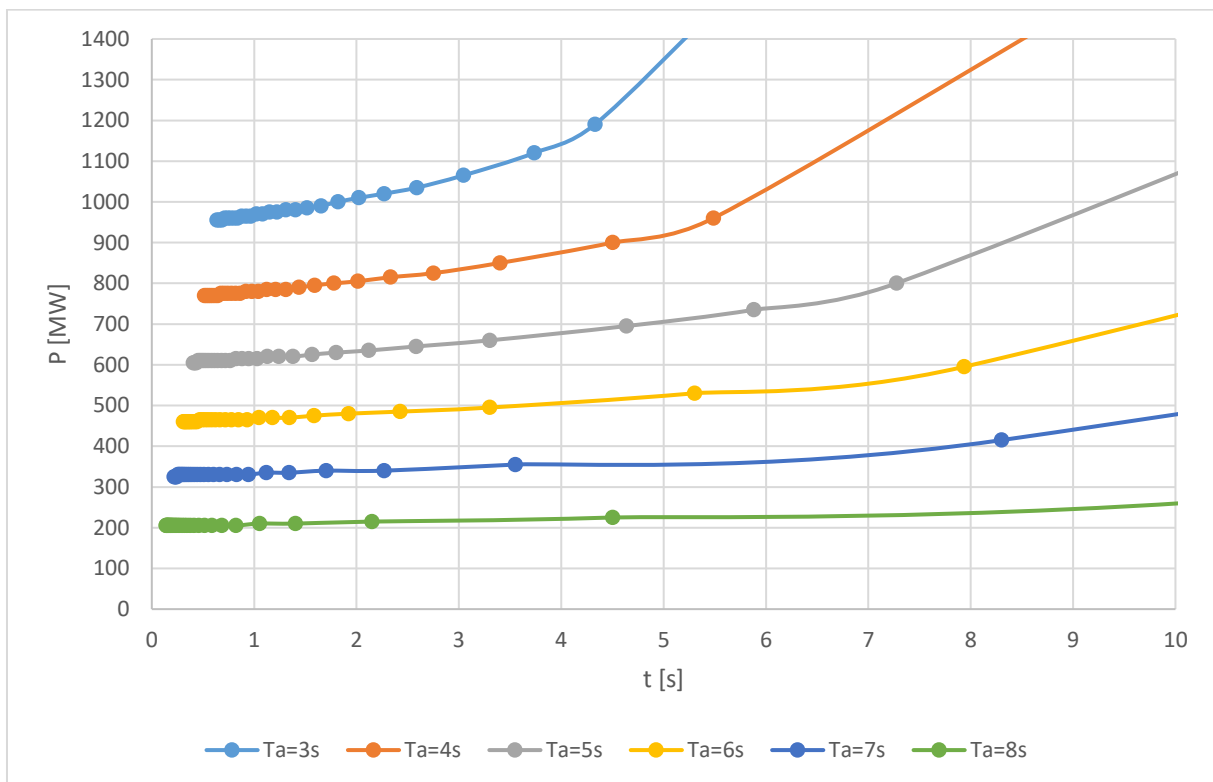


Abbildung 4.5: Notwendige Leistung in Abhängigkeit der Hochfahrdauer und der Netzanlaufzeitkonstante

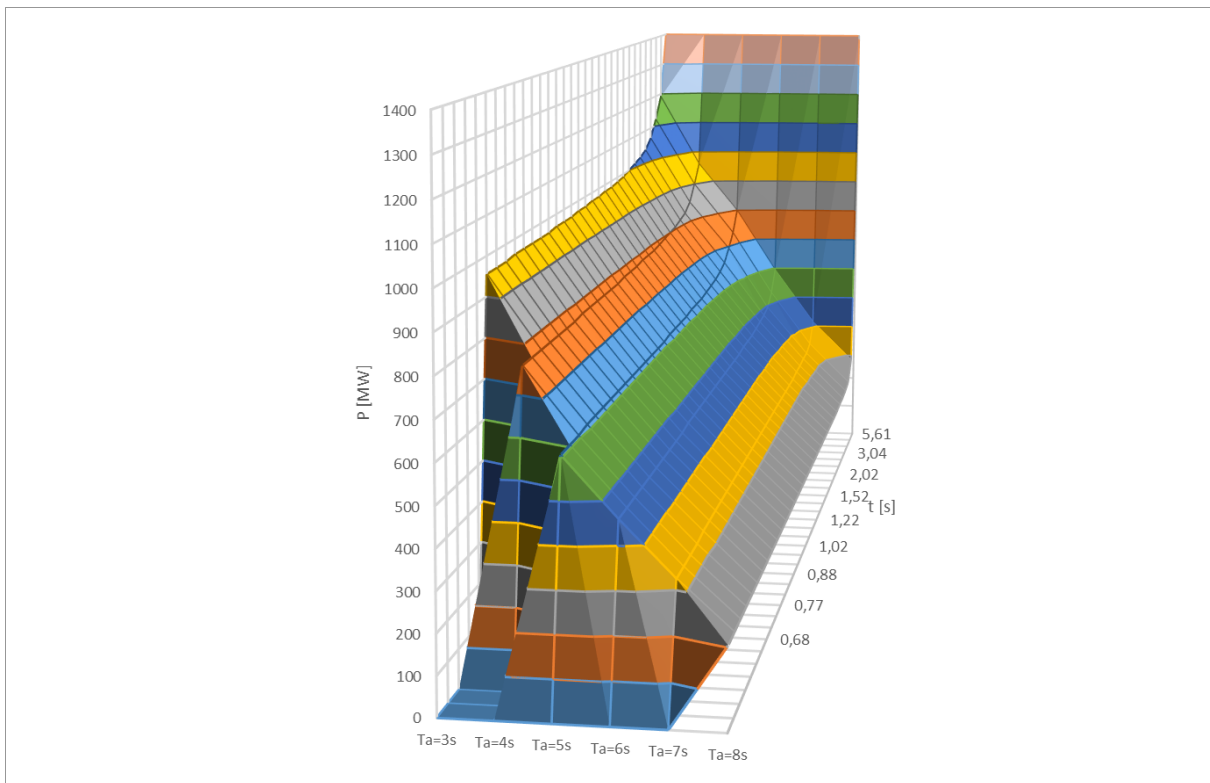


Abbildung 4.6: Notwendige Leistung in Abhängigkeit der Hochfahrdauer und der Netzanlaufzeitkonstante (3D)

4.3 Einfluss der Dauer der Frequenzmessung

Bei der Simulation liegt die Frequenz als bekannte Größe vor, für reale Anwendungen muss diese jedoch durch Messungen gewonnen werden. Im Modell wird dies durch eine Zeitverzögerung der berechneten Frequenz und dessen Gradienten berücksichtigt. Für die vorangegangenen Betrachtungen wurde eine Zeitverzögerung von 100 ms angenommen. In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich die notwendige Leistung verändert, wenn die Zeitverzögerung auf 1 s geändert wird. Das Ergebnis dieser Untersuchung für $T_A = 5 \text{ s}$ zeigt Abbildung 4.7. Wie zu erkennen ist, weisen die Leistungen denselben qualitativen Zusammenhang auf, es wird bei einer längeren Zeitverzögerung lediglich etwas mehr Leistung benötigt. Da eine etwas längere Zeitverzögerung die Hochfahrdauer nur wenig ändert, stimmt dies mit den Überlegungen aus dem vorangegangenen Abschnitt überein, nachdem sich die erforderliche Leistung für Hochfahrdauern im Bereich weniger Sekunden nur gering ändert.

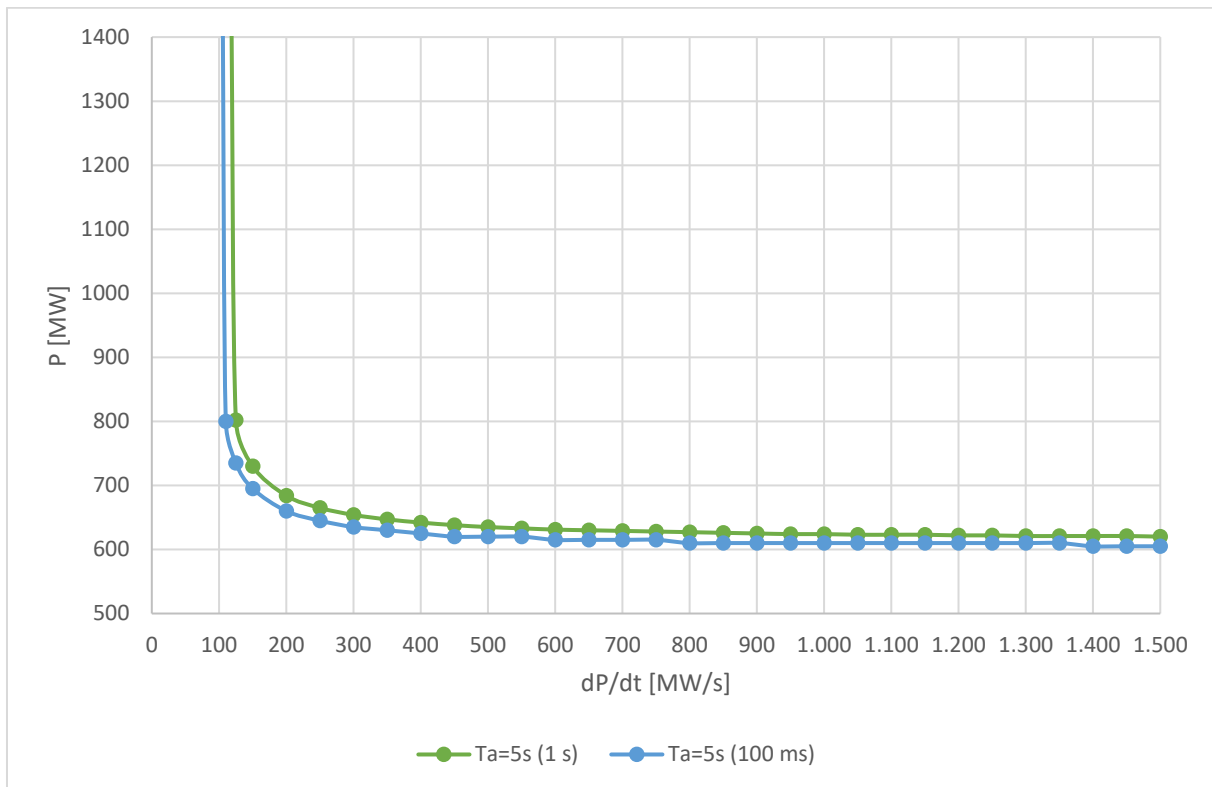


Abbildung 4.7: Veränderung der notwendigen Leistung bei längerer Dauer der Frequenzmessung

4.4 Einfluss der Haltedauer

Als Haltedauer wird jenes Zeitintervall bezeichnet, während dem EFR mit Nennleistung gefahren wird. Im statischen Modell wird EFR nach der Aktivierung linear auf Nennleistung hochgefahren, bis 15 s nach Eintritt des Fehlers auf dieser Leistung gehalten und anschließend in 15 s linear zurückgefahren. Die Haltedauer berechnet sich somit, wie folgt:

$$\text{Haltedauer} = \left(15 \text{ s} - \frac{\text{EFR-Leistung}}{\text{Leistungsgradient}} \right) \quad (4.4)$$

Die Haltedauer wird in diesem Abschnitt zwischen 0 und 15 s, in Sekunden Schritten geändert. Das Resultat dieser Untersuchung ist in Abbildung 4.8 dargestellt.

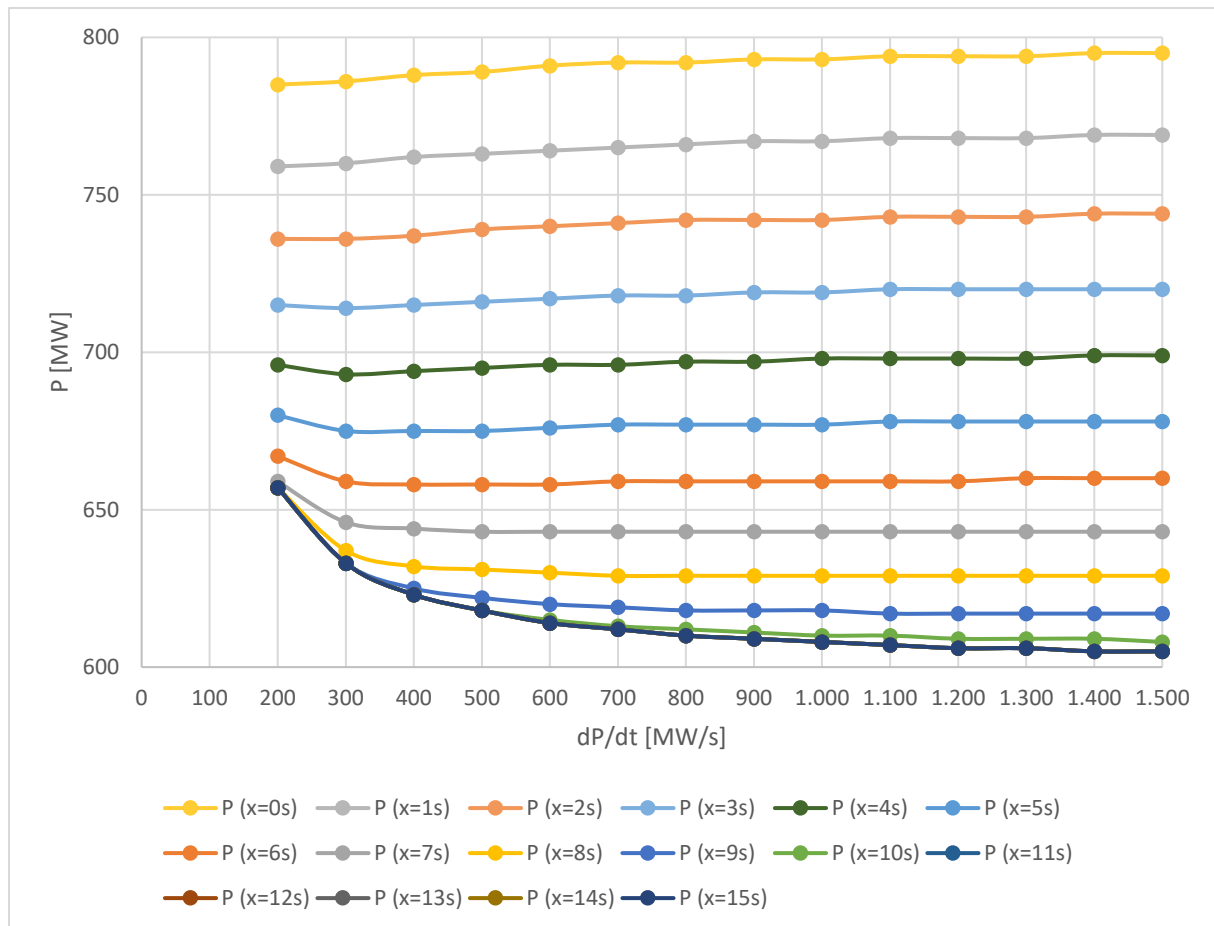


Abbildung 4.8: Notwendige Leistung in Abhängigkeit der Haltedauer x für $T_A=5s$

Aus der obigen Abbildung ist ersichtlich, dass bei kürzeren Haltedauern mehr Leistung benötigt wird, um die Frequenz von 49,2 Hz nicht zu unterschreiten. Dies kann dadurch erklärt werden, dass bei kurzen Haltedauern die Leistung zu früh zurückgefahren wird. Aus diesem Grund ist bei sehr kurzen Haltedauern (null bis vier Sekunden) für große Leistungsgradienten sogar mehr Leistung erforderlich als für kleine Gradienten, da für größere Gradienten die Nennleistung schneller erreicht wird und die Leistung noch früher zurückgefahren wird. Die Leistung weist schließlich eine Sättigung ab bestimmten Haltedauern auf. Dies kann dadurch erklärt werden, dass ein Halten der Nennleistung über den Zeitpunkt des Frequenzminimums hinaus, keine Leistungseinsparung bringt. Somit ist auch einsichtig, dass diese Sättigung für kleinere Leistungsgradienten bei geringeren Haltedauern einsetzt, als für große Gradienten.

4.5 Unterschiede zwischen dem statischen und dem UK-Modell

Auf Grund der unterschiedlichen Realisierungen von EFR in den beiden Modellen, ist zu erwarten, dass sich auch die benötigten Leistungen unterscheiden. Um die beiden Ansätze vergleichen zu können wird die erforderliche Leistung, wie schon in Abschnitt 4.2, auch für das UK-Modell bestimmt. Wie durch Vergleich von Abbildung 4.9 mit Abbildung 4.4 zu erkennen ist, ist im UK-Modell etwas mehr Leistung erforderlich als im statischen Modell. Der geringe Unterschied im Bereich von 15-30 MW ist darauf zurückzuführen, dass das UK-Modell den möglichen Leistungsanstieg auf Grund seiner Frequenzabweichungsproportionalen Charakteristik nicht immer voll ausnutzt und somit etwas später bereitsteht.

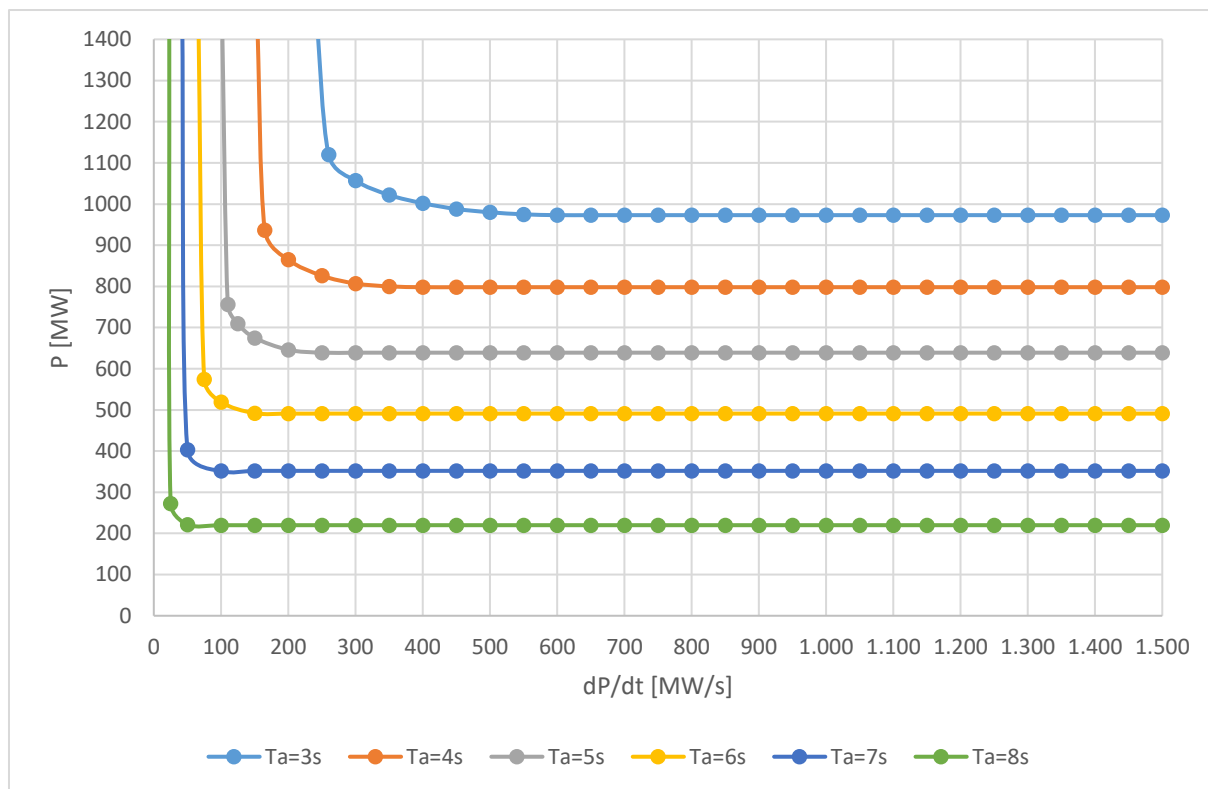


Abbildung 4.9: Erforderliche Leistung in Abhängigkeit des Leistungsgradienten und der Netzanlaufzeitkonstante - UK

4.6 Einfluss der Gesamtsystemgröße und des Selbstregelleffektes der Lasten

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich die Gesamtsystemgröße und der Selbstregelleffekt der Lasten auf die notwendige EFR-Leistung auswirken. Für diese Untersuchung wird das UK-Modell verwendet. Im ersten Schritt wird die EFR-Leistung gleich null gesetzt und untersucht, welche Frequenzen sich für die interessierenden Kombinationen von Gesamtsystemgröße und Selbstregelleffekt (in der nachfolgenden Tabelle mit SRE abgekürzt) ergeben. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Tabelle 4.3 angeführt. Wie zu erkennen ist, bleibt die Frequenz für Selbstregelleffekte größer als 2 %/Hz auch ohne den Einsatz von EFR im gewünschten Bereich. Für eine Gesamtsystemgröße über 200 GW ist dies bereits für Selbstregelleffekte von 1,5 %/Hz erfüllt. Für die Fälle, in denen EFR benötigt wird, wird die erforderliche Leistung, wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, ermittelt. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in den Abbildungen 4.10 bis 4.12 dargestellt.

Tabelle 4.3: Minimale Frequenz in Hz bei einem Leistungsausfall in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregelleffektes der Lasten

$P_{\Sigma} = 150 \text{ GW}$				$P_{\Sigma} = 200 \text{ GW}$			
$T_a \text{ [s]}/\text{SRE} \text{ [%/Hz]}$	1,0	1,5	2,0	$T_a \text{ [s]}/\text{SRE} \text{ [%/Hz]}$	1,0	1,5	2,0
3	48,707	49,042	49,236	3	49,031	49,281	49,427
4	48,821	49,109	49,281	4	49,116	49,332	49,461
5	48,914	49,165	49,320	5	49,185	49,374	49,490
6	48,991	49,214	49,353	6	49,243	49,410	49,515
7	49,058	49,256	49,383	7	49,293	49,442	49,537
8	49,115	49,293	49,410	8	49,336	49,469	49,557

Aus den Abbildungen ist klar zu erkennen, dass die erforderliche Leistung mit steigender Gesamtsystemgröße und zunehmendem Selbstregelleffekt drastisch abnimmt. Weiters sinkt die erforderliche Leistung auch mit steigender Netzanlaufzeitkonstante. Es ist auch ersichtlich, dass der Einfluss des Selbstregelleffektes für kleine Netzanlaufzeitkonstanten stärker ist als der, der Gesamtsystemgröße. So ist die erforderliche Leistung in den Fällen $T_A = 4$ und 5 s für die Kombination $1\%/Hz$, 200 GW geringer als für $1,5\%/Hz$, 150 GW. Für $T_A = 3$ s ist dies jedoch umgekehrt.

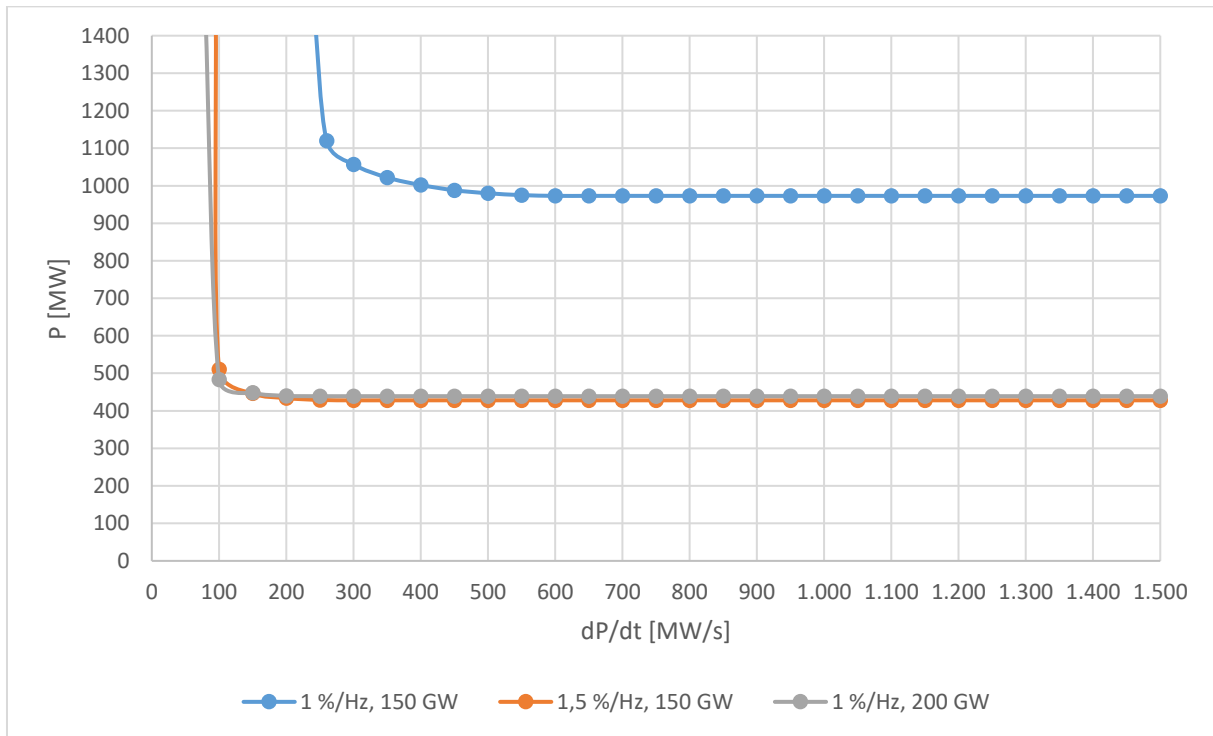


Abbildung 4.10: Erforderliche Leistung für $T_A=3$ s in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregelleffektes

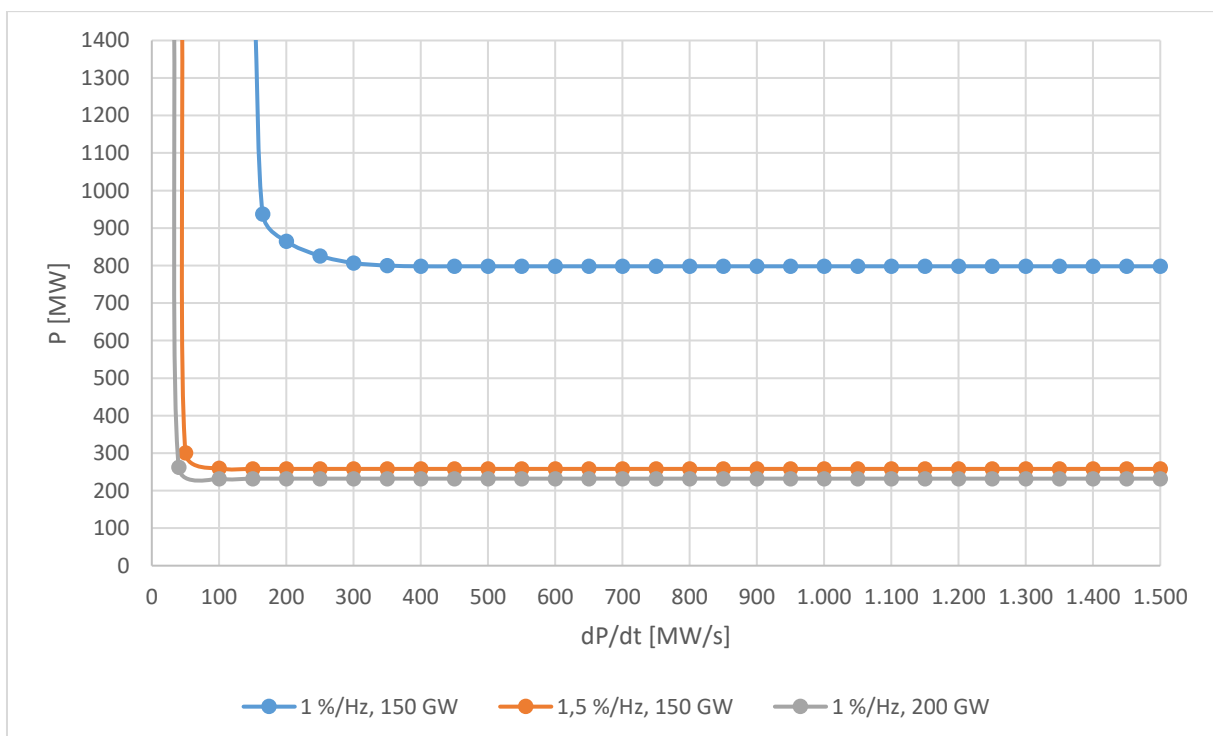


Abbildung 4.11: Erforderliche Leistung für $T_A=4$ s in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregelleffektes

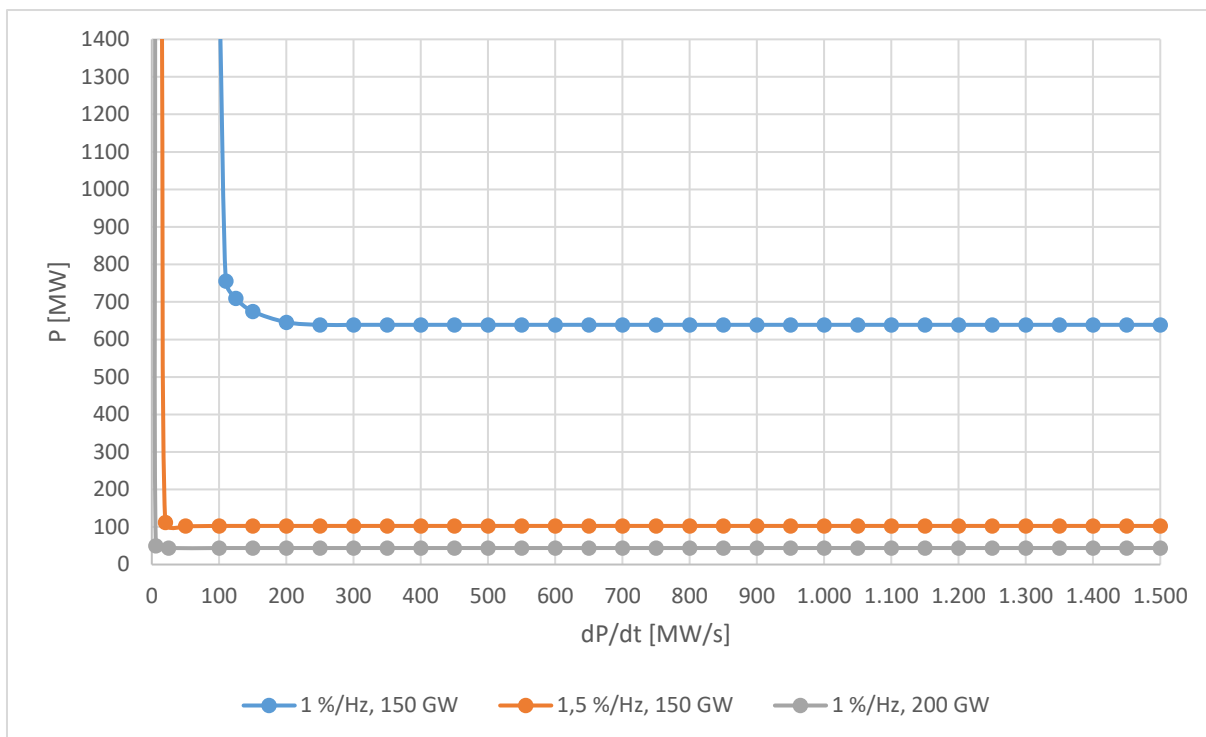


Abbildung 4.12: Erforderliche Leistung für $T_A=5s$ in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes

Kapitel 5

Realisierung mit Batteriespeicher

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die verschiedenen Aspekte von EFR aus systemischer Sicht untersucht. So wurden die Notwendigkeit von EFR und die jeweiligen Parameter für eine Implementierung ermittelt, ohne zu spezifizieren, wie diese Leistung bereitgestellt werden könnte. In diesem Kapitel wird untersucht, welche Realisierungsmöglichkeiten sich für die Bereitstellung von EFR besonders anbieten. In diesem Zusammenhang wird auch der Einsatz von Batteriespeichern betrachtet und die Anforderungen, welche diese erfüllen können müssen.

5.1 Realisierungsmöglichkeiten

Aus dem vierten Kapitel ist hervorgegangen, dass die EFR-Leistung im Bereich von etwa 200 bis 1000 MW innerhalb weniger Sekunden, mit entsprechenden Leistungsgradienten von einigen 100 MW/s erbracht werden muss. Nachfolgend wird untersucht, welche Technologien diesen Anforderungen genügen.

5.1.1 Thermische Kraftwerke

Wie aus Abbildung 1.2 zu erkennen ist, weisen thermische Kraftwerke Leistungsgradienten von wenigen Prozent der Nennleistung pro Minute auf. Sie können ihre Leistung somit innerhalb der geforderten Hochfahrdauer von wenigen Sekunden nur sehr gering ändern. Die folgende Beispielrechnung, für eine Gasturbine, dient zur Abschätzung des Leistungsgradienten in MW/s. Für die Leistungsanstiegsgeschwindigkeit wird eine Änderung von zehn Prozent der Nennleistung pro Minute angenommen. Die Nennleistung wird mit 300 MW angesetzt. Dies ergibt für den Leistungsgradienten:

$$\frac{dP}{dt} = 300 \text{ MW} \cdot 10 \frac{\%}{\text{min}} = 30 \frac{\text{MW}}{\text{min}} = 0,5 \frac{\text{MW}}{\text{s}} \quad (5.1)$$

Mit derselben Vorgehensweise werden auch die Leistungsgradienten der anderen Kraftwerkstypen aus Abbildung 1.2 bestimmt. Die ermittelten Werte sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Die angenommenen Werte der Nennleistung entsprechen den üblichen Werten eines Kraftwerkblockes. Ein Kraftwerk kann aus mehreren Blöcken bestehen, wodurch sich entsprechend die Nennleistung und der Leistungsgradient erhöhen. Es gilt weiters zu beachten, dass die ermittelten Werte lediglich dem Beitrag eines Kraftwerkes entsprechen. Da an der Erbringung von EFR aber mehrere Kraftwerke gleichzeitig beteiligt sein können, überlagern sich auch deren Leistungen, wodurch die geforderte Leistung und deren Gradient, bei ausreichender Anzahl an Kraftwerken, erreicht werden können.

Tabelle 5.1: Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken

Kraftwerkstyp	Nuklear	Gasturbine	GuD-Kraftwerk	Wasserkraftwerk	Kohlekraftwerk
Nennleistung [MW]	1400	300	600	1000	300
Leistungsanstieg [%/min]	1	10	5	10	1
Leistungsanstieg [MW/s]	0,23	0,50	0,50	1,67	0,05

Aus den Leistungsanstiegsgeschwindigkeiten ist ersichtlich, dass sich Gas- und Wasserkraftwerke an der Erbringung von EFR, bei ausreichend installierter Leistung, beteiligen können. Da die Leistungsänderung allerdings nur gering ist, und ein laufendes anpassen des Arbeitspunktes sich negativ auf den Wirkungsgrad und die Lebensdauer auswirkt, eignen sich thermische Kraftwerke zur Erbringung von EFR nur bedingt.

5.1.2 Speichertechnologien

Eine Übersicht über die verschiedenen elektrischen Energiespeichertechnologien gibt Abbildung 5.1. Die Abkürzung DSK steht für Doppelschichtkondensatoren, SMES steht für supraleitende Magnetenergiespeicher.

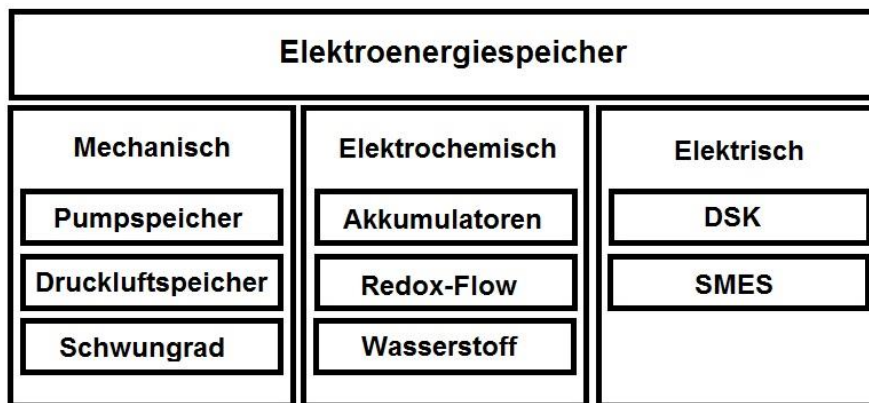


Abbildung 5.1: Übersicht über die existierenden elektrischen Energiespeichertechnologien

Pumpspeicherkraftwerke weisen mit 11 MW/s [19] zwar wesentlich größere Leistungsgradienten als thermische Kraftwerke auf, die Werte liegen jedoch ebenfalls weit unter den geforderten Werten. Wie für die thermischen Kraftwerke, gilt auch für alle andere Technologien, dass wenn sich mehrere Kraftwerke oder Speicher gleichzeitig an der Erbringung von EFR beteiligen, sich deren Leistungen überlagern. Insbesondere wird nur gefordert, dass die gesamte EFR-Leistung mit einem bestimmten Gradienten erbracht wird, wie sich der Gradient ergibt, ist belanglos. Es können also schnellere und langsamere Technologien zur Erbringung von EFR kombiniert werden, solange die in Summe gelieferte EFR-Leistung den Vorgaben entspricht.

Die Leistungsgradienten von Druckluftspeichern stimmen, auf Grund der Rückverstromung durch Gasturbinen, mit den oben ermittelten Werten für Gasturbinenkraftwerke überein.

Schwungräder weisen Reaktionszeiten im Bereich einiger Millisekunden und Leistungen von einigen 10 bis 100 kW auf. Die Leistungen von Schwungrad-Speicherkraftwerken können durch den Einsatz einer Vielzahl an Schwungrädern bis zu einige 10 MW erreichen. Da die Kapazität solcher Schwunghmassenspeicher eher gering ist, eignen sie sich vor allem zum kurzzeitigen Einsatz im

Sekunden bis Minutenbereich [20] [21]. Schwungrad-Speicherkraftwerke können sich bei größeren Kapazitäten an der Erbringung von EFR beteiligen. Bei kleineren Kapazitäten können sie als Überbrückung für etwas langsamere Technologien dienen, welche die Schwungräder nach einigen Minuten ablösen.

Die Leistungsgradienten von Batteriespeichern sind grundsätzlich durch die Umschaltzeiten der Inverter begrenzt. Diese Umschaltzeiten bewegen sich jedoch im Bereich weniger ms [22]. Für eine angenommene Umschaltzeit von 2 ms und einer Leistung von 1 MW ergibt dies einen möglichen Leistungsgradienten von:

$$\frac{dP}{dt} = 1 \text{ MW} \cdot 50 \frac{\%}{\text{ms}} = 500 \frac{\text{MW}}{\text{s}} \quad (5.2)$$

Der Einsatz von Batteriespeichern zur Erbringung von EFR ist somit gut möglich. Die tatsächlichen Leistungsgradienten für eine bestimmte Anlage hängen ihrerseits von vielen Faktoren ab und können sich deutlich von dem nach Formel (5.2) ermittelten Wert unterscheiden. So erreicht der im Projekt BatterieSTABIL eingesetzte Batteriespeicher einen Leistungsgradienten von 13 MW/s bei einer Leistung von 2,25 MW bzw. 2,5 MVA. Dies bedeutet, der Speicher ist in der Lage seine Leistung binnen 200 ms hochzufahren, was einer prozentuellen Leistungsanstiegsgeschwindigkeit von 500 %/min entspricht. Im Gegensatz, zu Schwungrädern, die ebenfalls sehr hohe prozentuelle Leistungsanstiege aufweisen, bieten Akkumulatoren sowohl ausreichend hohe Leistungen als auch Kapazitäten und stellen bereits erforschte, marktreife Technologien dar.

Die Redox-Flow Batterie und das Wasserstoffspeichersystem gehören beide zur Klasse der elektrochemischen Speicher mit externem Speicher. Dies bedeutet, dass das Speichermedium von der Energieumwandlungseinheit getrennt ist, und somit die gespeicherte Energie und Leistung voneinander unabhängig sind.

In Redox-Flow Batterien erfolgt, wie auch bei Bleiakkumulatoren, ein Austausch von Elektronen an Membranen. Der Austausch findet hierbei jedoch zwischen zwei flüssigen Elektrolyten, üblicherweise Vanadium-Verbindungen, statt. Die Speicherkapazität wird durch die Menge der Elektrolyten bestimmt, die Leistung durch die sogenannten Stacks, über welche die Verschaltung der Einzelzellen erfolgt. Die Redox-Flow-Batterie weist eine Reihe technischer Vorteile, wie eine geringe Selbstentladung, getrennt skalierbare Leistung und Kapazität und nicht brennbare Substanzen, auf. Als nachteilig erweisen sich ein hohes Gewicht und entsprechend geringe Energiedichte bzw. ein hoher Preis bei größeren Leistungen [23].

Wasserstoff entsteht durch Aufspalten von Wasser im Zuge der Elektrolyse. Es kann in sogenannten Aquifern oder in begrenzter Menge im Erdgassystem gespeichert werden. Wasserstoff kann schließlich durch Brennstoffzellen oder Gasturbinen rückverstromt werden. In den Brennstoffzellen läuft der umgekehrte Prozess der Elektrolyse ab, bei dem anodisch Wasserstoff oxidiert und kathodisch Sauerstoff reduziert wird. Es existieren verschiedene Bauformen von Brennstoffzellen, und es können Leistung bis zu einigen 100 MW erreicht werden [20]. Aus Verfahrenstechnischen Gründen sind große Leistungsänderungen jedoch unerwünscht. Brennstoffzellen sind deswegen für den Bandlastbetrieb gedacht und eignen sich zur Erbringung von EFR nicht.

Die elektrischen Energiespeicher, wie der Doppelschichtkondensator oder die Supraleitende Spule eignen sich hauptsächlich zum Liefern hoher Leistungen für sehr kurze Zeit. Wegen der relativ großen Selbstentladerate der DSK, der hohen Standby-Verluste zur Kühlung der SMES und der sehr geringen Energiedichte beider Technologien, eignen sie sich zur Bereitstellung von EFR nur bedingt [20].

5.2 Frequenzmessung

Bei der Simulation liegt die Frequenz als bekannte Größe vor, für reale Anwendungen muss sie jedoch durch Messungen gewonnen werden. Die Frequenzmessung erfolgt, indem die während einer sogenannten Torzeit einlaufenden Impulse eines Messsignals gezählt werden [24]. Die Frequenz bestimmt sich dann schließlich, aus dem Zählerstand (N_x) und der Torzeit (T_{ref}) nach der folgenden Formel:

$$f_{Netz} = \frac{N_x}{T_{ref}} \quad (5.3)$$

Da leistungselektronische Bauteile den Sinus Verlauf der Spannung etwas abflachen, können die Maxima und Minima des Spannungsverlaufs nicht zuverlässig erfasst werden. Aus diesem Grund werden die Nulldurchgänge des Signals gemessen.

Um eine entsprechende Genauigkeit der Frequenzmessung zu erzielen, muss die Frequenz über mehrere Perioden hinweg gemessen werden. Entsprechend liegt die Dauer der Frequenzmessung im Bereich einiger 100 ms. Wie in Abschnitt 4.3 gezeigt worden ist, ist der Einfluss der Zeitverzögerung durch die Frequenzmessung auf die erforderliche Leistung jedoch nur gering.

5.3 Leistungsbedarf zur Erbringung von EFR

Mit Hilfe des UK-Modells wird ermittelt, welche Volllastzeit, eines Speichers sich bei einem Leistungsausfall nach der design hypothesis ergibt. Die Volllastzeit errechnet sich hierbei, wie folgt:

$$t_{Volllast} = \frac{\int P_{EFR} dt}{P_{Nenn}}, \quad (5.4)$$

wobei $t_{Volllast}$ die Volllastzeit, $\int P_{EFR} dt$ die vom Speicher gelieferte (oder aufgenommene) Energiemenge und P_{Nenn} die Nennleistung darstellen.

Den Verlauf der Frequenz für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A = 5$ s zeigt Abbildung 5.2. Die während der Störung gelieferte EFR-Leistung ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Frequenz 534,8 s nach Eintritt der Störung bereits im Totband (± 50 mHz) für das Speichermanagement befindet, wodurch die Leistung im untersuchten Fall negativ wird (der Speicher wird geladen). Die gelieferte Energiemenge wird entsprechend nur bis zu diesem Zeitpunkt untersucht und ergibt sich aus der Simulation zu 47831,78 MWs. Für eine Nennleistung von 630 MW errechnet sich die Volllastzeit nach Formel (5.4), zu 75,9 s. Für die Annahme, dass der Speicher zur Erbringung von Primärregelleistung ausgelegt ist, beträgt die Volllastzeit des Speichers sowohl in positive als auch in negative Richtung jeweils eine halbe Stunde [25]. Es ist somit ersichtlich, dass die Energiemenge, die ein EFR-Anbieter während eines Ausfalls liefern muss, im Vergleich zu der Kapazität für die der Speicher ausgelegt ist, gering ist. Dies kann dadurch erklärt werden, dass die EFR-Leistung im UK-Modell Frequenzabweichungsproportional ist, und die Frequenzabweichung nur sehr kurze Zeit größere Werte aufweist. So wird, wie in Abbildung 5.3 ersichtlich ist, im Zeitbereich nach 30 s nur ein Bruchteil der Nennleistung geliefert.

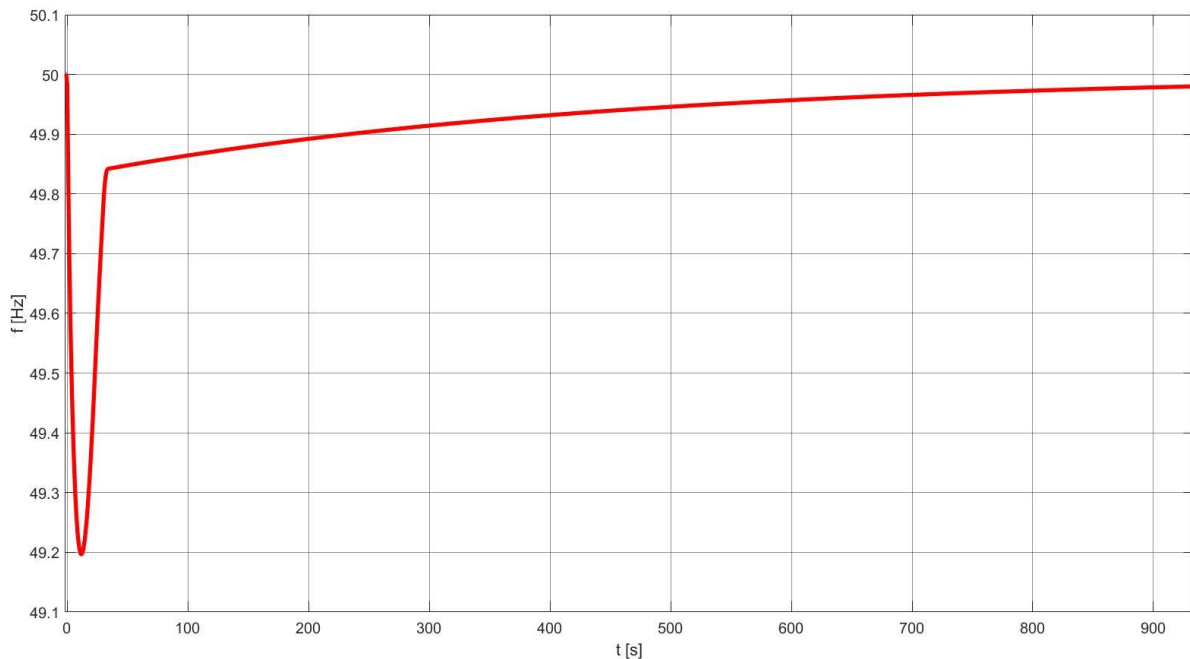


Abbildung 5.2: Verlauf der Frequenz für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=5s$

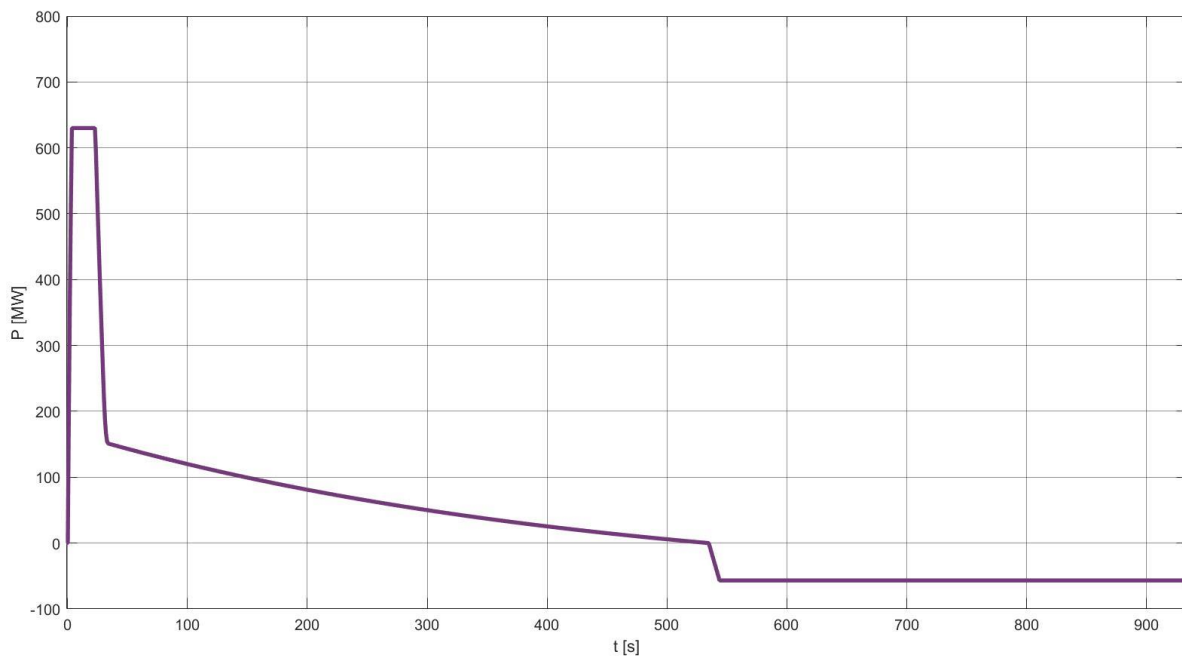


Abbildung 5.3: Verlauf der EFR-Leistung für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=5s$

Um die Auswirkung der Netzanlaufzeitkonstante auf die Vollastzeit zu untersuchen, wird der Versuch für $T_A = 8 s$ wiederholt. Den entsprechenden Frequenz- und EFR-Leistungsverlauf zeigen Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5. Aus den Abbildungen ist zu erkennen, dass der Verlauf der Frequenz, durch die größere Netzanlaufzeitkonstante, langsamer ist, und EFR mit einer größeren bezogenen Leistung und über längere Dauer geliefert werden muss. So erreicht die Frequenz das Totband für Speichermanagement in diesem Fall erst 579,3 s nach Eintritt des Fehlers. Die aus der Simulation

ermittelte Energiemenge bis zu diesem Zeitpunkt beträgt 22321,64 MWs. Mit einer Nennleistung von 220 MW ergibt dies eine Volllastzeit von 101,5 s.

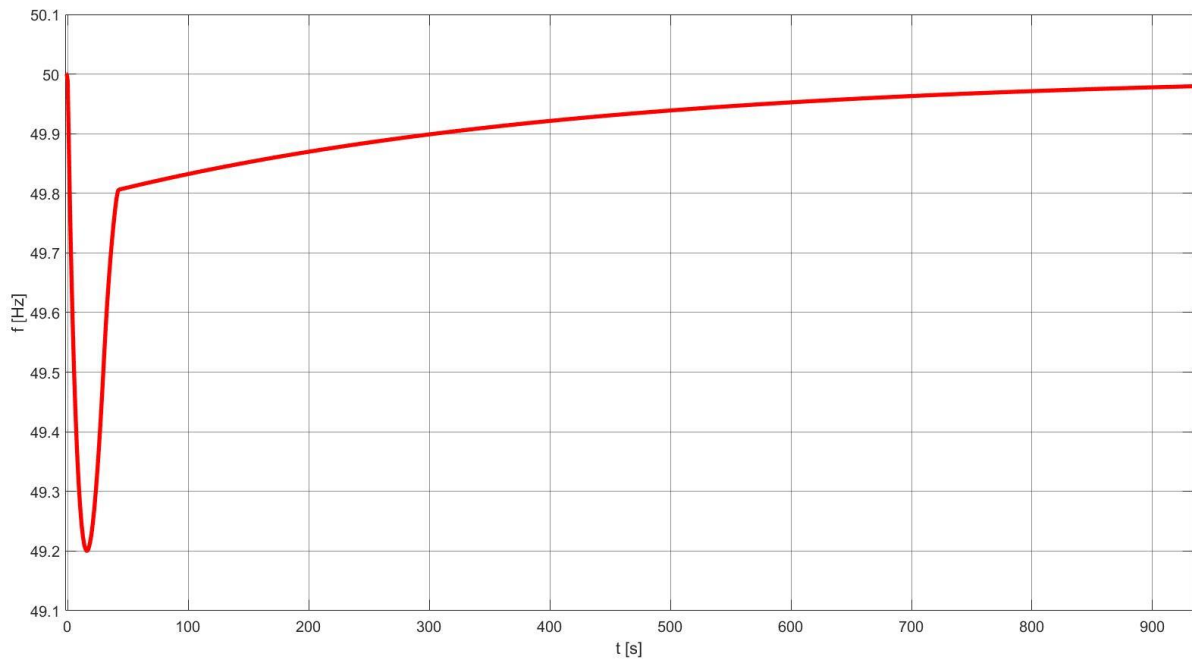


Abbildung 5.4: Verlauf der Frequenz für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=8s$

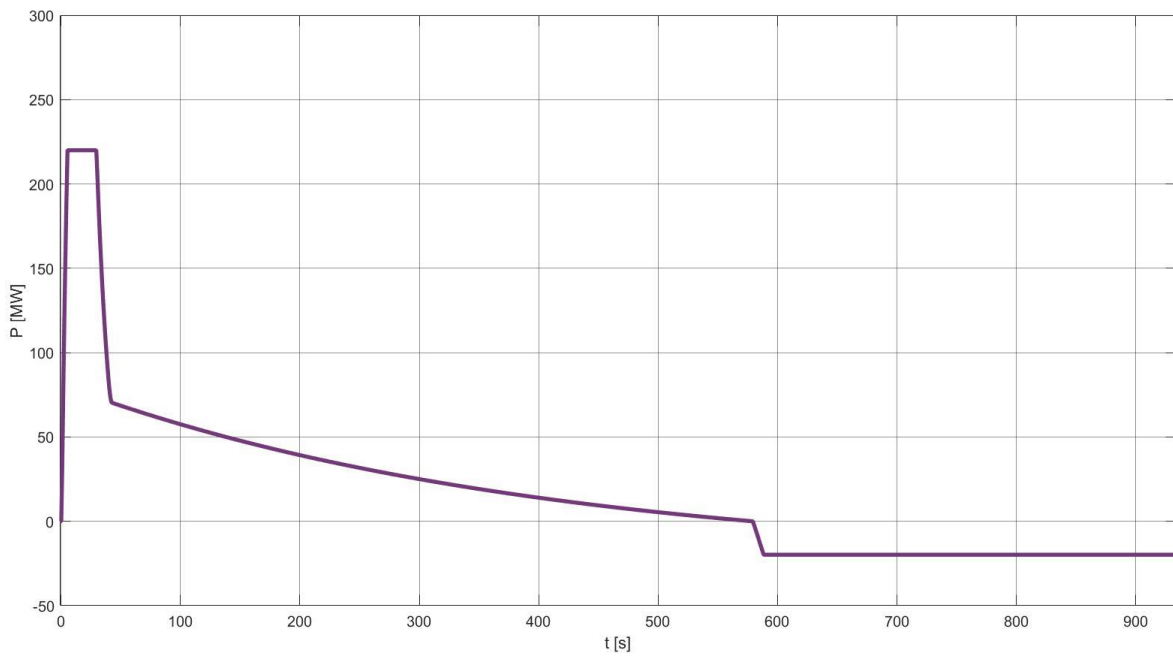


Abbildung 5.5: Verlauf der EFR-Leistung für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=8s$

Ein Vergleich der beiden untersuchten Fälle ist in Tabelle 5.2 aufgelistet.

Tabelle 5.2: Vergleich der Volllastzeiten für unterschiedliche Netzanlaufzeitkonstanten

Netzanlaufzeitkonstante [s]	5	8
Energiemenge [MWs]	47831,78	22321,64
Nennleistung [MW]	630	220
Volllastzeit [s]	75,9	101,5

Wie aus Tabelle 5.2 ersichtlich ist, steigt die benötigte Energiemenge für kleinere Werte der Netzanlaufzeitkonstante. Da die erforderliche Nennleistung mit kleineren Werten von T_A jedoch viel stärker anwächst, nimmt die Volllastzeit ab. Dies ist auch verständlich, denn für kleine Werte der Netzanlaufzeitkonstante wird das System dynamischer, weswegen mehr Leistung benötigt wird, das System sich aber eben auch schneller stabilisieren lässt.

Kapitel 6

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden anhand der Resultate aus Kapitel 4, die möglichen Parameter für eine Implementierung von EFR in Kontinentaleuropa angegeben. Weiters wird untersucht, wie sich die ermittelten Parameter von denen im Vereinigten Königreich und Guadalupe unterscheiden. Abschließend erfolgt eine kurze Beschreibung über die verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten zur Erbringung von EFR.

6.1 Parameter von EFR in Kontinentaleuropa

Das europäische Verbundsystem stellt mit seiner aktuellen Größe, dem Kraftwerksmix, dem Anteil erneuerbarer Erzeugung und der vorherrschenden Regelstruktur ein stabiles elektrisches System dar. Allerdings kann die Versorgungssicherheit mit einem zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien und einer Verschiebung des Kraftwerksmix hin zu unflexiblen Kraftwerken, ohne den Einsatz von EFR, nicht gewährleistet werden.

In Kapitel 4 wurden für die Realisierung von EFR zwei unterschiedliche Ansätze untersucht. Die Implementierung von EFR nach Vorbild des UK-Modells weist hierbei gegenüber der Realisierung als Notfallreserve mehrere Vorteile auf. Ein Vergleich der beiden Ansätze für die verschiedenen Gesichtspunkte von EFR ist in Tabelle 6.1 aufgelistet.

Tabelle 6.1: Vergleich der Ansätze zur Implementierung von EFR

	UK	Statisch/Dynamisch
Aktivierung von EFR	Wenn die Frequenz das Totband verlässt	Wenn die Frequenz das Totband verlässt und der Frequenzgradient einen kritischen Wert überschreitet
Beitrag zur Frequenzstabilisierung bei unkritischen Fehlern	Beitrag entsprechend der Frequenzabweichung	Kein Beitrag
Beitrag zur Frequenzstabilisierung bei kritischen Fehlern	Beitrag entsprechend der Frequenzabweichung, bei $\Delta f > 0,5$ Hz wird Nennleistung geliefert	Hochfahren auf Nennleistung mit dem Angegebenen Gradienten
Dauer von EFR	Solange sich die Frequenz außerhalb des Totbandes befindet (max. 30 min)	30s

Wie aus dem Vergleich in Tabelle 6.1 zu erkennen ist, erfolgt die Aktivierung von EFR nach dem UK-Modell unabhängig von der Netzanlaufzeitkonstante immer auf gleiche Weise. Hingegen erfolgt die Aktivierung im statischen und dynamischen Modell nur wenn der Frequenzgradient einen kritischen Wert übersteigt. Dieser Grenzwert hängt jedoch, wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, von der Netzanlaufzeitkonstante ab und kann somit nicht genau angegeben werden.

Weiters trägt EFR bei einer Realisierung nach dem UK-Modell, durch die Aktivierung bei unkritischen Fehlern und die längere Bereitstellung der Leistung, viel stärker zur Erhöhung der Versorgungsqualität bei als bei einer Realisierung nach dem statischen/dynamischen Ansatz.

Zusätzlich haben etwaige Messungenauigkeiten bei der Ermittlung der Frequenz im UK-Modell wesentlich geringeren Einfluss auf die Systemstabilität, als bei einem Einsatz als Notfallreserve. Hierdurch weist EFR nach dem UK-Modell eine recht hohe Robustheit auf. Genaugenommen unterscheidet sich EFR für die Implementierung nach dem UK-Ansatz von der Primärregelung nur durch die geforderte Aktivierungsdauer.

Aus diesen Gründen ist für Kontinentaleuropa eine Implementierung von EFR als eine frequenzabweichungsproportionale Regelung zu empfehlen.

Ein Einsatz von EFR als Notfallreserve ist eher für kleinere (Insel)netze geeignet. Die erforderliche Leistung und deren Gradient unterscheiden sich für die beiden Ansätze nur gering. Im Folgenden wird untersucht welche Leistung für EFR benötigt wird.

Wie aus den Abschnitten 4.2 und 4.6 hervorgeht, hängt die erforderliche EFR-Leistung stark von der Systemgröße, dem Selbstregeleffekt der Lasten und der Netzanlaufzeitkonstante ab. Diese Größen ändern sich jedoch stetig in Abhängigkeit der aktuellen Lastsituation. Um Berechnungen durchführen zu können, müssen für diese Parameter bestimmte Werte angenommen werden. Diese Werte werden so gewählt, dass sie eine Art worst-case darstellen. Denn nur, wenn die Regelung für einen worst-case ausgelegt ist, und dieser beherrscht werden kann, ist gewährleistet, dass das System zu allen Zeiten mit ausreichender Wahrscheinlichkeit stabil betrieben werden kann. Die Kombination der Werte und Annahmen ergibt schließlich den Auslegungsfall, die sogenannte design hypothesis. Die angenommenen Werte für die aktuelle design hypothesis sind in Tabelle 2.1 aufgelistet. Die Veränderung der Versorgungsstruktur muss sich in den Werten des Auslegungsfalls entsprechend widerspiegeln. Vor allem müssen für die Netzanlaufzeitkonstante, mit einem steigenden Anteil an erneuerbaren Erzeugern, kleinere Werte angesetzt werden. Erschwert wird die Festlegung der Werte durch die Tatsache, dass Größen, wie der Selbstregeleffekt der Lasten oder die Netzanlaufzeitkonstante des Systems nicht genau bestimmt werden können.

Insbesondere gilt es zu beachten, dass für die Netzanlaufzeitkonstante kein konkreter Wert angegeben werden kann, der für alle Zeiten einen sicheren Grenzwert darstellt. Vielmehr muss der gewählte Wert in Abhängigkeit der Erzeugungsstruktur immerzu korrigiert und angepasst werden. Für die nähere Zukunft scheinen für die Netzanlaufzeitkonstante Werte im Bereich von 7 bis 9 s angebracht. Dies entspricht in etwa einer EFR-Leistung von 350 MW. Für den zugehörigen Leistungsgradienten wird gefordert, dass dieser größer als 100 MW/s sein soll, was der derzeitigen Leistungsanstiegsgeschwindigkeit der Primärregelung entspricht. Entsprechend ergibt sich für EFR, bei Annahme eine Dauer der Frequenzmessung von 500 ms, eine Aktivierungszeit von maximal 4 s. Es sind allerdings auch Aktivierungszeiten von etwa 1 s möglich. Eine Haltedauer kann für EFR nach dem UK-Ansatz nicht angegeben werden, da die Leistung von der Frequenzabweichung und diese wiederum vom vorliegenden Fehlerfall abhängt.

6.2 Vergleich der Parameter mit anderen Regionen

In diesem Abschnitt werden die verschiedenen Parameter von EFR, zusammen mit den Systemparametern, für Kontinentaleuropa, das Vereinigte Königreich und Guadalupe verglichen. Die entsprechenden Werte für die einzelnen Regionen sind in Tabelle 6.2 aufgelistet.

Tabelle 6.2: Vergleich der Parameter von EFR und des elektrischen Systems für verschiedene Regionen

	Kontinentaleuropa	UK	Guadalupe
Systemparameter			
Last	250-400 GW	61 GW	150-250 MW
Netzanlaufzeitkonstante	7-9 s	6-8 s	7-9 s
Primärregelung			
aktiv innerhalb von	30 s	10 s	15 s
aktiv für	15 min	20 s	15 min
Sekundärregelung			
aktiv innerhalb von	30 s	30 s	-
aktiv für	15 min	30 min	-
Tertiärregelung			
aktiv innerhalb von	~10-15 min	-	~10-15 min
aktiv für		-	
EFR-Parameter			
EFR-Leistung	350 MW	200 MW	3,5 MW
aktiv innerhalb von	1-4 s	1 s	1 s
aktiv für	<30 min	<30 min	2-10 s

Wie aus Tabelle 6.2 zu erkennen ist, ist das Verhältnis der EFR-Leistungen in Kontinentaleuropa und dem Vereinigten Königreich kleiner als das Verhältnis der Gesamtsystemleistungen. Dies ist neben der größeren Netzanlaufzeitkonstante hauptsächlich auf die größere Systemleistung zurückzuführen. Besonders deutlich wird die Auswirkung der Systemleistung auf die notwendige Leistung beim Vergleich von Kontinentaleuropa und Guadalupe. So ist das Verhältnis der Systemleistungen für die beiden Regionen etwa zehnmal so groß, wie das Verhältnis der erforderlichen EFR-Leistung. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass, bedingt durch die Systemgröße, EFR in Kontinentaleuropa wesentlich langsamer als in den anderen Regionen erbracht werden kann.

6.3 Mögliche Ausführungsformen

Wie aus den vorherigen Unterpunkten hervorgeht, werden für EFR in naher Zukunft Leistungen von etwa 350 MW mit Leistungsgradienten ab 100 MW/s benötigt. Dies bedeutet, dass derzeitige Primärregelleistungsanbieter auch EFR anbieten können. Wie in Abschnitt 5.3 gezeigt, sind diese Regelleistungsanbieter auch in Hinsicht der zur Verfügung stehenden Kapazität geeignet um EFR anbieten zu können. Wenn die Netzanlaufzeitkonstante allerdings weiter abnimmt, werden neben den höheren Leistungen, wie in Abbildung 4.9 gezeigt, auch größere Leistungsgradienten im Bereich von 200 bis 400 MW/s gefordert, die nur mehr durch bestimmte Speichertechnologien, wie Akkumulatoren, erbracht werden können.

Kapitel 7

Zusammenfassung und Ausblick

In den entwickelten Ländern ist eine stabile Energieversorgung heutzutage unabdinglich. Zugleich führen schwindende fossile Ressourcen und ein größeres Bewusstsein für umweltfreundliche und nachhaltige Produktion zu einer Änderung der Versorgungsstruktur. Diese Änderungen stellen die Kraftwerks- und Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. So führt ein größerer Anteil an erneuerbaren Energien, durch Verringern der Netzanlaufzeitkonstante und die Volatilität dieser Erzeuger, zu einer Verschlechterung der Versorgungsstabilität. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird untersucht, wie die Versorgungssicherheit durch Einführen eines neuen Regelleistungsproduktes auch in Zukunft gewährleistet werden kann.

Um die Parameter für so ein neues Regelleistungsprodukt zu untersuchen und die verschiedenen Ansätze und Realisierungsmöglichkeiten zu vergleichen, wurden drei verschiedene Modelle erstellt.

Das statische Modell stellt hierbei den einfachsten Modellansatz dar. Hier wird die geforderte EFR-Leistung mit einem entsprechenden Leistungsgradienten hochgefahren und bis 15 s nach Eintritt der Störung auf Nennleistung gehalten, bevor sie innerhalb von 15 s linear runtergefahren wird.

Das dynamische Modell berücksichtigt die Auswirkung der Systemparameter auf den Frequenzverlauf, indem die EFR-Leistung nur solange auf Nennleistung gehalten wird, bis das Frequenzminimum erreicht wird. Für beide Ansätze gilt, dass EFR nur aktiviert wird, falls der Frequenzgradient einen kritischen Wert überschreitet, bei dem die Primärregelung nicht ausreichen würde, um die Frequenz im gewünschten Bereich zu halten. Es ist auch zu beachten, dass in den beiden Modellen, EFR nach der Aktivierung, mit dem eingestellten Leistungsgradienten auf die Nennleistung hochfährt, unabhängig davon ob die ganze Leistung benötigt wäre.

Im UK-Modell wird EFR als eine frequenzabweichungsproportionale Leistung abgebildet. Dies bedeutet, EFR wird unabhängig vom Frequenzgradienten immer aktiviert, sobald die Frequenz ein bestimmtes Totband verlässt. Die aktivierte Leistung hängt hierbei von der aktuellen Frequenzabweichung ab. Für Frequenzabweichung größer als 0,5 Hz wird gefordert, dass EFR die Nennleistung liefert. Im UK-Modell wird neben EFR auch ein Speicher modelliert. Des Weiteren ist eine Regelung implementiert worden, um das Verhalten dieses Speichers bei Frequenzen nahe 50 Hz, während dem Speichermanagement, untersuchen zu können. Um ein effizientes Arbeiten mit dem Modell zu ermöglichen, wurden für die einzelnen funktionalen Einheiten, eigene Benutzeroberflächen erstellt.

Mit Hilfe der Modelle wurden die verschiedenen Parameter für EFR, in Abhängigkeit der Eigenschaften des elektrischen Systems, ermittelt. Hierbei wurde auch der Einfluss der Haltedauer und der Dauer der Frequenzmessung auf die erforderliche Leistung untersucht. Die erhaltenen Ergebnisse zeigen, dass die notwendige Leistung stark von der Netzanlaufzeitkonstante, der Gesamtsystemgröße und dem Selbstregeleffekt der Lasten abhängt. Die Leistungsanstiegsgeschwindigkeit hat hingegen nur einen geringen Einfluss auf die Leistung. Die Unterschiede in den ermittelten Leistungen für die einzelnen Modelle sind ebenfalls gering.

Aus den erhaltenen Werten für die EFR-Leistung und den dazugehörigen Leistungsgradienten ergeben sich für eine konkrete Realisierung entsprechende Forderungen. In diesem Zusammenhang wurden die (flexiblen) thermischen Kraftwerke und verschiedenen Energiespeichertechnologien auf ihre Eignung zur Erbringung von EFR untersucht. Zusätzlich wurde die Messung der Netzfrequenz kurz beschrieben und der Einfluss der Dauer dieser Messung auf die erforderliche Leistung betrachtet. Abschließend erfolgte eine Berechnung der Volllastzeit des Speichers, bei einem Leistungsausfall nach der design hypothesis und $T_A = 5 \text{ s}$.

Schließlich wurden anhand der vorangegangenen Ergebnisse und Überlegungen in Kapitel 6, die für die nähere Zukunft relevanten Werte der Parameter zur Implementierung von EFR ausgewählt. Mit diesen Werten wurde ein Vergleich einer möglichen Realisierung von EFR in Kontinentaleuropa und der existierenden Implementierungen im Vereinigten Königreich und Guadalupe vorgenommen.

Abschließend kann festgestellt werden, dass EFR dazu beitragen kann, die Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu gewährleisten. Wie EFR genau erbracht werden kann, hängt stark von den Systemparametern ab. Die konkreten Anforderungen müssen deshalb regelmäßig angepasst werden. In naher Zukunft, für Werte der Netzanlaufzeitkonstante im Bereich von 7 bis 10 s, eignen sich jedoch die meisten Energiespeichertechnologien zur Erbringung von EFR.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Merit Order für Deutschland [2]	1
Abbildung 1.2: Regelbarkeit der verschiedenen Kraftwerkstypen [3]	2
Abbildung 1.3: Verlauf des Trägheitsmomentes in 2030 für verschiedene Szenarien [4]	3
Abbildung 2.1: Abhängigkeit der Frequenz vom Leistungsgleichgewicht [7]	4
Abbildung 2.2: Regelleistungen [8]	5
Abbildung 2.3: Beitrag der Generatoren zur Primärregelung in Abhängigkeit des Droops [8]	6
Abbildung 2.4: Frequenzverläufe bei Leistungsausfällen mit verschiedenen Parametern [8]	8
Abbildung 2.5: Geforderter Zeitverlauf zur Erbringung der Primärregelleistung [8]	9
Abbildung 2.6: Frequenzverlauf im Zuge der Sekundärregelung für verschiedene Leistungsausfälle [8]	11
Abbildung 2.7: Zeitliche Staffelung der Regelleistungen [8]	11
Abbildung 2.8: Verlauf der Frequenz für unterschiedliche Werte der Netzanlaufzeitkonstante [11] ...	12
Abbildung 2.9: Prinzipieller Aufbau einer, ans Netz gekoppelten, virtuellen Schwungmasse [12]	13
Abbildung 2.10: Geforderte EFR-Leistung in Abhängigkeit der Frequenz (UK) [16]	14
Abbildung 2.11: Analyse der Fehlerfälle in Guadalupe für 2006-2008 [17]	15
Abbildung 2.12: Zeitliche Staffelung der Regelleistungen [17]	15
Abbildung 2.13: System Split in Kontinentaleuropa (2006) [18]	16
Abbildung 3.1: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Frequenz	18
Abbildung 3.2: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Momentanreserve	18
Abbildung 3.3: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Primärregelleistung	19
Abbildung 3.4: Prinzip Schaltung zur Berechnung der Leistung auf Grund des Selbstregelleffektes ...	19
Abbildung 3.5: Das Grundmodell	20
Abbildung 3.6: Verlauf der Frequenz bei einem Leistungsausfall nach der design hypothesis	20
Abbildung 3.7: Verlauf der Leistungen bei einem Leistungsausfall nach der design hypothesis	21
Abbildung 3.8: Verlauf der Frequenz bei einem Leistungsausfall und $T_A=5s$	21
Abbildung 3.9: Verlauf der Leistungen bei einem Leistungsausfall und $T_A=5s$	22
Abbildung 3.10: Dynamisches Modell	23
Abbildung 3.11: Dynamisches Modell (nur EFR)	24
Abbildung 3.12: Exemplarischer Verlauf der EFR-Leistung im dynamischen Modell	25
Abbildung 3.13: Statisches Modell (nur EFR)	26
Abbildung 3.14: Prinzip Schaltung EFR (UK)	27
Abbildung 3.15: Prinzip Schaltung des Speichers	27
Abbildung 3.16: Prinzip Schaltung des Speichermanagements	28
Abbildung 3.17: Prinzip Schaltung des UK-Modells	29
Abbildung 3.18: Benutzeroberfläche für die Einstellungen der Erzeugungsausfälle	30
Abbildung 3.19: Benutzeroberfläche für die Einstellungen der Sekundärregelung	31
Abbildung 3.20: Benutzeroberfläche für die Einstellungen von EFR und der Speicherverwaltung	31
Abbildung 3.21: Benutzeroberfläche für die Einstellungen des Speichers	32
Abbildung 4.1: Frequenzverlauf nach einem Leistungsausfall	34
Abbildung 4.2: Minimale Frequenz in Abhängigkeit von ΔP und T_A	35
Abbildung 4.3: Maximale Frequenzgradienten in Abhängigkeit von ΔP und T_A	36
Abbildung 4.4: Notwendige Leistung in Abhängigkeit des Leistungsgradienten und der Netzanlaufzeitkonstante	37

Abbildung 4.5: Notwendige Leistung in Abhängigkeit der Hochfahrdauer und der Netzanlaufzeitkonstante	37
Abbildung 4.6: Notwendige Leistung in Abhängigkeit der Hochfahrdauer und der Netzanlaufzeitkonstante (3D).....	38
Abbildung 4.7: Veränderung der notwendigen Leistung bei längerer Dauer der Frequenzmessung	39
Abbildung 4.8: Notwendige Leistung in Abhängigkeit der Haltedauer für $T_A=5s$	40
Abbildung 4.9: Erforderliche Leistung in Abhängigkeit des Leistungsgradienten und der Netzanlaufzeitkonstante - UK	41
Abbildung 4.10: Erforderliche Leistung für $T_A=3s$ in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes.....	42
Abbildung 4.11: Erforderliche Leistung für $T_A=4s$ in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes.....	42
Abbildung 4.12: Erforderliche Leistung für $T_A=5s$ in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes.....	43
Abbildung 5.1: Übersicht über die existierenden elektrischen Energiespeichertechnologien.....	45
Abbildung 5.2: Verlauf der Frequenz für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=5s$	48
Abbildung 5.3: Verlauf der EFR-Leistung für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=5s$	48
Abbildung 5.4: Verlauf der Frequenz für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=8s$	49
Abbildung 5.5: Verlauf der EFR-Leistung für einen Fehlerfall nach der design hypothesis und $T_A=8s$	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Werte für die einzelnen Systemparameter nach [8]	8
Tabelle 4.1: Minimale Frequenz in Hz, in Abhängigkeit von ΔP und T_A	34
Tabelle 4.2: Maximale Frequenzgradienten in Hz/s, in Abhängigkeit von ΔP und T_A	35
Tabelle 4.3: Minimale Frequenz in Hz bei einem Leistungsausfall in Abhängigkeit der Gesamtsystemgröße und des Selbstregeleffektes der Lasten	41
Tabelle 5.1: Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken	45
Tabelle 5.2: Vergleich der Vollastzeiten für unterschiedliche Netzanlaufzeitkonstanten	50
Tabelle 6.1: Vergleich der Ansätze zur Implementierung von EFR	51
Tabelle 6.2: Vergleich der Parameter von EFR und des elektrischen Systems für verschiedene Regionen	53

Literaturverzeichnis

- [1] Reinhard Haas. Regenerative Energiesysteme Vorlesungsskriptum, Wirtschaftlichkeit. Technische Universität Wien, 2016.
- [2] Andreas Fleischhacker. Energiewirtschaft und Umwelt Vertiefung Vorlesungsskriptum. Technische Universität Wien, 2016.
- [3] Holger Rogner. Energiewirtschaft und Umwelt Vertiefung Vorlesungsskriptum. Technische Universität Wien, 2016.
- [4] ENTSO-E. Executive Report. Online, <http://tyndp.entsoe.eu/exec-report/>, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [5] Andreas Ulbig, Theodor S. Borsche, Göran Andersson. Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. Online, https://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/Ulbig_IFAC_2014.pdf, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [6] Siemens. Fact Sheet Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Online, <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/factsheet-hgued.pdf>, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [7] Wolfgang Gawlik. Integration der Erneuerbaren – Harmonisierung der Beiträge zu Systemdienstleistungen im europäischen Verbundsystem. Technische Universität Wien, 2016.
- [8] ENTSO-E. Continental Europe Operation Handbook Appendix A1 Load-Frequency Control and Performance. Online, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [9] E-Control. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D: Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen. Online, https://www.e-control.at/documents/20903/388512/TOR_D4_V2.3+ab+1.7.2016.pdf/1fbc3aff-36a6-4eee-8de5-6027eaa53a89, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [10] Alexander Stimmer, APG. Netzstabilität Notwendigkeit und Konzept der Regelreserven. Online, https://www.ihs.ac.at/fileadmin/public/2016_Files/Documents/20160427.1_OeGOR@IHS_Stimmer.pdf, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [11] Wolfgang Gawlik, Alois Lechner, Robert Schürhuber. Inertia Certificates - Bedeutung und Wert von Momentanreserve für den Verbundnetzbetrieb. Technische Universität Wien, 2017.
- [12] Martin Boxleitner, Günther Brauner. VIRTUELLE SCHWUNGMASSE. Online, https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_180872.pdf, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [13] National Grid. National Grid EMR Electricity Capacity Report. Online, https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/47/Electricity%20Capacity%20Report%202016_Final_080716.pdf, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [14] National Grid. Mandatory Frequency Response. Online, <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/frequency-response/mandatory-frequency-response>, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [15] National Grid. Enhanced Frequency Response, Frequently Asked Questions. Online, <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=45615>, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [16] National Grid. Enhanced Frequency Response Seminar, Juni 2016.

- [17] Gauthier Delille, Bruno François, Gilles Malarange. Dynamic Frequency Control Support: a Virtual Inertia Provided by Distributed Energy Storage to Isolated Power Systems. IEEE
- [18] ENTSO-E. Final Report System Disturbance on 4 November 2006. Online, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf, letzter Zugriff: 23. Februar 2017
- [19] Thomas Dymek. Pumpspeicherkraftwerke: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen. Online, http://www.iww.rwth-aachen.de/download/pdf/symposium/presentation/IWASA2013/IWASA2013_Vortragsfolien_Dymek.pdf, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [20] Wolfgang Gawlik. Regenerative Energiesysteme Vorlesungsskriptum, Energiespeicher. Technische Universität Wien, 2016.
- [21] Beacon Power. Operating Plants. Online, <http://beaconpower.com/hazle-township-pennsylvania/>, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [22] Benning. Datasheet ENERTRONIC modular SE. 2016.
- [23] Redox-Flow-Batterie – Erforschung neuer Stromspeicher. Online, <https://www.energieheld.de/photovoltaik/stromspeicher/strom-speichern/redox-flow-batterie>, letzter Zugriff: 20. Februar 2017.
- [24] Reinhard Lerch. Die Messung von Frequenz und Zeit. 2010.
- [25] Regelleistung.net. Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelung. Online, <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>, letzter Zugriff: 21. Februar 2017.

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 30.09.2016

Christian Alács