



Milan Lazic, BSc

Untersuchung des Einflusses von virtueller Schwungmasse auf die Frequenzstabilität eines elektrischen Netzes

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium

Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Institut für elektrische Anlagen

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Graz, November 2017

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei Herr Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner bedanken, der meine Masterarbeit betreut und begutachtet hat. Er lieferte die Impulse und Anregungen, die zur Erstellung dieser Masterarbeit führten und stand mir bei auftretenden Fragen immer mit seiner fachlichen Kompetenz zur Seite. Dafür gebührt Ihm mein größter Dank!

Ebenfalls bedanken möchte ich mich beim Institut für elektrische Anlagen für die Bereitstellung eines Platzes im Diplomandenbüro.

Meinen Schwestern Marija Lazic und Dragana Milinkovic danke ich besonders für den starken emotionalen Rückhalt über die Dauer meines gesamten Studiums.

Abschließend möchte ich mich sehr bei meinen Eltern Milorad und Milena Lazic bedanken, die mir mein Studium durch ihre Hilfe erst ermöglicht haben.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit/Diplomarbeit identisch.

08.11.2017

Datum



Unterschrift

Kurzfassung

Die Endlichkeit der fossilen Energieträger sowie die durch ihre Verwendung verursachte globale Erwärmung führten zur sogenannten Energiewende. Im Zuge dieser soll die Verwendung fossiler Energieträger eingedämmt und soweit wie möglich durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Im Bereich der Elektrizitätswirtschaft bedeutet das eine Abkehr der Stromerzeugung aus thermischen Großkraftwerken hin zur Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraftwerken.

Da Wind- und Solarkraftwerke über Frequenzumrichter an das Netz geschlossen sind, sind sie von der Netzfrequenz „entkoppelt“ und tragen somit nichts direkt zur Frequenzstabilität bei. Die im Netz befindliche Schwungmasse der Synchronmaschinen, die im ersten Moment eines Störfalles den Frequenzabfall begrenzt, wird durch einen starken Zubau von Wind- und Solarkraftwerken reduziert. Die Frequenzstabilität wird somit durch den Zubau von Wind- und Solarkraftwerken gefährdet. Eine mögliche Lösung ist die Ausstattung der Wind- und Solarkraftwerke mit virtueller Schwungmasse. Dabei wird das Frequenzverhalten von Synchrongeneratoren emuliert und die Umrichter so angesteuert, dass sie bei Frequenzeinbrüchen zusätzliche Leistung in das Netz speisen.

In dieser Arbeit wird der Einfluss von virtueller Schwungmasse auf die Frequenzstabilität untersucht. Dabei wird vor allem der Einfluss der bei der Modellierung der virtuellen Schwungmasse auftretenden Parameter, darunter insbesondere die Verzögerungszeitkonstante der virtuellen Schwungmasse, auf das Frequenzverhalten untersucht.

Nachdem in einem ersten Kapitel die theoretischen Grundlagen dieser Thematik vermittelt werden, wird das mithilfe von MATLAB/Simulink erstellte Modell für Frequenzuntersuchungen vorgestellt. Mithilfe dieses Modelles und ausgewählter, realer Szenarien werden nun Simulationen durchgeführt, die das Frequenzverhalten bei Verwendung von virtueller Schwungmasse untersuchen.

Durch die durchgeführten Simulationen hat sich herausgestellt, dass die virtuelle Schwungmasse das Frequenzverhalten vor allem in Fällen hoher Einspeiseleistung aus Solar- und Windkraftwerken erheblich verbessert. Es konnte auch gezeigt werden, dass die durch die Modellierung auftretende Verzögerungszeitkonstante der virtuellen Schwungmasse, einen positiven Effekt auf die auftretende maximale Frequenzabweichung hat. Zuletzt wurde noch gezeigt, dass selbst in Fällen sehr geringer Netzanlaufzeitkonstanten, die Frequenzstabilität bei Einhaltung der minimal vorgegebenen Netzleistungszahl gewährleistet ist. Voraussetzung dafür ist allerdings eine schnelle Leistungsabgabe der Primärregelkraftwerke.

Abstract

Due to the limited amount of fossil fuels and the global warming caused by it, the energy revolution has started. The usage of fossil fuels will be restricted, and if possible, replaced by renewable energies in the future. For the electricity industry this means a change from large power stations to smaller wind and solar power plants.

Wind and solar power plants are connected via inverters to the electrical grid. As a consequence of this, they are decoupled from the grid frequency. On the contrary to the synchronous generators of an electrical grid, who limit the frequency gradient in case of a system disturbance due to the energy stored in their rotational masses, wind and solar power plants contribute nothing to frequency stability. Therefore a large expansion of wind and solar generation reduces the system inertia. This could lead to problems in terms of frequency stability. A possible solution to this problem is the usage of virtual inertia for solar and wind power plants. Thereto the frequency behavior of synchronous generator is emulated in such a way, that the inverters of the power plants regulate the power output in such a way, synchronous generators would do inherently.

The aim of this master thesis is to analyze the influence of virtual inertia onto the frequency stability. Especially the influence of the parameters of the virtual inertia should be investigated. Special attention should be given to the time constant of the delay, which is occurring by using virtual inertia.

In the first chapter the theoretical basics of this topic are given. In a next chapter the MATLAB/Simulink model is introduced, which is used for the frequency examination. With reality based scenarios various simulations are being executed. With these simulations the frequency behavior of virtual inertia can be analyzed.

It could be shown, that the usage of virtual inertia strongly improves the frequency behavior after a disturbance, especially in cases of high wind and solar penetration. Further it could be shown, that the occurring time delay of the virtual inertia has a positive effect on the maximum frequency deviation. In a final simulation it could be shown that, under the assumption that a generation loss of 15 000 MW causes a frequency deviation of 1 Hz and a reference incident of 3 GW, even for very small system inertia constants frequency stability is provided. A very fast power output from power plants of the primary control is needed though.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	8
2	Theoretische Grundlagen.....	10
2.1	Frequenzverhalten der Synchronmaschine.....	10
2.2	Frequenzabhängigkeit der Last	12
2.3	Die Netzanlaufzeitkonstante	13
2.4	Regelmechanismen zur Haltung der Netzfrequenz.....	13
2.4.1	Primärregelung.....	14
2.4.2	Übertragungsverhalten der Turbine	17
2.4.3	Sekundärregelung	21
2.4.4	Tertiärregelung.....	21
2.5	Weitere Maßnahmen zur Frequenzregelung.....	21
2.5.1	Lastabwurf.....	21
2.5.2	LFSM-O	23
2.6	Virtuelle Schwungmasse.....	23
2.6.1	Das Prinzip der virtuellen Schwungmasse	23
2.6.2	Modellierung der virtuellen Schwungmasse.....	24
2.6.3	Ermittlung der Größe des Zwischenkreisspeichers.....	25
2.6.4	Speichertechnologien.....	26
2.6.5	Schwungmasse in Windkraftwerken.....	27
3	Das erstellte Simulationsmodell.....	31
3.1	Allgemeine Struktur	31
3.2	Selbstregelung der Last	33
3.3	Primärregelung.....	34
3.4	Lastabwurf	36
3.5	Virtuelle Schwungmasse.....	37
3.6	Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten der verschiedenen Kraftwerksarten.....	38
3.7	Auflistung der für das Modell verwendeten Parameterwerte.....	39
3.8	Überprüfung des Simulationsmodells	41
4	Simulationsszenarien und -ergebnisse.....	45
4.1	Auswahl von Simulationsszenarien	45
4.2	Simulationen.....	49

4.2.1	Simulation – Ausregelverhalten der einzelnen Primärregelkraftwerkstypen	50
4.2.2	Simulation – Frequenzverlauf nach Referenzstörfall für alle vier Szenarien	52
4.2.3	Simulation – Einfluss der Verzögerungszeitkonstante T_{mess} auf das Frequenzverhalten	54
4.2.4	Simulation – Einfluss der Trägheitskonstante der virtuellen Schwungmasse auf das Frequenzverhalten	62
4.2.5	Simulation – Unterschied zwischen realer und virtueller Schwungmasse	64
4.2.6	Simulation – Ermittlung der minimalen Trägheitskonstante im europäischen Netz 66	
5	Schlussfolgerung.....	69
6	Verwendete Formelzeichen	72
7	Abkürzungsverzeichnis	75
8	Literaturverzeichnis.....	76

1 Einleitung

Die Verwendung fossiler Energieträger zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie deren Einsatz im Verkehrsbereich wird nicht ewig möglich sein. Fossile Energieträger entstehen über sehr lange Zeiträume und sind nur begrenzt vorhanden. Die weltweit immer steigende Nachfrage von Erdöl kann Prognosen zufolge schon im Laufe der nächsten Jahrzehnte nicht mehr gedeckt werden. Für Erdgas und Kohle sieht die Situation aktuell noch besser aus. Hier kann die weltweite Nachfrage, aufgrund der Anzahl vorhandener Reserven und Ressourcen, noch für viele Jahrzehnte gedeckt werden [1]. Zur Förderung der Energieträger aus den noch vorhandenen Ressourcen muss jedoch auf immer neuere Technologien und Methoden zurückgegriffen werden. Dadurch steigen die Kosten der fossilen Energieträger immer weiter an, wodurch deren Einsatz immer unwirtschaftlicher wird.

Im Gegensatz zu den oben genannten fossilen Energieträgern sieht die Situation für die Kernbrennstoffe viel besser aus [1]. Die weltweiten Uranreserven und -ressourcen decken den weltweiten Bedarf noch für lange Zeit. Auch die Rohstoffkosten sind hier vergleichsweise sehr gering. Jedoch birgt die Verwendung der Kernkraft zur Stromerzeugung Gefahren, die zur Folge haben, dass sich viele Staaten von der Verwendung der Kernkraft abkehren. Eine dieser Gefahren ist das Risiko von Unfällen in Kernkraftwerken, das schwere ökologische Auswirkungen zur Folge haben kann (Nuklearkatastrophe von Tschernobyl).

Neben ihrer Begrenztheit hat der Einsatz fossiler Energieträger noch einen weiteren schweren Nachteil. Bei deren Einsatz werden die sogenannten Treibhausgase freigesetzt, die zum Treibhauseffekt beitragen. Der Treibhauseffekt hat zur Folge, dass die durchschnittliche Temperatur der Erde sehr stark ansteigt. Dieser starke Temperaturanstieg wird als globale Erwärmung bezeichnet und hat globale Folgen, wie den Anstieg des Meeresspiegels oder die Zunahme von Naturkatastrophen [2].

Aus diesen Gründen haben sich viele Staaten der Welt das Ziel gesetzt, die Verwendung fossiler Energieträger zu reduzieren und durch erneuerbare Energien zu ersetzen.

In der Elektrizitätswirtschaft erfolgt die Stromerzeugung hauptsächlich durch Großkraftwerke, die mit Kohle, Erdgas und angereichertem Uran betrieben werden. Diese Kraftwerkstypen werden als konventionelle Kraftwerke bezeichnet. Im Zuge der Energiewende sollen diese konventionellen Kraftwerke in den nächsten Jahrzehnten hauptsächlich durch Wind- und Solarkraftwerke ersetzt werden. Diese Umstellung stellt die Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Netzbetreiber, aufgrund der Besonderheiten von Wind- und Solarkraftwerken, vor große Herausforderungen.

Zum Beispiel erfolgt die Erzeugung mithilfe von Wind- und Solarkraftwerken, im Gegensatz zur Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, dezentral. Dadurch werden die Verteilernetze viel stärker belastet. Auch ist die Erzeugung aus Wind- und Solarkraftwerken starken Schwankungen unterworfen. Die EVU müssen also auch dafür sorgen, dass in Zeiten geringer Sonneneinstrahlung und Windstärke die Energieversorgung gesichert ist.

Eine weitere Besonderheit von Wind- und Solarkraftwerken ist, dass sie hauptsächlich über Umrichter an das Netz geschlossen sind. Dadurch sind sie, im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, bei denen die Synchrongeneratoren direkt an das Netz angeschlossen sind, frequenztechnisch vom Netz „entkoppelt“. Aufgrund der nur bedingt möglichen Speicherbarkeit elektrischer Energie muss in einem elektrischen Netz dafür gesorgt werden, dass zwischen Erzeugung und Verbrauch immer ein Gleichgewicht herrscht. Wird durch einen Störfall, wie zum Beispiel dem Ausfall eines Kraftwerkes, dieses Gleichgewicht gestört, dann muss dafür gesorgt werden dass das Leistungsgleichgewicht wieder hergestellt wird. Im ersten Moment nach Eintritt des Störfalles sorgt die in den Schwungmassen der Synchrongeneratoren gespeicherte Energie dafür, dass zusätzliche Leistung in das Netz gespeist wird. Die Synchronmaschinen werden dadurch abgebremst, wodurch auch die Netzfrequenz abnimmt. Diese Abnahme der Frequenz hängt also von der in den Synchrongeneratoren gespeicherten kinetischen Energie ab. Ist viel kinetische Energie in einem Netz vorhanden, so verläuft der Frequenzabfall langsamer.

Diese wichtige Eigenschaft fehlt aber bei Wind- und Solarkraftwerken komplett, falls sie über Umrichter an das Netz angeschlossen sind. Wenn jetzt durch einen starken Zubau von Wind- und Solarkraftwerken deren Anteil an der Gesamterzeugung stark erhöht wird, so reduziert sich die im Netz befindliche kinetische Energie stark. Dadurch kann es zu Frequenzstabilitätsproblemen im elektrischen Netz kommen.

Eine mögliche Lösung für dieses Problem kann die Ausstattung von Wind- und Solarkraftwerken mit virtueller Schwungmasse bieten. Bei virtueller Schwungmasse wird das Frequenzverhalten von Synchrongeneratoren elektronisch emuliert. Die Umrichter werden dabei so angesteuert, dass sie die Leistungsabgabe bei Eintritt eines Störfalles, entsprechend des Verhaltens eines Synchrongenerators, erhöhen. Bei der Modellierung der virtuellen Schwungmasse treten zwei Parameter auf, die prinzipiell variiert werden können.

Ziel dieser Arbeit soll es nun sein, den Einfluss der virtuellen Schwungmasse auf das Netzfrequenzverhalten bei Eintritt eines Störfalles zu untersuchen. Dabei soll hierbei insbesondere der Einfluss der Parameter untersucht werden. Es soll auch das Verhalten der virtuellen Schwungmasse mit dem der realen Schwungmasse verglichen werden. Außerdem soll noch untersucht werden, ob es bei sehr hoher Einspeisung von Wind- und Solarkraftwerken im europäischen Netz zu Frequenzproblemen kommen kann und welchen Einfluss die virtuelle Schwungmasse darauf hat.

Die Arbeit ist so gegliedert, dass nach einer Vermittlung der theoretischen Grundlagen das erstellte Modell vorgestellt wird. Dann werden die ausgewählten Simulationsszenarien vorgestellt und die durchgeführten Simulationen beschrieben. In einem letzten Abschnitt sollen die wichtigsten Ergebnisse der Simulationen beschrieben und wichtige Schlussfolgerungen daraus gezogen werden.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die für die Erstellung des verwendeten Simulationsmodelles, sowie für das Verständnis der Thematik benötigten theoretischen Grundlagen erläutert. Dazu wird zuerst das frequenzbestimmende Verhalten der Synchronmaschine (Verwendung als Generator) erklärt. Anschließend werden noch die im Netz befindlichen, der Frequenzstabilität dienenden Regelmechanismen (wie z.B. die Primärregelung, virtuelle Schwungmasse usw.) erklärt.

2.1 Frequenzverhalten der Synchronmaschine

Die Frequenz der elektrischen Spannung ist ein wesentliches Qualitätsmerkmal eines elektrischen Übertragungsnetzes. Im europäischen Übertragungsnetz soll die Frequenz konstant bei 50 Hz gehalten werden. Abweichungen von dieser Nennfrequenz sollen vermieden und wenn nötig „korrigiert“ werden. Die Synchrongeneratoren sind in einem elektrischen Netz der frequenzbestimmende Faktor. Im Idealfall wird von den Generatoren im Netz exakt so viel Energie erzeugt, wie auf der Verbraucherseite gerade gebraucht wird. Wenn dieses Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleistet ist, bleibt die Netzfrequenz konstant.

Kommt es aber zu einer Abweichung von diesem Gleichgewicht, wie z.B. durch den Ausfall eines Kraftwerks oder den Ausfall einer großen Last, dann wird sich die Netzfrequenz ändern und von der Nennfrequenz abweichen. Die Rate mit der sich die Frequenz bei einem dieser Störfälle ändern wird hängt von den im Netz befindlichen Synchrongeneratoren ab und soll nachfolgend beschrieben werden.

Die Turbine und der Generator eines elektrischen Kraftwerkes sind über eine Welle miteinander gekoppelt und bilden ein mechanisches System. Mithilfe der Bewegungsgleichungen für rotierende Körper kann das mechanische Verhalten dieses System mit nachfolgender Formel beschrieben werden:

$$J \cdot \dot{\omega}_m(t) = M_T(t) - M_E(t) - D \cdot (\omega_m(t) - \omega_{m,n}) \quad (1)$$

Wie in der Formel zu sehen ist, führt ein Ungleichgewicht zwischen dem mechanischen Antriebsmoment und dem elektrischen Moment der Synchronmaschine zu einer Änderung der mechanischen Drehzahl, und somit der elektrischen Frequenz. Diese Drehzahländerung ist indirekt proportional zum Trägheitsmoment.

Der Parameter D beschreibt hier den Einfluss der Dämpfungswicklung einer Synchronmaschine. Die Dämpfungswicklung ist nur bei einer Abweichung der Frequenz einer einzelnen Maschine gegenüber dem restlichen Netz wirksam.

Die Verwendung von Momenten und der mechanischen Drehzahl ist für unsere Zwecke recht unhandlich, weswegen nun durch folgende Umformungen eine geeignete Übertragungsfunktion für das Frequenzverhalten der Synchronmaschine gefunden werden soll.

$$\omega = p \cdot \omega_m \quad (2)$$

$$P = \omega_m \cdot M \quad (3)$$

Es wird nun die mechanische Kreisfrequenz durch die elektrische Kreisfrequenz mithilfe von Formel (2) ersetzt. Zusätzlich wird das Moment durch die elektrische Leistung mithilfe von Formel (3) ersetzt. Bildet man nun die Bewegungsgleichung für eine Frequenzabweichung $\Delta\omega = \omega(t) - \omega_n$, so erhält man den in nachfolgender Formel dargestellten Zusammenhang:

$$J \cdot \frac{\Delta\dot{\omega}(t)}{p} = \frac{p \cdot \Delta P(t)}{(\omega_n + \Delta\omega(t))} - D \cdot \frac{\Delta\omega(t)}{p} \quad (4)$$

und mit der Annahme von $\Delta\omega \ll \omega_n$:

$$J \cdot \frac{\Delta\dot{\omega}(t)}{p} \approx \frac{p \cdot \Delta P(t)}{\omega_n} - D \cdot \frac{\Delta\omega(t)}{p} \quad (5)$$

Um den Ausdruck etwas handlicher zu machen, soll nun statt dem Trägheitsmoment J die Anlaufzeitkonstante T_J verwendet werden. T_J ist hierbei jene Zeit, die die Turbinen-Generator-Einheit benötigt, um bei konstantem Nenn-Antriebsmoment $M_{T,n}$ ohne Belastung auf die Nenndrehzahl zu beschleunigen. Die Anlaufzeitkonstante lässt sich also folgendermaßen berechnen:

$$\omega_{m,n} = \int_0^{T_J} \dot{\omega}_m(t) dt = \frac{M_{T,n}}{J} \cdot T_J \quad (6)$$

$$T_J = \frac{J \cdot \omega_{m,n}}{M_{T,n}} = \frac{J \cdot \omega_{m,n}^2}{S_n} = \frac{J \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p^2} \quad (7)$$

Oft wird, vor allem in der englischsprachigen Literatur, statt der Anlaufzeitkonstante T_J die Trägheitskonstante H verwendet. Der Zusammenhang beider Größen ist dabei durch folgende Formel beschrieben:

$$H = \frac{1}{2} T_J \quad (8)$$

Nimmt man an, dass die mechanische- bzw. die elektrische Kreisfrequenz nur gering von deren Nennkreisfrequenz abweicht, dann ergibt sich, dass Leistung und Moment in pu-Größen äquivalent sind. Bezieht man nun die Leistung auf die Nennleistung S_n der Maschine und ersetzt das Trägheitsmoment durch die Anlaufzeitkonstante, dann ergibt sich Formel (5) zu:

$$T_J \cdot \Delta\dot{\omega}(t) = \Delta P(t) - K_D \cdot \Delta\omega(t) \quad (9)$$

mit

$$K_D = \frac{D \cdot \omega_n^2}{S_n \cdot p^2} \quad (10)$$

ω , P und K_D sind hierbei in pu-Größen angegeben.

Um eine für Simulationen geeignete Form zu bekommen, kann man die Formel (9) nun als Übertragungsfunktion darstellen:

$$\Delta\omega(s) = \frac{1}{T_J \cdot s + K_D} \cdot \Delta P(s) \quad (11)$$

Diese Beziehung stellt den Frequenzverlauf, welcher durch ein Leistungsungleichgewicht hervorgerufen wurde, dar.

2.2 Frequenzabhängigkeit der Last

Will man in einem Netz Frequenzuntersuchungen durchführen, so muss man natürlich auch das Frequenzverhalten der im Netz befindlichen Lasten mitberücksichtigen. Das Frequenzverhalten der Last lässt sich mit nachfolgender Formel beschreiben, alle Angaben sind hierbei in pu-Größen:

$$P_{Last} = 1 + K_P \cdot \Delta f \quad (12)$$

Wie man anhand der Formel erkennen kann, sinkt die Leistungsaufnahme der Last bei einem Abfallen der Frequenz. Steigt aber die Netzfrequenz, so wird auch die Leistungsaufnahme der im Netz befindlichen Lasten steigen. Der Parameter K_P beschreibt hierbei, wie stark die Last von der Frequenz abhängt. Dieser Parameter ist je nach Verbrauchertyp unterschiedlich. Umfangreiche Messungen haben folgende Wertebereiche für den Parameter K_P ergeben:

	K_P
Haushalt	0,8 ... 1
Gewerbe	1,2 ... 1,5
Industrie	2,5

Tabelle 2-1: Typische Werte für die Frequenzabhängigkeit der Last. [3]

2.3 Die Netzanlaufzeitkonstante

In Abschnitt 2.1 wurde die Frequenzantwort eines einzelnen Synchrongenerators auf einen Lastsprung (siehe Formel (11)) ermittelt. Für uns ist aber das Frequenzverhalten eines ganzen Netzes interessant, wie z.B. das Frequenzverhalten des europäischen Verbundnetzes bei einem Störfall.

Um das Frequenzverhalten eines ganzen Netzes zu ermitteln, werden alle Synchrongeneratoren im Netz zu einem einzigen Ersatzsynchrongenerator zusammengefasst. Dieser Ersatzsynchrongenerator stellt dann die Frequenzantwort des Netzes auf eine Leistungsänderung dar. Diese Zusammenfassung ist nur dann möglich, wenn angenommen wird, dass im gesamten Netz die Frequenz zu jedem Zeitpunkt gleich ist und es somit keine Frequenzoszillationen zwischen verschiedenen Netzteilen gibt.

Für diese Ersatzsynchronmaschine muss natürlich eine Anlaufzeitkonstante verwendet werden, die der Gesamtheit aller zusammengefassten Synchrongeneratoren entspricht. Diese Netzanlaufzeitkonstante kann mit folgender Formel berechnet werden [4]:

$$T_N = \frac{\sum_1^n T_{J,SG,n} \cdot P_{SG,n}}{P_{Last}} \quad (13)$$

Die Netzanlaufzeitkonstante ergibt sich somit aus dem Verhältnis der Summe der Produkte der Anlaufzeitkonstanten und Generatorleistungen der einzelnen Synchrongeneratoren zur gesamten Netzlast. In dieser Formel ist auch die elektrische Erzeugung enthalten, die nicht durch Synchrongeneratoren erfolgt. Diese hat jedoch eine Anlaufzeitkonstante von 0 s und verringert somit die Netzanlaufzeitkonstante.

Mithilfe der Netzanlaufzeitkonstante und der Übertragungsfunktion aus Formel (11) kann nun das Frequenzverhalten eines gesamten Netzes auf eine Leistungsänderung bestimmt werden.

2.4 Regelmechanismen zur Haltung der Netzfrequenz

Wie bereits erwähnt, ist die Frequenz ein wesentliches Qualitätsmerkmal eines elektrischen Netzes. Um zu gewährleisten, dass die Frequenz nur gering von der Nennfrequenz abweicht, sind bestimmte Regelmechanismen in einem elektrischen Netz notwendig. Diese Regelmechanismen sollen dafür sorgen, dass das Leistungsungleichgewicht, welches zu einer Netzfrequenzänderung geführt hat, so schnell wie möglich behoben wird. Es wird in die folgenden drei Regelverfahren unterteilt:

- Primärregelung
- Sekundärregelung
- Tertiärregelung oder Minutenreserve

2.4.1 Primärregelung

Die Primärregelung sorgt dafür, dass der Frequenzabfall bei einem Leistungsdefizit abgefangen, und die Netzfrequenz auf einen quasistationären Wert stabilisiert wird. Dazu wird durch Turbinenregler in ausgewählten Regelkraftwerken die Leistungsabgabe automatisch gesteigert. Die Regelkraftwerke müssen dabei die zusätzliche Leistung innerhalb von 30 s vollständig zur Verfügung stellen [5]. Diese zusätzliche Leistung muss über zumindest 30 Minuten verfügbar sein [5]. Zur Regelung wird ein Integralregler mit Verstärkung K verwendet. Um eine stabile Lastaufteilung auf die im Netz befindlichen Regelkraftwerke zu gewährleisten, wird der Regelausgang über eine Verstärkung σ (siehe Formel (18)) zurückgekoppelt. In Abbildung 2-1 sieht man das Blockschaltbild des Primärreglers mit nachfolgendem Stellglied. Zusätzlich zur normalen Statik ist hier auch eine transiente Statik σ_T mit der transienten Zeitkonstante T_T miteinbezogen. Diese soll das spezielle Verhalten von Wasserkraftturbinen berücksichtigen. Dabei soll die transiente Statik nur für schnelle Änderungen mit einer kleinen Verstärkung wirksam sein. Auf langsame Änderungen und den stationären Betrieb soll sie keinen Einfluss haben.

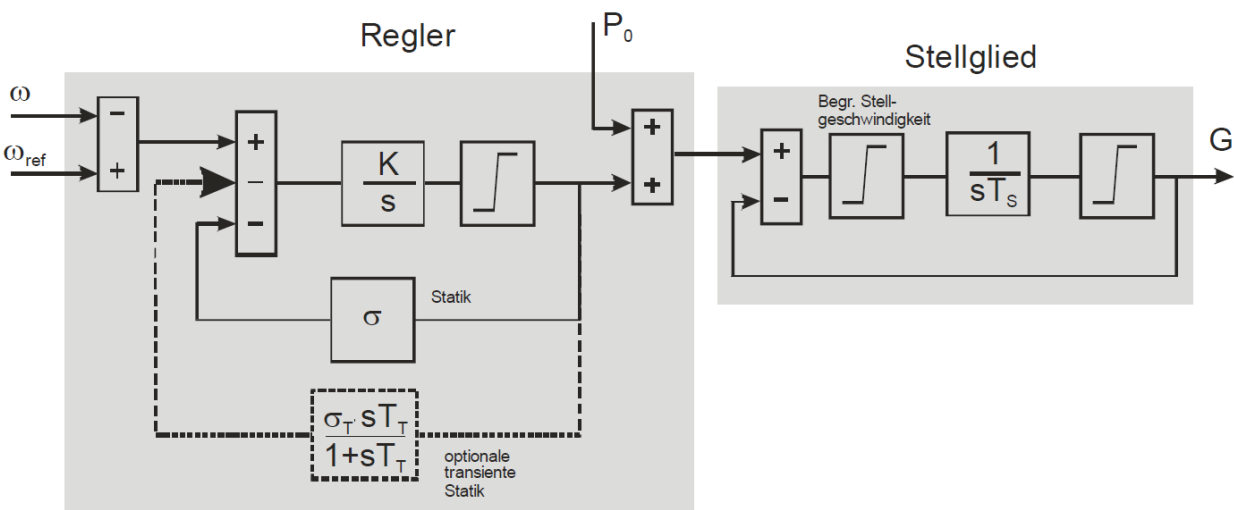


Abbildung 2-1: Blockdiagramm des Primärreglers. [3]

Das Blockdiagramm aus Abbildung 2-1 lässt sich durch Aufstellen der mathematischen Gleichungen und deren Umformung so darstellen, dass sich das Blockdiagramm aus Abbildung 2-2 ergibt. Statt der Verstärkung K ergibt sich nun eine Verstärkung von $1/\sigma$. Der Regler selbst zeigt jetzt das Verhalten eines Verzögerungsgliedes 1. Ordnung mit der Reglerzeitkonstante T :

$$T = \frac{1}{\sigma \cdot K} \quad (14)$$

Beim Übertragungsverhalten der transienten Statik ergibt sich jetzt noch zusätzlich die transiente Konstante K_T , die folgendermaßen bestimmt ist:

$$K_T = 1 + \frac{\sigma_T}{\sigma} \quad (15)$$

Die transiente Statik lässt sich mithilfe der Anlaufzeitkonstante der regelnden Wasserkraftwerke und der hydraulischen Zeitkonstante bestimmen und ergibt sich zu:

$$\sigma_T \approx 2 \cdot \frac{T_h}{T_j} \quad (16)$$

Die transiente Zeitkonstante beträgt ungefähr das Vierfache der hydraulischen Zeitkonstante:

$$T_T \approx 4 \cdot T_h \quad (17)$$

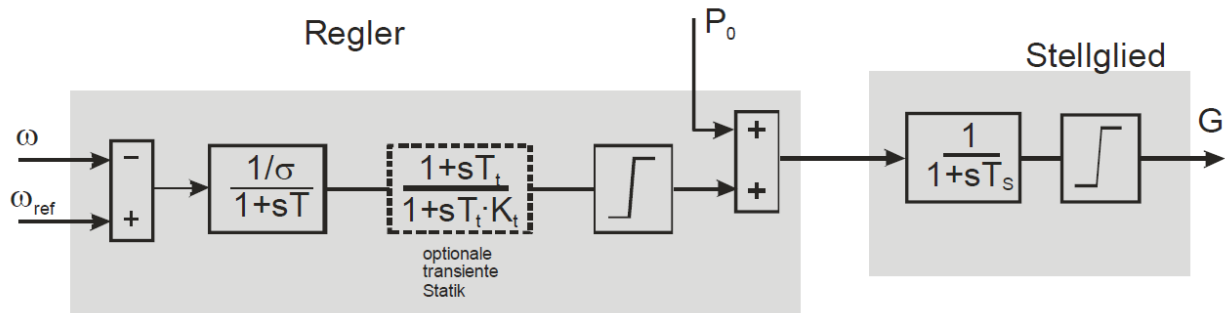


Abbildung 2-2: Vereinfachtes Blockdiagramm des Primärreglers. [3]

Die Statik kann mit folgender Formel definiert werden

$$\sigma = -\frac{\Delta f/f_n}{\Delta P/P_n} \quad (18)$$

Die Übertragungsfunktion des Reglers, bei Verwendung der optionalen transienten Statik stellt sich dann wie folgt dar:

$$\Delta Y = \frac{1/\sigma}{1+s \cdot T} \cdot \frac{1+s \cdot T_t}{1+s \cdot T_t \cdot K_t} \cdot \Delta \omega \quad (19)$$

Als ΔY wurde hier der Ausgang des Reglers, bzw. der Eingang des Stellgliedes bezeichnet. Bei Regelung von Dampf- und Gaskraftwerken fällt die optionale transiente Statik weg woraus sich dann die folgende Übertragungsfunktion ergibt:

$$\Delta Y = \frac{1/\sigma}{1+s \cdot T} \cdot \Delta \omega \quad (20)$$

Als Stellglied wird ein Servomotor verwendet, dessen Übertragungsverhalten durch ein Verzögerungsglied 1. Ordnung beschrieben wird:

$$\Delta G = \frac{1}{1+s \cdot T_s} \cdot \Delta Y \quad (21)$$

Mithilfe der Statik lässt sich auch die Leistungszahl eines Kraftwerkes bestimmen. Dazu multipliziert man den Kehrwert der Statik mit dem Verhältnis aus Nennleistung und Nennfrequenz. Mit der Leistungszahl lässt sich angeben, wie groß die zusätzliche Leistungsabgabe eines Regelkraftwerkes bei einer Frequenzabweichung ist.

$$\lambda_{KW} = -\frac{\Delta P_{KW}}{\Delta f} = \frac{1}{\sigma} \frac{P_n}{f_n} \quad (22)$$

Bildet man nun die Summe der Leistungszahlen aller Regelkraftwerke in einem Netz, und berücksichtigt noch den Selbstregeleffekt der Last, dann kann man die Netzleistungszahl bestimmen. Diese ergibt sich dann mit folgender Formel:

$$\lambda_N = -\frac{\Delta P}{\Delta f} = \left(\frac{1}{\sigma} + K_P \right) \cdot \frac{P_N}{f_n} \quad (23)$$

Die Netzleistungszahl hat die Einheit MW/Hz und gibt an, wie groß das Leistungsungleichgewicht in einem Netz sein muss, damit es zu einer quasistationären Frequenzabweichung von $1 Hz$ kommt.

Mithilfe der Vorgabe der entso-e [5], dass für eine Referenzstörung von $3 GW$ die quasistationäre Frequenzabweichung nicht höher als $200 mHz$ betragen darf, ergibt sich eine minimale Netzleistungszahl von $\lambda_N = 15\,000 MW/Hz$.

2.4.2 Übertragungsverhalten der Turbine

Um mithilfe der Stellgröße nun die Leistungsabgabe des Regelkraftwerkes zu bestimmen, ist es nötig das Übertragungsverhalten der in den Kraftwerken verwendeten Turbinen zu kennen. Deswegen wird nun im Folgenden das Übertragungsverhalten von Wasser-, Dampf- und Gasturbinen beschrieben.

2.4.2.1 Übertragungsverhalten von Wasserkraftturbinen

Bei Wasserkraftturbinen kann die Ausgangsleistung durch Ändern der Turbinenöffnung geregelt werden. In Wasserkraftwerken kommt es bei einer sprunghaften Änderung der Turbinenöffnung zunächst zu einem Leistungssprung in die entgegengesetzte Richtung. Dieser Sprung in die entgegengesetzte Richtung tritt infolge des hydraulischen Druckstoßes auf, der beim Verändern der Ventilstellung entsteht. Er wird durch die hydraulische Zeitkonstante T_h beschrieben, die sich folgendermaßen bestimmen lässt:

$$T_h = \frac{L \cdot Q}{A \cdot g \cdot H_w} \quad (24)$$

Die Zeitkonstante ist abhängig von der Länge der Druckrohrleitung L , der Durchflussmenge Q , dem Querschnitt der Druckrohrleitung A , der Erdbeschleunigung g sowie von der Fallhöhe H_w .

Mithilfe der hydraulischen Zeitkonstante kann nun das Übertragungsverhalten der Wasserkraftturbine bestimmt werden:

$$\Delta P = \frac{1 - T_h \cdot s}{1 + 0,5 \cdot T_h \cdot s} \cdot \Delta G \quad (25)$$

2.4.2.2 Übertragungsverhalten von Dampfturbinen

Bei Dampfturbinen kann, wenn man sich Formel (26) ansieht, die Leistung nur durch zwei Größen verändert werden. Eine Änderung des Enthalpiegefälles Δh ist nur schwer möglich, da zum Schutz der Turbine Temperaturänderungen möglichst gering gehalten werden sollen. Als Regelgröße bleibt also nur der Massestrom \dot{m} übrig.

$$P_T = \eta_T \cdot \dot{m} \cdot \Delta h \quad (26)$$

Der Massestrom lässt sich durch die Ventilstellung der Turbine oder durch den Dampfdruck ändern. Dabei gibt es folgende Regelverfahren:

- Gleitdruckbetrieb (Ventilstellung fest, Dampfdruck variabel)
- Festdruckbetrieb (Ventilstellung variabel, Dampfdruck konstant)
- Modifizierter Gleitdruckbetrieb (Ventilstellung variabel, Dampfdruck variabel)

Der Dampfdruck innerhalb der Turbine lässt sich durch die Brennstoffzufuhr ändern. In Abbildung 2-3 ist dargestellt, wie die Gleitdruckregelung prinzipiell funktioniert. Da der gesamte Dampferzeugungsprozess recht hohe Zeitkonstanten (60 s bei Öl/Gas bis 200 s bei Steinkohlestaub als Brennstoff) hat, ist eine Regelung des Massestromes über den Dampfdruck für die Primärregelung gänzlich ungeeignet [3]. Somit bleiben für die Regelung des Massestromes, im Sinne der Primärregelung, nur der Festdruckbetrieb (siehe Abbildung 2-4) und der modifizierte Gleitdruckbetrieb, wobei bei Letzterem die Primärregelung nur durch Ändern der Ventilstellung geschieht.

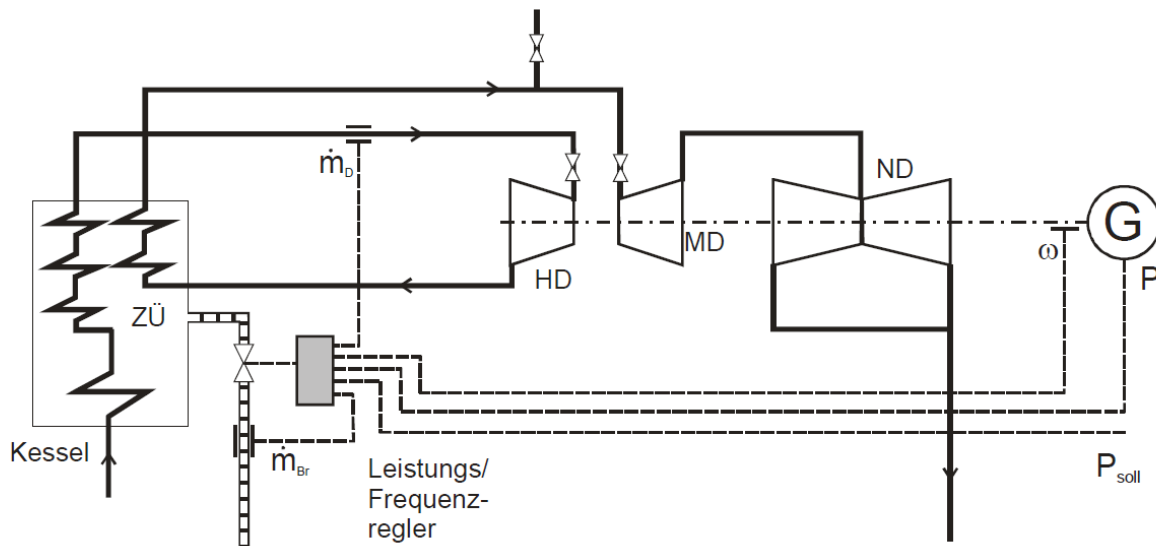


Abbildung 2-3: Prinzip der Gleitdruckregelung. [3]

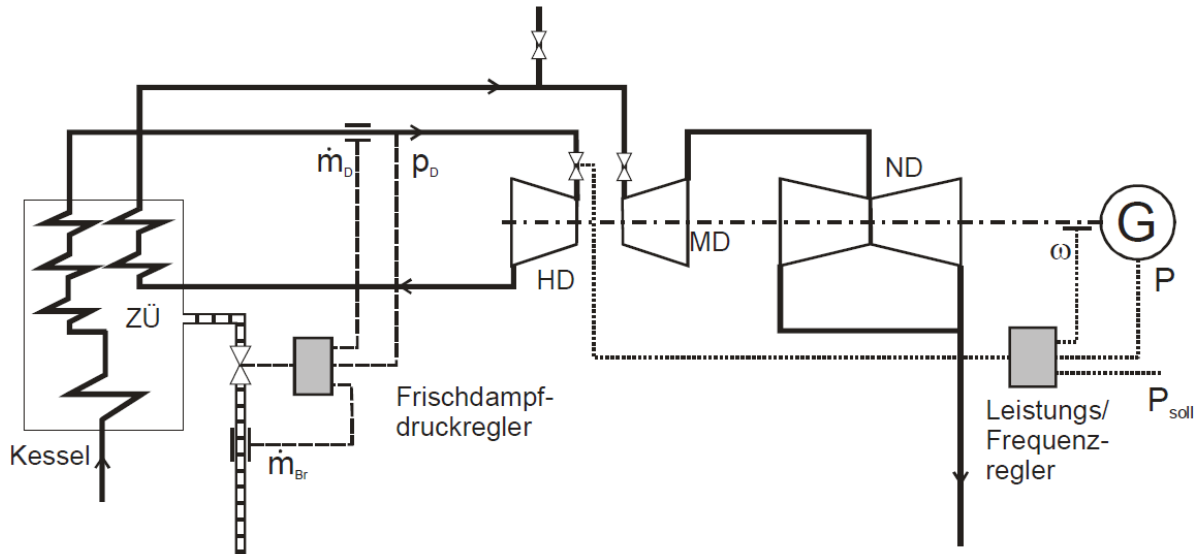


Abbildung 2-4: Prinzip der Festdruckregelung. [3]

In Abbildung 2-5 sieht man die Turbinenkonfiguration eines Dampfkraftwerkes. Das Übertragungsverhalten wird durch die Zeitkonstanten der Ventilkammer, des Zwischenüberhitzers und der Überströmleitung bestimmt.

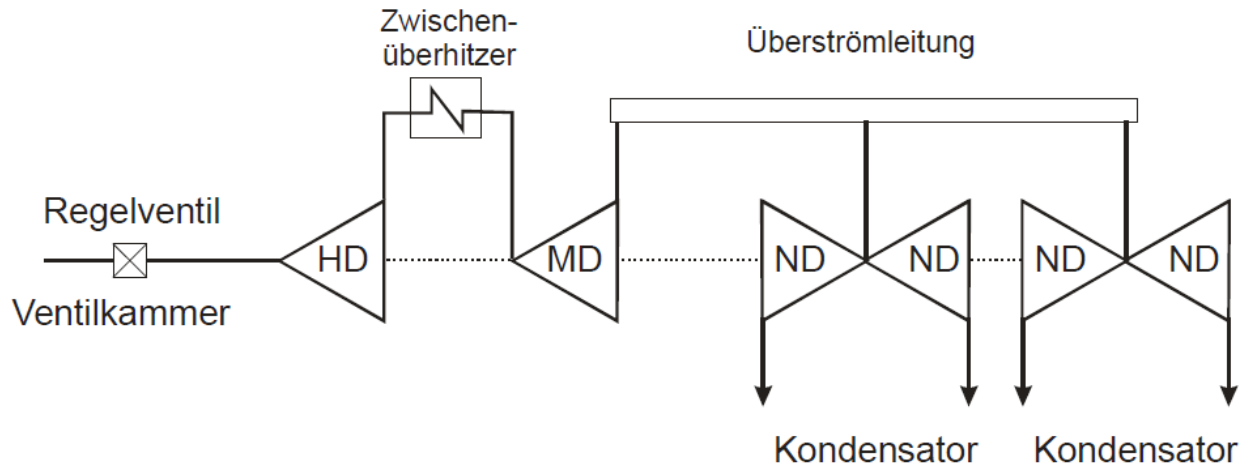


Abbildung 2-5: Turbinenkonfiguration eines Dampfkraftwerkes. [3]

Das Übertragungsverhalten einer Dampfturbine lässt sich also anhand der oben dargestellten Abbildung mit folgender Übertragungsfunktion beschreiben:

$$\frac{\Delta P}{P_n} = \left(c_{HD} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_V} + c_{MD} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_V} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_{ZÜ}} + c_{ND} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_V} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_{ZÜ}} \cdot \frac{1}{1+s \cdot T_{Ü}} \right) \cdot \Delta G \quad (27)$$

c_{HD}, c_{MD}, c_{ND} sind hier die jeweiligen Aufteilungsfaktoren von Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckturbine. T_V ist die Zeitkonstante der Ventilkammer, $T_{ZÜ}$ die Zeitkonstante des Zwischenüberhitzers und $T_{Ü}$ die Zeitkonstante der Überstromleitung.

Da die Zeitkonstanten der Ventilkammer und der Überströmleitung recht klein sind, werden sie oft vernachlässigt, was zu folgender Übertragungsfunktion führt:

$$\frac{\Delta P}{P_n} = \left(c_{HD} + c_{MD} \cdot \frac{1}{1 + s \cdot T_{ZÜ}} + c_{ND} \cdot \frac{1}{1 + s \cdot T_{ZÜ}} \right) \cdot \Delta G = \frac{1 + s \cdot c_{HD} \cdot T_{ZÜ}}{1 + s \cdot T_{ZÜ}} \cdot \Delta G \quad (28)$$

2.4.2.3 Übertragungsverhalten von Gasturbinen

Die Leistungsabgabe von Gasturbinen lässt sich durch die Brennstoffzufuhr regeln. In Abbildung 2-6 ist das Blockdiagramm für die Leistungsregelung in Gaskraftwerken dargestellt. Die Regelung erfolgt bis zu einer bestimmten Abgastemperatur durch den Frequenzregler. Wenn die maximal zulässige Abgastemperatur aber überschritten wird, dann übernimmt ein Temperaturregler um eine Schädigung der Gasturbine zu verhindern. Das Übertragungsverhalten der Gasturbine lässt sich durch folgende Übertragungsfunktion beschreiben:

$$\Delta P = \frac{1}{1 + s \cdot T_V} \cdot \frac{1}{1 + s \cdot T_F} \cdot e^{-s \cdot T_{CR}} \cdot \frac{1}{1 + s \cdot T_{CD}} \cdot \Delta G \quad (29)$$

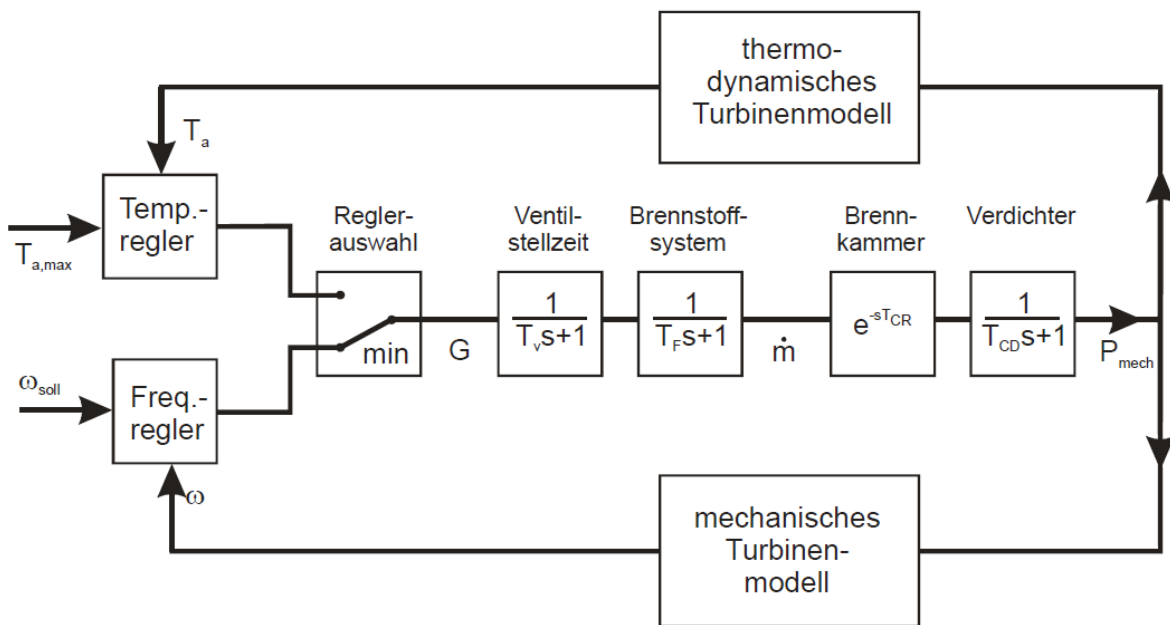


Abbildung 2-6: Blockdiagramm der Leistungsregelung für Gasturbinen. [3]

2.4.3 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung soll die im Netz aufgetretene Leistungsdifferenz von der Primärregelung übernehmen, falls der Störfall länger als 30 s dauert. Dadurch soll die Primärregelreserve wieder zur Verfügung gestellt werden. Außerdem soll durch die Sekundärregelung die Frequenz vom quasistationären Wert wieder auf den Sollwert gebracht werden. Diese Rückführung auf den Frequenzsollwert soll nach maximal 15 Minuten abgeschlossen sein [5]. Da die Sekundärregelung für diese Diplomarbeit keine Rolle spielt, da nur die unmittelbare Frequenzantwort nach Störfällen betrachtet werden soll, soll nicht näher darauf eingegangen werden.

2.4.4 Tertiärregelung

Wenn die Leistungsabweichung in der Regelzone länger als 15 Minuten andauert, soll die Tertiärregelung die Sekundärregelung entlasten, damit diese wieder zur Verfügung steht. Auf die Tertiärregelung soll in dieser Arbeit nicht näher eingegangen werden.

2.5 Weitere Maßnahmen zur Frequenzregelung

Die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung sorgen nahezu immer dafür, dass die Frequenz im Bereich der Nennfrequenz bleibt. Zukünftige Entwicklungen in der elektrischen Energieversorgung sowie unvorhersehbare Großstörungen können allerdings die Systemsicherheit gefährden. Um die Frequenzregelung zu stützen, gibt es daher folgende weitere Maßnahmen zur Frequenzregelung.

2.5.1 Lastabwurf

Falls die Leistungsdifferenz nicht mehr durch eine Erhöhung der Leistungsabgabe der Regelkraftwerke ausgeglichen werden kann, kommt es zum sogenannten Lastabwurf. Dabei werden ausgewählte Verbraucher vom Netz getrennt um das Leistungsgleichgewicht wiederherzustellen. Im UCTE-Netz soll es ab einer Frequenz von unter 49 Hz zu Lastabwurfprogrammen kommen. Dabei haben die Mitglieder des Verbundnetzes eigene Lastabwurfprogramme entwickelt. Es gibt jedoch Forderungen der entso-e, in welchem Bereich die Stufen dieser Programme liegen müssen (siehe Abbildung 2-7).

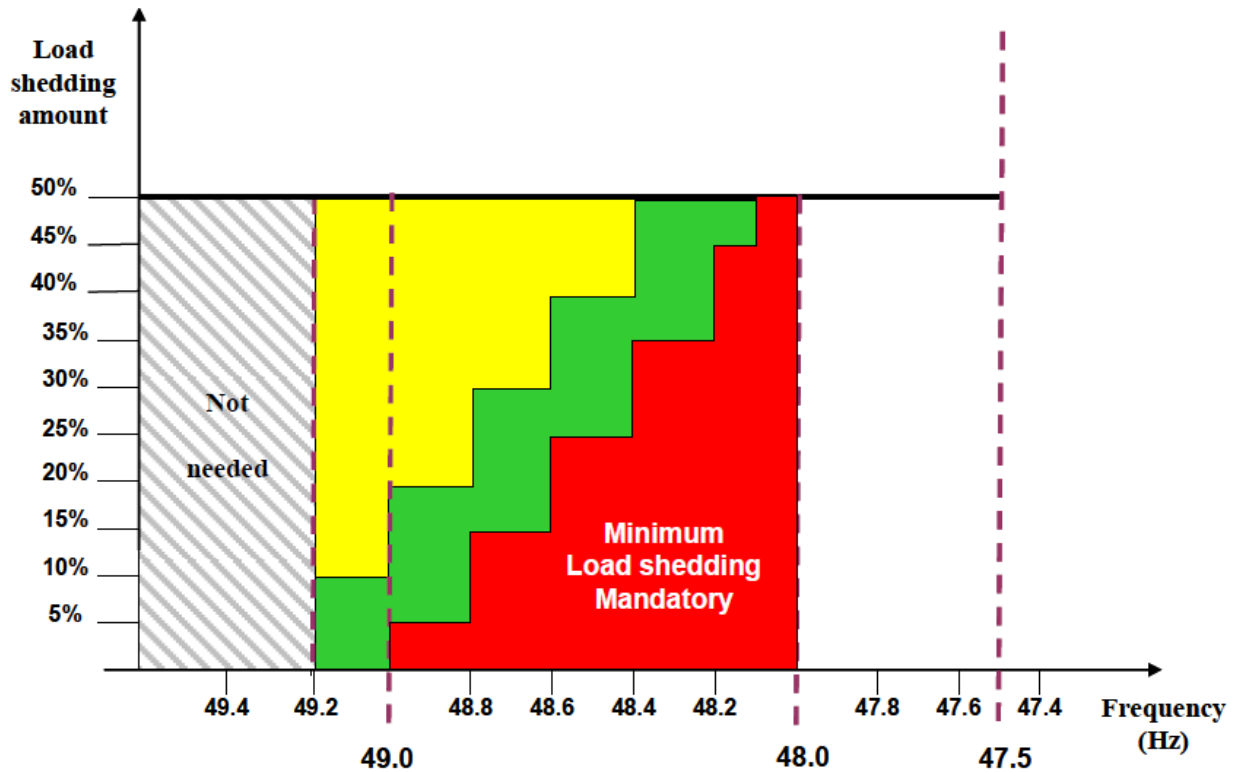


Abbildung 2-7: Forderung für Lastabwurfprogramme der entso-e. [6]

Das Lastabwurfschema im österreichischen Netz ist in Abbildung 2-8 zu sehen. Es gibt vier Lastabwurfstufen. Der erste Lastabwurf soll bei einer Frequenz von unter 49 Hz erfolgen, dabei sollen 12,5 % der Netzlast abgeworfen werden. Alle weiteren 0,2 Hz, die die Frequenz abfällt, sollen weitere 12,5 % der Netzlast abgeworfen werden, bis die letzte Stufe bei 48,4 Hz erreicht ist. Insgesamt werden also maximal 50 % der Netzlast im Bedarfsfall abgeworfen.

49,0 Hz	1. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 12,5%)
48,8 Hz	2. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 25,0%)
48,6 Hz	3. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 37,5%)
48,4 Hz	4. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung mindestens 50,0%)

Abbildung 2-8: Lastabwurfschema im österreichischen Stromnetz. [6]

2.5.2 LFSM-O

Der Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (LFSM-O) sieht vor, dass alle Erzeugungsanlagen innerhalb des Netzes (auch Kleinanlagen wie z.B. PV-Anlagen) bei einem Frequenzanstieg im Netz ihre Leistung um einen definierten Betrag absenken [7]. Da in dieser Arbeit Störfälle, bei denen es zu einer Überfrequenz kommen kann nicht betrachtet werden, wird nicht genauer auf den LFSM-O eingegangen.

2.6 Virtuelle Schwungmasse

Aufgrund der immer kleiner werdenden Netzanlaufzeitkonstante ist es notwendig Maßnahmen zu ergreifen, um einen sicheren Netzbetrieb weiterhin gewährleisten zu können. Eine dieser Maßnahmen ist die sogenannte virtuelle Schwungmasse, welche bei Erzeugungseinheiten, die über Umrichter die erzeugte Leistung in das Netz speisen, eingesetzt wird. Im Nachfolgenden soll das Prinzip und die Besonderheiten der virtuellen Schwungmassen näher erläutert werden.

2.6.1 Das Prinzip der virtuellen Schwungmasse

Die virtuelle Schwungmasse soll im Prinzip dasselbe Verhalten wie reale Schwungmasse aufweisen. Dabei soll die mit virtueller Schwungmasse ausgestattete Erzeugereinheit bei Auftreten eines Frequenzeinbruchs, im Idealfall unverzüglich, zusätzliche Leistung proportional zu dem negativen Frequenzgradienten in das Netz speisen. Diese zusätzliche Leistung muss also im Bedarfsfall sofort zur Verfügung stehen. Bei Windkraftanlagen kann diese zusätzliche Leistung aus der kinetischen Energie der Rotorblätter gewonnen werden. Photovoltaikanlagen und andere trägheitslose Erzeugungsanlagen sind hingegen auf einen eigens für die virtuelle Schwungmasse ausgelegten Speicher angewiesen. Dieser Energiespeicher soll idealerweise im Zwischenkreis der Umrichtereinheit liegen.

In Abbildung 2-9 sieht man den Bereich, in welchem sich die virtuelle Schwungmasse bei Verwendung in Solarkraftanlagen befindet. Die Energie des im Zwischenkreis befindlichen Energiespeichers wird genutzt um zusätzliche Leistung in das Netz zu speisen. Dem netzseitigen Umrichter wird dafür der Befehl zur erhöhten Leistungsabgabe erteilt.

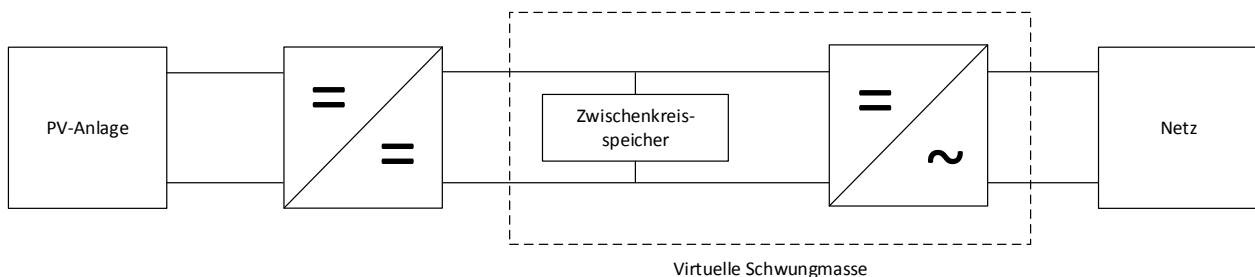


Abbildung 2-9: Prinzip der virtuellen Schwungmasse mit Zwischenkreisspeicher.

In Abbildung 2-10 sieht man den Bereich bei Windkraftanlagen, in welchem sich die virtuelle Schwungmasse befindet. Im Unterschied zu Abbildung 2-9 befindet sich der Energiespeicher hier direkt in der Erzeugungseinheit und statt des netzseitigen Umrichters soll hier der erzeugungsseitige Umrichter gesteuert werden.

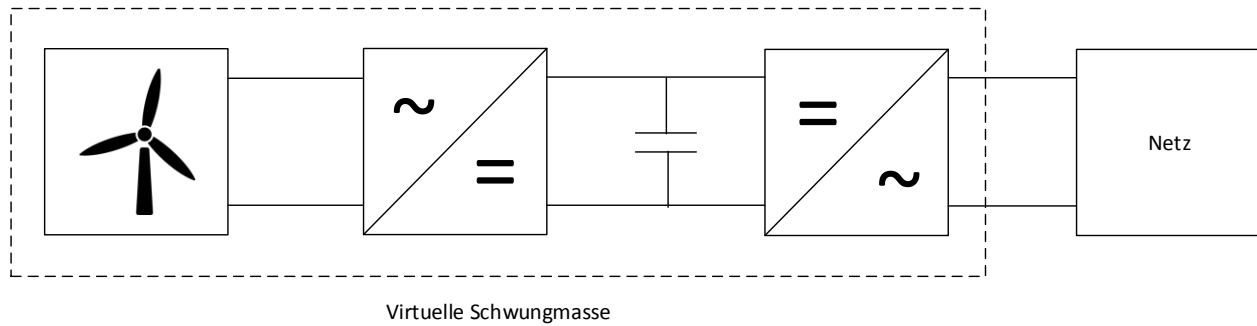


Abbildung 2-10: Prinzip der virtuellen Schwungmasse bei Windkraftanlagen.

2.6.2 Modellierung der virtuellen Schwungmasse

Es soll nun aufgezeigt werden, wie die virtuelle Schwungmasse modelliert werden kann. Dazu wird das Verhalten einer Synchronmaschine auf eine Momentenänderung aus Formel (1) betrachtet. Fügt man statt des Trägheitsmoments J die Anlaufzeitkonstante T_J aus Formel (7) ein, und drückt man die Momentendifferenz durch eine Leistungsdifferenz aus, so ergibt sich bei Vernachlässigung der Dämpfungskonstante die Bewegungsgleichung der Synchronmaschine zu:

$$\frac{T_J \cdot P_n}{\omega_{m,n}^2} \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{\Delta P}{\omega_m} \quad (30)$$

Um daraus eine handliche Übertragungsfunktion zu erhalten, sollen nun pu-Größen verwendet werden. Die mechanische Drehzahl ist in pu-Größen ident mit der elektrischen Kreisfrequenz, sowie auch mit der elektrischen Frequenz. Deswegen wird im Nachfolgenden die elektrische Kreisfrequenz verwendet. Durch Umformung von Gleichung (30) und der Verwendung von pu-Größen erhält man nun die nachfolgende Formel:

$$T_J \cdot \omega \cdot \frac{d\omega}{dt} = \Delta p \quad (31)$$

Daraus lässt sich ein Blockdiagramm zur Modellierung erstellen, welches in Abbildung 2-11 dargestellt ist. In der Realität kommt es durch die Messung der Frequenz und durch die Auswertung etc. zu einer kleinen Verzögerung. Diese Verzögerung wird durch ein Verzögerungsglied 1. Ordnung mit der Verzögerungszeit T_d dargestellt. In der Realität ist die Frequenz ein verrauschtes Signal, weswegen hier noch ein Filter am Ausgang nötig ist.

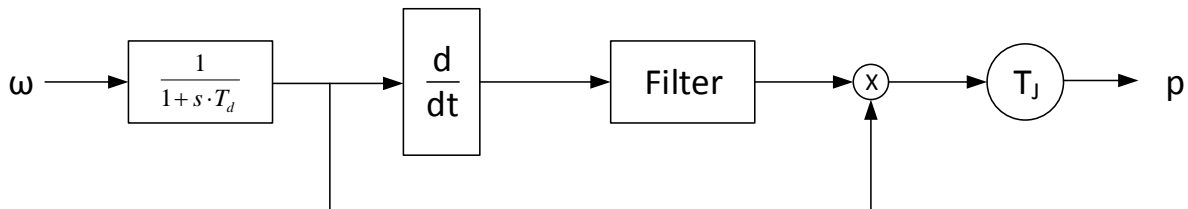


Abbildung 2-11: Blockdiagramm virtuelle Schwungmasse, Frequenz und Leistung in pu. In Anlehnung an [8] [9].

2.6.3 Ermittlung der Größe des Zwischenkreisspeichers

Außer bei der Verwendung für Windkraftwerken, benötigt man für die virtuelle Schwungmasse einen Energiespeicher. Dieser wird, wie schon erwähnt, in den Zwischenkreis des Umrichters platziert. Es ist nun wichtig die Speichergröße dieses Energiespeichers so zu ermitteln, dass dieser den Anforderungen in einem elektrischen Netz gerecht wird. Im Nachfolgenden wird deswegen eine Methode aufgezeigt, mit welcher man die Speichergröße bestimmen kann [10].

Ausgehend von der Annahme, dass sich die Frequenzänderungen nur in einem kleinen Bereich um die Nennfrequenz abspielen (+/- 5 %), lässt sich Gleichung (1) durch eine Linearisierung im Nennpunkt folgendermaßen darstellen:

$$J \cdot \frac{\Delta\omega_m}{\Delta t} = M_T - M_E = \frac{\Delta P}{\omega_{m,n}} \quad (32)$$

Mithilfe von Gleichung (7) lässt sich das Trägheitsmoment durch die Anlaufzeitkonstante ausdrücken. Wandelt man nun die mechanische Kreisfrequenz in die elektrische Kreisfrequenz mithilfe von Formel (2) um, so lässt sich obere Beziehung folgendermaßen darstellen:

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta t} = \frac{\omega_n \cdot \Delta P}{T_J \cdot P_n} \Leftrightarrow \frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f_n \cdot \Delta P}{T_J \cdot P_N} \quad (33)$$

Durch Umformen des rechten Teiles von Formel (33) lässt sich diese Formel nun so darstellen, dass daraus eine Abschätzung der nötigen Speicherenergie möglich wird:

$$\frac{\Delta P}{P_N} \cdot \Delta t = \frac{T_J}{f_N} \cdot \Delta f \quad (34)$$

Die minimale Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz beträgt 47,5 Hz [6]. Wird diese unterschritten, so werden Generatoren aus sicherheitstechnischen Gründen vom Netz getrennt. Die virtuelle Schwungmasse soll somit für ein „Frequenzband“ von $\Delta f = 2,5 \text{ Hz}$ aktiv sein. Um eine Vorgabe für die nötige Speicherenergie zu bekommen, muss man noch einen Wert für die Anlaufzeitkonstante annehmen. Je größer die verwendete Anlaufzeitkonstante sein soll, umso größer muss auch der verwendete Speicher sein. Nimmt man die Anlaufzeitkonstante mit $T_J = 10 \text{ s}$ an, so lässt sich mit Gleichung (34) die Größe des Energiespeichers je installierter Leistung ausrechnen.

$$\frac{\Delta P}{P_N} \cdot \Delta t = \frac{10 \text{ s}}{50 \text{ Hz}} \cdot 2,5 \text{ Hz} = 0,5 \frac{\text{kWs}}{\text{kW}} \quad (35)$$

Somit benötigt man, um die Rahmenbedingungen der entso-e zu erfüllen, einen Speicher mit einer gespeicherten Energie von 0,5 kW pro installiertem kW.

Die Speichergröße lässt sich auch durch die in den rotierenden Teilen der Synchronmaschine gespeicherten Energie bestimmen. Diese Energie lässt sich mit folgender Formel berechnen [11]:

$$W_{rot} = 2 \cdot S_n \cdot T_J \cdot \left(\frac{f}{f_n}\right)^2 \quad (36)$$

Wir nehmen wieder an, dass die virtuelle Schwungmasse bis zu einer Frequenz von $f = 47,5 \text{ Hz}$ aktiv sein soll. Des Weiteren wird wieder eine Anlaufzeitkonstante von $T_J = 10 \text{ s}$ angenommen. Berechnet man nun die Energie für eine Frequenz von 50 Hz und subtrahiert man diese von der Energie, die für $47,5 \text{ Hz}$ bestimmt wurde, dann erhält man für den Energiespeicher folgenden Richtwert:

$$\Delta W_{rot} = \frac{S_n \cdot 2 \cdot 10 \text{ s}}{(50 \text{ Hz})^2} \cdot ((50 \text{ Hz})^2 - (47,5 \text{ Hz})^2) = 0,49 \cdot S_n \text{ Ws} \quad (37)$$

Auch bei dieser Berechnungsart kommt man letztendlich zu den vorhin ermittelten $0,5 \text{ kW}$ s pro installierten kW.

2.6.4 Speichertechnologien

Um die für die virtuelle Schwungmasse benötigte Energie bereitzustellen, gibt es verschiedene Energiespeichertechnologien. Bei Windkraftanlagen kann, wie schon erwähnt, die kinetische Energie der Rotorblätter genutzt werden. Diese sind also nicht auf einen speziellen Energiespeicher im Umrichterzwischenkreis angewiesen. Solaranlagen hingegen benötigen einen speziellen Zwischenkreisspeicher.

Bei der Auswahl des Zwischenkreisspeichers muss darauf geachtet werden, dass dieser den Anforderungen genügt, welche an die virtuelle Schwungmasse gestellt werden. Die Energie des Zwischenkreisspeichers muss im Bedarfsfall so schnell wie möglich zur Verfügung gestellt werden. Die Ansprechzeit der Speichertechnologie ist also ein wichtiges Kriterium bei der Auswahl des Speichers. Von großer Wichtigkeit ist auch die Lebensdauer (Zyklenanzahl) des Speichers. Da es in einem so großen Netz wie dem Europäischen sehr oft zu Störungen und Leistungsungleichgewichten kommt, muss die Zyklenanzahl der ausgewählten Speichertechnologie sehr hoch sein. Das letzte wichtige Kriterium ist die Zeitdauer, die der Speicher benötigt, um sich komplett zu entladen bzw. um sich wieder aufzuladen. Diese Zeitdauer wird mithilfe des Verhältnisses aus spezifischer Energie- und Leistungsdichte der jeweiligen Speichertechnologie ermittelt. Die Leistung der virtuellen Schwungmasse soll, wie erwähnt, sehr schnell zur Verfügung stehen. Deswegen sollte die Umladezeit so gering wie möglich sein.

In Tabelle 2-2 sind einige aktuelle Speichertechnologien und deren Werte bezüglich der Auswahlkriterien aufgelistet. Als Speicher kommen grundsätzlich Elektrolytkondensatoren (Elkos), Superkondensatoren (Supercaps), supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES), Akkumulatoren (Akkus) und Schwungradspeicher in Frage.

	Elko	Supercap	SMES	Akkus	Schwungrad
Zyklenzahl	100 Mio.	500 000	1 Mio.	einige 1000	1 Mio.
Ansprechzeit	0 s	0 s	0 s	einige 10 ms	einige ms
Umladezeit	0,01 - 0,1 s	0,1 s - min	1 s	einige min - h	einige s - min

Tabelle 2-2: Speichertechnologien für die virtuelle Schwungmasse. [10]

Wie man in Tabelle 2-2 erkennen kann eignen sich vor allem Elkos zum Einsatz als Speicher für virtuelle Schwungmasse. Sie haben eine extrem hohe Zyklenzahl, eine nahezu unverzögerte Ansprechzeit sowie eine sehr kleine Umladezeit. Auch Supercaps, SMES und Schwungradspeicher sind für den Einsatz als virtuelle Schwungmasse aufgrund hoher Zyklenzahl und geringer Umladezeit geeignet. Gänzlich ungeeignet für den Einsatz als virtuelle Schwungmasse sind hingegen Akkumulatoren. Sie haben eine sehr geringe Zyklenzahl im Vergleich zu den anderen Technologien und die Umladezeit ist viel zu hoch für die gegebenen Anforderungen.

2.6.5 Schwungmasse in Windkraftwerken

Bei Windkraftwerken kann die für die virtuelle Schwungmasse nötige Energie aus der kinetischen Energie der Rotorblätter (reale Schwungmasse) gewonnen werden. Dabei ist es jedoch wichtig zu wissen, wieviel kinetische Energie in den Rotorblättern der Windkraftanlage gespeichert ist. Damit diese bestimmt werden kann, ist es notwendig das Trägheitsmoment J bzw. die Anlaufzeitkonstante der gesamten Windkraftanlage zu kennen.

Das Trägheitsmoment einer Windkraftanlage hängt, als Zweimassenmodell vereinfacht dargestellt [12] [13], zum einen vom Trägheitsmoment der Rotorblätter (Trägheitskonstante H_{turb}), und zum anderen vom Trägheitsmoment des Generators (Trägheitskonstante H_{gen}) ab. Beide Momente sind über ein Getriebe miteinander gekoppelt. Graphisch lässt sich das Ganze, wie in Abbildung 2-12 zu sehen ist, darstellen. Mit SD_1 , SD_2 und MD werden die Dämpfungen von Generator, Rotorblätter und die gegenseitige Dämpfung bezeichnet. K_{12} ist die Torsionssteifigkeit.

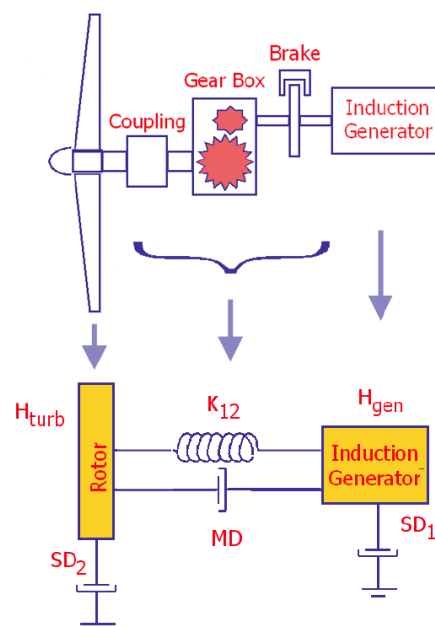


Abbildung 2-12: Mechanisches Modell einer Windkraftanlage. [13]

Das Trägheitsmoment der Rotorblätter hängt von deren geometrischem Aufbau (Rotorblattlänge), der Masse und der Masseverteilung entlang des Rotorblattes ab. Auf die exakte Bestimmung des Trägheitsmomentes anhand des geometrischen Aufbaues soll hier nicht näher eingegangen werden. Die installierte Leistung einer Windkraftanlage lässt sich in Beziehung zum Durchmesser der Rotorblätter setzen [13]. Damit kann die Trägheitskonstante als eine Funktion der installierten Leistung (in Watt) dargestellt werden:

$$H_{turb} \cong 1.87 \cdot P_n^{0.0597} \quad (38)$$

Moderne Onshore-Windkraftanlagen haben eine durchschnittliche installierte Leistung von 3 MW und mehr, Offshore-Windkraftanlagen erreichen sogar durchschnittliche installierte Leistungen von über 5 MW [14]. In nachfolgender Tabelle wird für einige installierte Kraftwerksleistungen die mit Formel (38) berechnete Trägheitskonstante aufgelistet. Aus den berechneten Werten wird nun der Mittelwert gebildet, dieser beträgt für die Trägheitskonstante 4,56 s und für die Anlaufzeitkonstante 9,12 s.

P_n MW	H s	T_J s
1	4,27	8,54
2	4,45	8,9
3	4,56	9,2
4	4,63	9,26
5	4,7	9,4
6	4,75	9,5

Tabelle 2-3: Berechnete Trägheitskonstanten und Anlaufzeitkonstanten für Windkraftwerke verschiedener installierter Leistung.

Die Trägheitskonstante des Generators H_{gen} beträgt laut [13] für Kurzschlussläufer 0,29-0,45 s und für Schleifringläufer 0,63 s für einen Generator mit einer Leistung von 1,5 MW. Da die doppeltgespeiste Asynchronmaschine prinzipiell denselben Rotoraufbau wie ein Schleifringläufer hat, wird angenommen, dass hier die Trägheitskonstante ähnlich hoch ist. Für Synchrongeneratoren, welche für Windkraftwerke eingesetzt werden, ist es sehr schwer entsprechende Daten zu finden. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass die Trägheitskonstante dieses Generators ähnlich groß sein wird wie die von Asynchronmaschinen.

Der Einfachheit halber soll bei der Ermittlung der Gesamtträgheitskonstante die Wirkung der einzelnen Dämpfungen vernachlässigt werden (diese liegt laut [13] im Bereich von 0,05pu). Verzichtet man außerdem auf den Einfluss der Torsionssteifigkeit, dann lässt sich die Gesamtträgheitskonstante mit folgender Formel berechnen:

$$H = H_{gen} + H_{turb} \quad (39)$$

Da Windkraftanlagen in Abhängigkeit des Winddargebots nicht immer mit Nenndrehzahl betrieben werden können, und die tatsächliche Leistung oftmals weit unter der Nennleistung liegt, ist es wichtig, die Trägheitskonstante auch für diese Betriebspunkte zu ermitteln. In Abbildung 2-13 sieht man die Trägheitskonstante in Abhängigkeit der Kraftwerksleistung für ein 3 MW Windkraftwerk. Man erkennt, dass die maximale Trägheitskonstante von 4,7 s über einen recht breiten Bereich (ca. 0,5 p.u. bis 1 p.u. maximale Drehzahl) erreicht wird. Für Leistungen unter 0,5 p.u. bis 0,1 p.u. (reduzierte Drehzahl) sinkt die Trägheitskonstante relativ konstant bis auf das Minimum von ca. 1,8 s ab [15].

Die Trägheitskonstante in [15] wurde über die kinetische Energie berechnet, wie in den nachfolgenden Gleichungen dargestellt ist:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (40)$$

$$H = \frac{E_{kin}}{S_n} \quad (41)$$

Die Gleichung (41) erhält man durch die Gleichungen (7), (8) und (40).

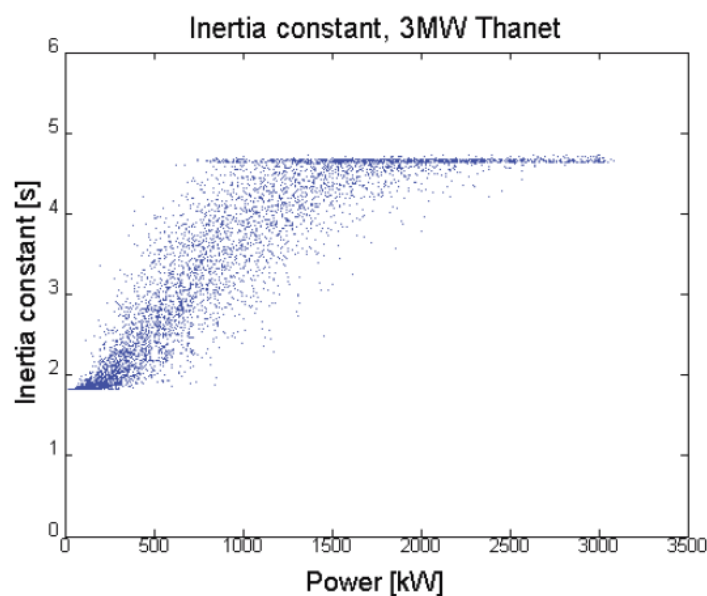


Abbildung 2-13: Trägheitskonstante in Abhängigkeit der Kraftwerksleistung für ein 3 MW Windkraftwerk. [15]

Im Unterschied zu konventionellen Synchrongeneratoren, welche direkt ans Netz angeschlossen sind, und wodurch die Drehzahl an die Netzfrequenz gekoppelt ist, ist bei Windkraftanlagen, die mit einer doppeltgespeisten Asynchronmaschine betrieben werden, die Drehzahl variabel. Dadurch ist auch die Trägheitskonstante variabel einstellbar und man kann wesentlich höhere Werte für die Trägheitskonstante verwenden, als dies der natürlichen Trägheitskonstante der Rotorblätter entspricht. Der Rotor wird bei Verwendung einer größeren Trägheitskonstante nur viel stärker abgebremst. Es muss hier nur aufgepasst werden, dass die Rotordrehzahl nicht zu sehr absinkt.

Eine Änderung der mechanischen Rotorfrequenz bewirkt eine Änderung der kinetischen Energie, wie in Gleichung (42) dargestellt [16]. Dieselbe Änderung kann durch einen virtuellen Synchrongenerator mit virtuellem Trägheitsmoment J_{vir} dargestellt werden. Dieses virtuelle Trägheitsmoment lässt sich nun, wie in Gleichung (43) gezeigt, berechnen. Es ist abhängig vom Verhältnis der Nenndrehzahl des Rotors zur Nenn-Netzfrequenz sowie vom Verhältnis der Änderungsraten. Die Frequenzänderungsrate ist wie erwähnt einstellbar, wodurch sich eine höhere Trägheitskonstante ergeben kann. Die einstellbare Frequenzänderungsrate wird durch die Konstante K_f ausgedrückt.

$$\Delta E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot [(\omega_{r0} + \Delta\omega_r)^2 - \omega_{r0}^2] = \frac{1}{2} \cdot J_{vir} \cdot [(\omega_n + \Delta\omega)^2 - \omega_n^2] \quad (42)$$

Damit ergibt sich das virtuelle Trägheitsmoment (und damit die Trägheitskonstante) mit:

$$J_{vir} = \frac{(2\omega_{r0} + \Delta\omega_r)\Delta\omega_r}{(2\omega_n + \Delta\omega)\Delta\omega} \cdot J \approx \frac{\Delta\omega_r}{\Delta\omega} \cdot \frac{\omega_{r0}}{\omega_n} \cdot J = K_f \cdot \frac{\omega_{r0}}{\omega_n} \cdot J \quad (43)$$

Um die virtuelle Schwungmasse den Anforderungen entsprechend modellieren zu können, ist es wichtig zu wissen, wie groß die zusätzliche maximale Abgabeleistung ist und über welchen Zeitraum sie bereitgestellt werden kann. Diese zusätzliche Leistung ist abhängig von der Drehzahl des Rotors sowie von der Trägheitskonstante. In [17] wurde gezeigt, dass ein Windkraftwerk das 0,1-fache seiner Leistung über einen Zeitraum von mehr als 10 s bereitstellen kann, vorausgesetzt die Trägheitskonstante ist größer als 3,6 s und die Windgeschwindigkeit ist nicht allzu gering (<6,5 m/s).

Eine Besonderheit bei der Verwendung von virtueller Schwungmasse bei Windkraftwerken soll im Nachfolgenden beschrieben werden. Damit das Windkraftwerk zusätzliche Leistung bereitstellen kann, muss der Rotor dazu verlangsamt werden. Damit die Windkraftanlage nach Bereitstellung zusätzlicher Leistung wieder ihren Normalbetrieb aufnehmen kann, muss der Rotor wieder auf Betriebsgeschwindigkeit beschleunigt werden. Dazu muss zusätzliche Energie aus dem Netz aufgenommen werden, was zu einem kurzfristigen

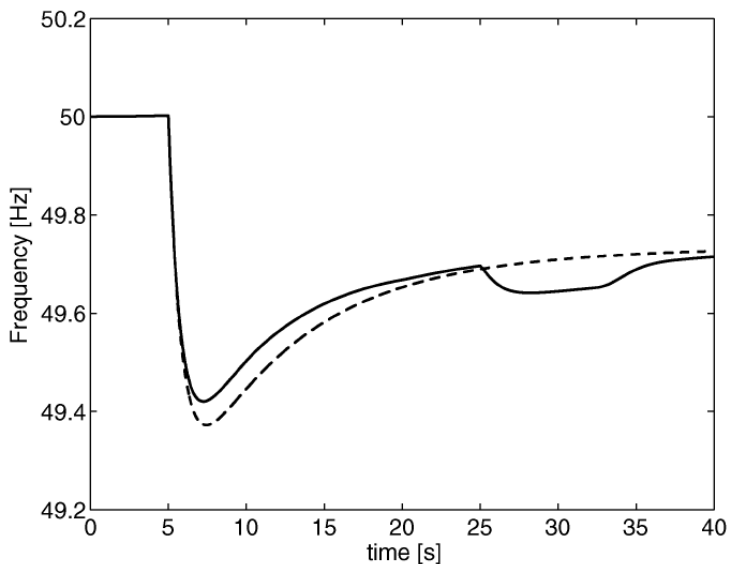


Abbildung 2-14: Frequenzverlauf eines Fehlers mit und ohne virtuelle Schwungmasse eines Windkraftwerkes. [25]

Frequenzeinbruch im Netz sorgt. In Abbildung 2-14 sieht man diesen sekundären Frequenzeinbruch, der durch die Windkraftanlage verursacht wird.

3 Das erstellte Simulationsmodell

In diesem Abschnitt soll beschrieben werden, wie das zur Simulation der Netzfrequenz verwendete Simulationsmodell aufgebaut ist.

3.1 Allgemeine Struktur

Die entso-e hat im März 2016 einen Bericht [4] veröffentlicht, in dem verschiedene Beurteilungskriterien für die Frequenzstabilität des UCTE-Netzes beleuchtet werden. In diesem Bericht wurde auch die generelle Struktur eines Modells vorgestellt, mit welchem Frequenzuntersuchungen in einem Netz durchgeführt werden können. Abbildung 3-1 zeigt dieses Modell. Am Eingang des Modells wird die Summe aus Erzeugungs-, Import- und Exportleistung sowie der Netzlast gebildet. Die Summe dieser Leistungen sollte im Normalfall immer Null ergeben. Tritt jedoch eine Störung auf, so führt diese zu einer Leistungsdifferenz, die aufgrund der im Netz befindlichen Synchrongeneratoren zu einer Frequenzabweichung führt (siehe Kapitel 2.1). Für dieses Modell werden alle Synchrongeneratoren des Netzes zu einem einzigen Ersatzsynchrongenerator zusammengefasst, dessen Anlaufzeitkonstante sich wie in Kapitel 2.3 beschrieben ergibt. Dieser Frequenzänderung wirkt der Selbstregelleffekt der Last entgegen (siehe 2.2). Die Frequenzantwort der Synchrongeneratoren sowie der Selbstregelleffekt der Last werden als intrinsische Mechanismen bezeichnet.

Damit die Frequenz wieder auf ihren Ursprungswert geführt wird, gibt es in einem Netz verschiedenste Regemaßnahmen, die in Kapitel 2 besprochen wurden und in Abbildung 3-1 blau hinterlegt sind.

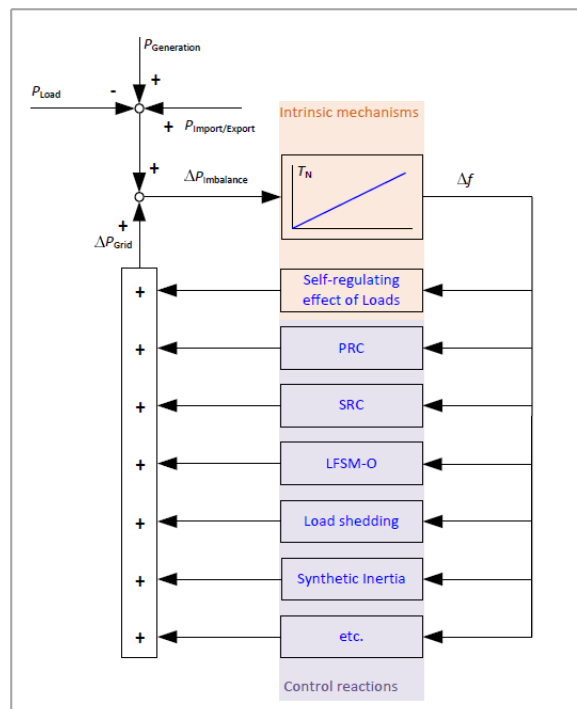


Abbildung 3-1: Blockstruktur des entso-e Modells für Frequenzuntersuchungen. [4]

Auf Basis des in Abbildung 3-1 dargestellte Blockdiagramms wurde mit dem Programm MATLAB/Simulink ein Modell erstellt, welches in Abbildung 3-2 zu sehen ist. Im Modell wird zuerst die Summe aus erzeugter Leistung und Netzlast gebildet. Die Erzeugungsleistung wird in diesem Modell in folgende Kategorien unterteilt:

- Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken
- Erzeugung aus Speicherkraftwerken
- Erzeugung aus Dampfkraftwerken
- Erzeugung aus Gaskraftwerken
- Erzeugung aus Solarkraftwerken
- Erzeugung aus Windkraftwerken
- Sonstige Erzeugung

Die Netzlast berechnet sich im Modell aus der Summe der erzeugten Leistungen. Die erzeugte Leistung befindet sich somit per Definition im Gleichgewicht mit der Netzlast. Damit es im Netz aber zu einer Frequenzabweichung kommt, muss dieses Gleichgewicht durch einen Ausfall von Erzeugungsleistung gestört werden. Dieser Erzeugungsausfall wird durch eine Sprungfunktion simuliert, bei welcher zu einem bestimmten Zeitpunkt die Erzeugungsleistung um einen definierten Beitrag gesenkt wird.

Die Frequenzantwort der Ersatzsynchronmaschine auf dieses Leistungsungleichgewicht wird durch eine Übertragungsfunktion dargestellt, die Gleichung (11) entspricht. Die Zeitkonstante T_f der Übertragungsfunktion entspricht der Netzanlaufzeitkonstante, welche mit Formel (13) ermittelt wird. Zur Ermittlung der Netzanlaufzeitkonstante sind die Anlaufzeitkonstanten der einzelnen Kraftwerksarten notwendig. Wie diese bestimmt werden wird in Abschnitt 3.6 erklärt. Als Eingang für diese Übertragungsfunktion dient die Leistungsdifferenz im Netz in pu-Einheiten. Zur Erhaltung der Ausfallleistung in pu wird diese einfach durch die Summe der Nennleistungen aller Erzeugungsanlagen im Netz dividiert.

Der Block „Frequenz“ rechts oben im Bild dient lediglich zur Auswertung der Frequenz. Der Block „Leistung aus Schwungmasse SM“ dient zur Auswertung der Leistung, die aus der kinetischen Energie der Synchrongeneratoren gewonnen wird.

In der Mitte der Abbildung sind die Blöcke, in welchen die einzelnen Regelmaßnahmen modelliert werden. Vor den einzelnen Blöcken sind noch Schalter eingebaut, um bei Bedarf die jeweilige Regelmaßnahme abzustellen. Im Nachfolgenden wird nun die Modellierung der einzelnen Regelmaßnahmen aufgezeigt.

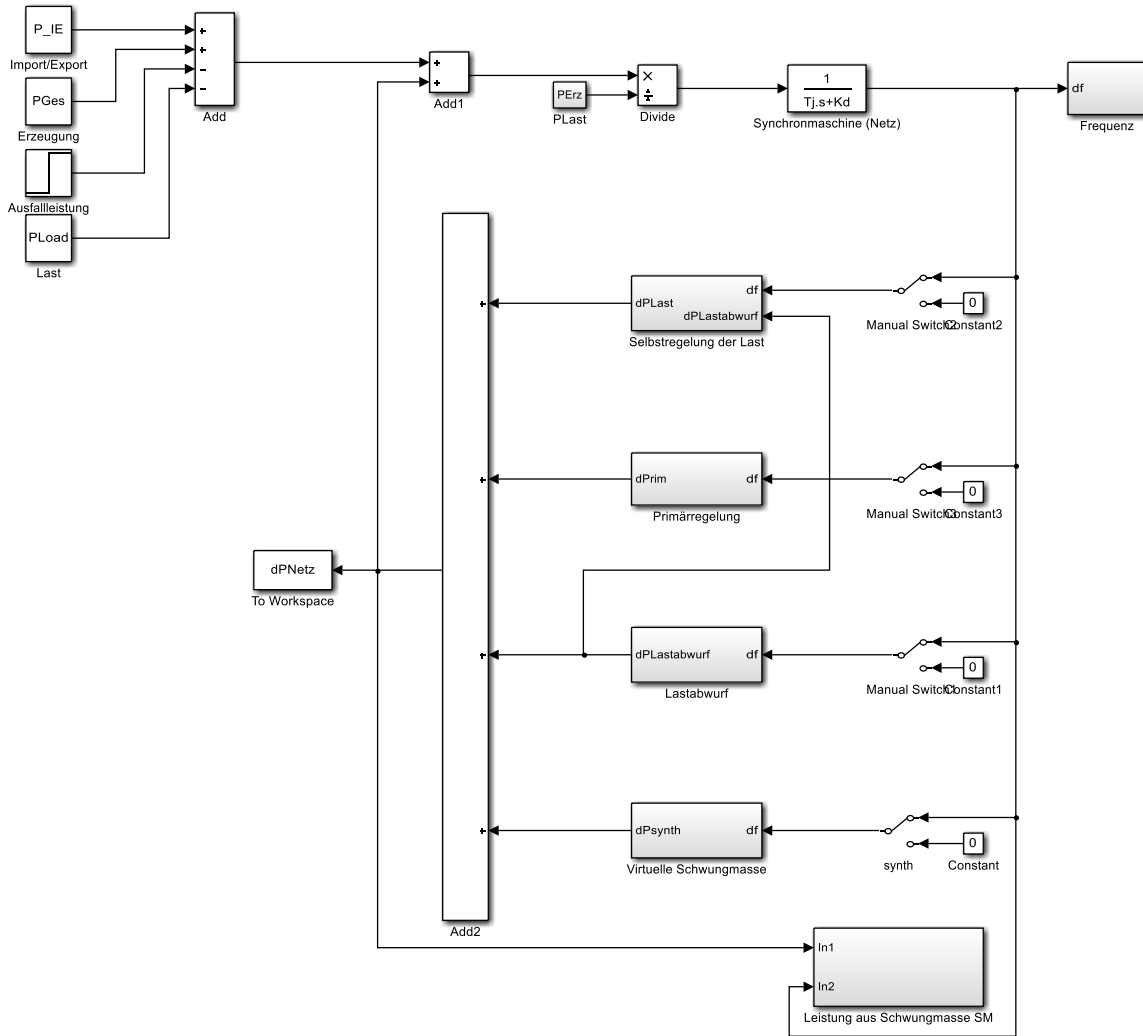


Abbildung 3-2: Simulink-Modell zur Frequenzuntersuchung.

3.2 Selbstregelung der Last

In Abbildung 3-3 kann man sehen, wie der Selbstregeleffekt der Last modelliert wurde. Als Grundlage dient Gleichung (12) aus Abschnitt 2.2. Die Frequenzabweichung wird mit dem Frequenzabhängigkeitsfaktor der Last multipliziert und damit die Laständerung bestimmt. Da das Ergebnis in pu-Einheiten ist, wir als Ergebnis aber die Leistung in Watt haben wollen, muss das Ergebnis noch mit der Gesamtlast multipliziert werden. Die Gesamtlast muss im Falle eines Lastabwurfs jedoch um die abgeworfene Last korrigiert werden.

Da wir als Ausgangsleistung des Blocks „Selbstregelung der Last“ nur die zusätzliche bzw. verminderte Leistung durch den Selbstregeleffekt haben wollen, muss diese durch Subtraktion von der vorausgegangenen Netzlast gebildet werden (Block „Add1“).

Zur weiteren Auswertung soll die zusätzliche bzw. verminderte Leistung in einer Variablen im MATLAB-Workspace gespeichert werden. Dies wird mit dem Block „To Workspace“ erreicht.

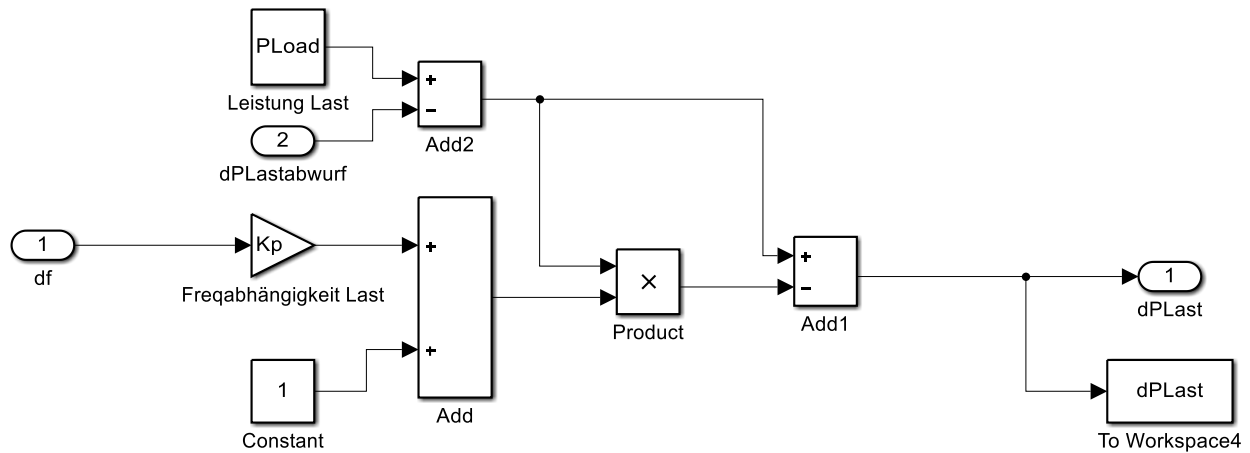


Abbildung 3-3: Modellierung Selbstregelleffekt Last.

3.3 Primärregelung

In Abbildung 3-4 kann man sehen, wie der Block Primärregelung modelliert worden ist. Der Block wurde in vier Teile unterteilt, ein Teil für jeden „Kraftwerkstyp“ der an der Primärregelung beteiligt ist. Prinzipiell besteht jeder Teil aus einem Regelblock, einer Übertragungsfunktion und einer anschließenden Umwandlung von pu-Einheiten in Wattgrößen. Die zusätzlich eingespeisten Regelleistungen werden am Schluss zur Auswertung im Workspace gespeichert.

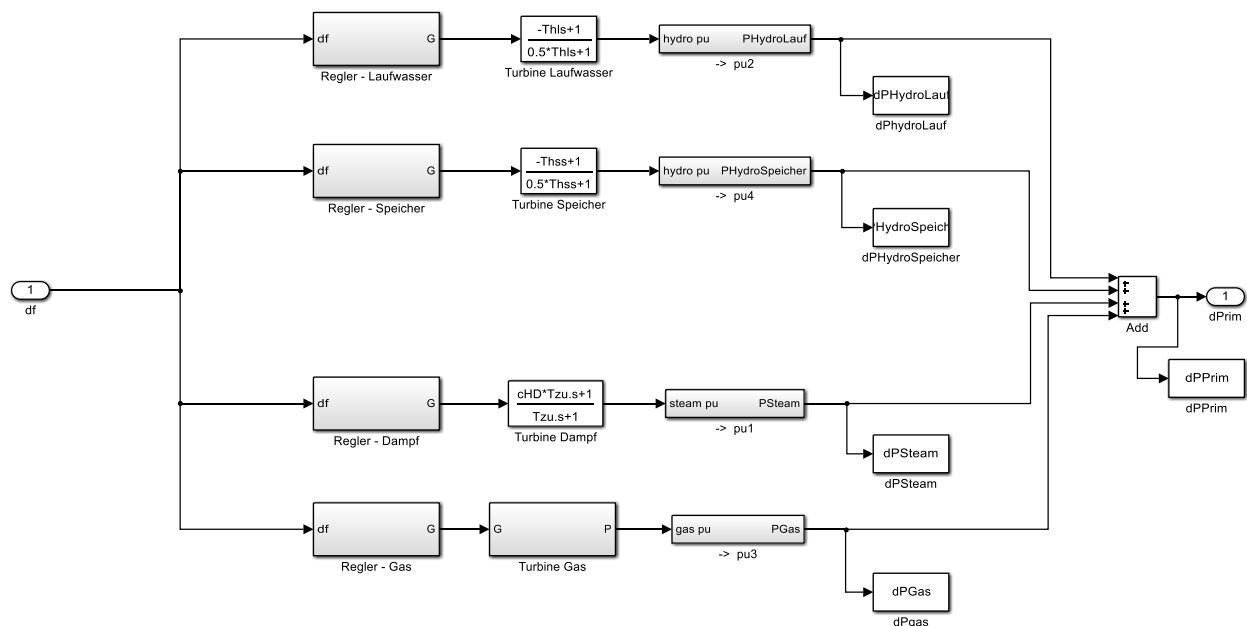


Abbildung 3-4: Modellierung der Primärregelung.

Die Blöcke „Turbine Laufwasser“, „Turbine Speicher“, „Turbine Dampf“ und „Turbine Gas“ beinhalten die Übertragungsfunktionen der jeweiligen Kraftwerksart, und entsprechen jenen Übertragungsfunktionen, die in Abschnitt 2.4.2 behandelt worden sind. Die verwendeten Zeitkonstanten der einzelnen Übertragungsfunktionen werden in Abschnitt 3.7 aufgelistet.

Die Blöcke „pu1“ bis „pu4“ dienen der Umwandlung von pu-Einheiten in Watt. Dazu wird einfach die Größe in pu mit der Nennleistung der Regelkraftwerke multipliziert.

In Abbildung 3-5 sieht man, wie der Regler für Laufwasserkraftwerke modelliert wurde. Der Regler besteht aus drei Übertragungsfunktionen. Die erste stellt einen Regler mit der Reglerzeitkonstante T_1 dar, der über eine Statik σ_1 verfügt (siehe Gleichung (20)). Die zweite Übertragungsfunktion stellt die transiente Statik, wie in Gleichung (19) beschrieben, dar. Die dritte Übertragungsfunktion stellt den Servomotor laut Gleichung (21) dar.

Die Multiplikation mit -1 am Anfang kommt daher, dass bei einem negativen Δf ein Erzeugungsdefizit herrscht und die Kraftwerke somit mehr Leistung liefern sollen. Der Begrenzer am Ende soll die Abgabeleistung bei Bedarf begrenzen. Im Vergleich zur Regelstruktur aus Abbildung 2-2 fehlt hier die Leistungssollwertangabe am Ausgang des Reglers. Grund dafür ist, dass im erstellten Modell der Primärregelblock nur jene Leistung liefern soll, die zusätzlich durch die Regelkraftwerke bereitgestellt wird. In diesem Modell wird die nötige Nennleistung der Primärregelkraftwerke anhand der Netzleistungszahl mit Formel (23) berechnet. Diese Nennleistung wird dann auf die vier verwendeten Regelkraftwerkstypen entsprechend deren Anteil an der Gesamterzeugung aus konventionellen Kraftwerken (jene Kraftwerkstypen die an der Primärregelung im Modell teilnehmen) aufgeteilt.

Die Struktur des Reglers für Speicherkraftwerke ist, bis auf andere Werte für die Konstanten bei der transienten Statik, ident mit der aus Abbildung 3-5.

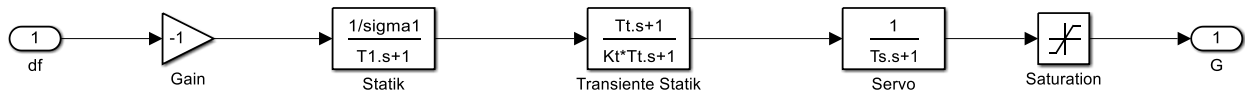


Abbildung 3-5: Modellierung des Reglers für Laufwasserkraftwerke.

Der Regler für die thermischen Kraftwerke ist in Abbildung 3-6 ersichtlich. Bis auf das Fehlen einer transienten Statik gleicht dieser den Reglern der Wasserkraftwerke. Es wird lediglich statt der Statik σ_1 die Statik σ_2 verwendet.

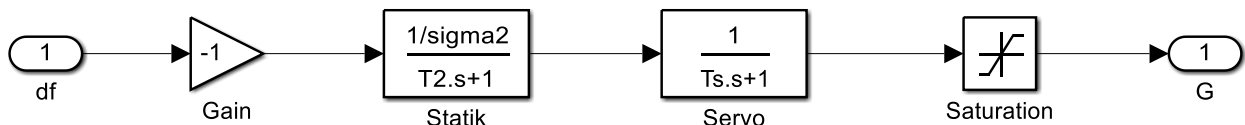


Abbildung 3-6: Modellierung des Reglers für thermische Kraftwerke.

3.4 Lastabwurf

In Abbildung 3-7 sieht man wie der Lastabwurf mit Simulink modelliert wurde. Dabei wurde das Lastabwurfschema des österreichischen Stromnetzes aus Abbildung 2-8 verwendet. Das Lastabwurfschema wurde mithilfe des If-Blocks in Simulink realisiert. Es wird überprüft, ob die Frequenzdifferenz kleiner als -1 Hz ist. Ist dies der Fall, so erfolgt ein Lastabwurf um 12,5 % der Netzlast. Dieser Abwurf erfolgt um die Zeitkonstante T_{abwurf} verzögert. Diese Verzögerung ist durch ein Verzögerungsglied 1. Ordnung dargestellt. Falls die Frequenz noch weiter abfällt, sind weitere If-Absprachen gemäß dem Lastabwurfschema aus Abbildung 2-8 eingebaut. Zur Auswertung wird die abgeworfene Leistung in einer Variablen im MATLAB-Workspace gespeichert.

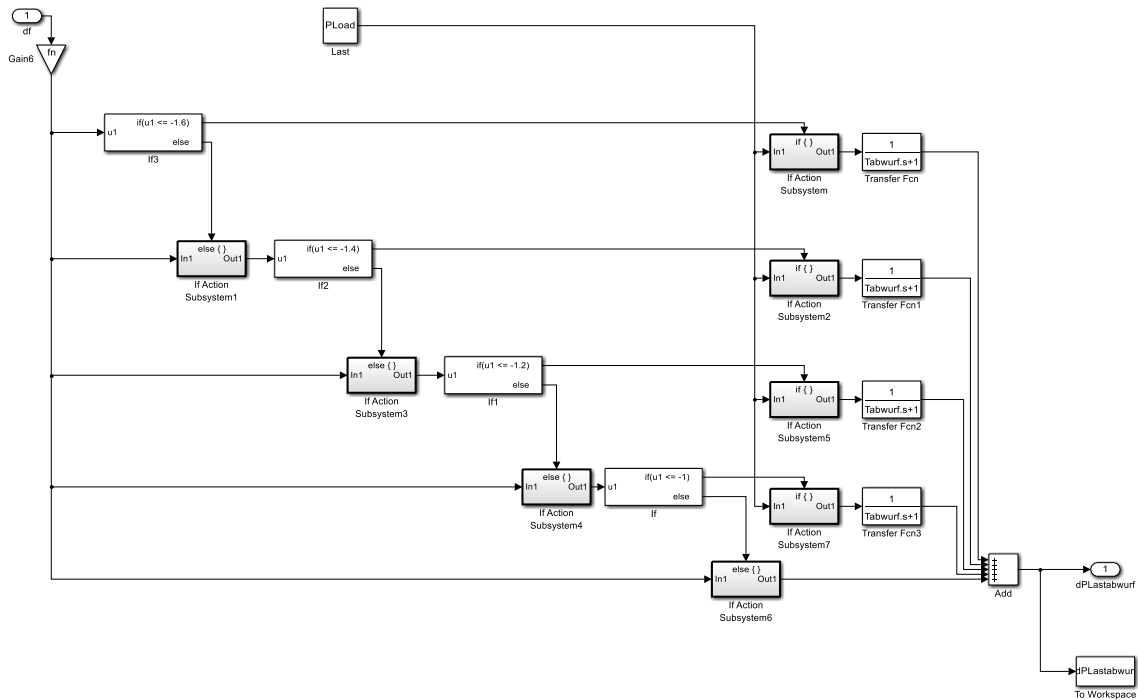


Abbildung 3-7: Modellierung des Lastabwurfs.

3.5 Virtuelle Schwungmasse

In Abbildung 3-8 sieht man, wie der Block „Virtuelle Schwungmasse“ modelliert ist. Die Modellierung der virtuellen Schwungmassen besteht aus zwei Teilen, einen für die Modellierung der Virtuellen Schwungmasse für Windkraftwerke und einen für Solarkraftwerke.

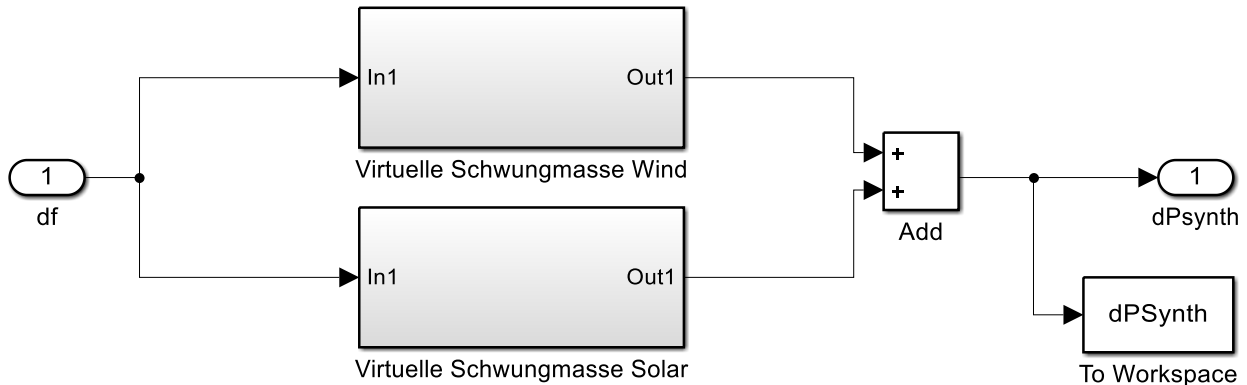


Abbildung 3-8: Block Virtuelle Schwungmasse.

In Abbildung 3-9 sieht man, wie die virtuelle Schwungmasse für Windkraftwerke simuliert wurde. Die Struktur des Modells basiert auf der Struktur aus Abbildung 2-11. Am Anfang der Struktur wurde ein Verzögerungsglied eingebaut, welches die Mess- und Auswertungsverzögerung darstellen soll. Diese Verzögerungszeit wird mit T_{mess} angegeben. Der Ausgang wird mit der Nennleistung des Windkraftwerkes, im Fall eines Ausfalles von Windkraftleistung um deren Beitrag korrigiert, multipliziert. Der Begrenzer am Ende dient der Limitierung der zusätzlichen Leistung, welche bei der virtuellen Schwungmasse eingespeist werden kann. Diese maximale zusätzliche Leistung wurde in Kapitel 2.6.5 behandelt.

Die Modellierung der virtuellen Schwungmasse für Solarkraftwerke hat exakt dieselbe Struktur wie in Abbildung 3-9, es können nur je nach Bedarf verschiedene Werte für die Anlaufzeitkonstante, die Nennleistung und für die Grenzen verwendet werden.

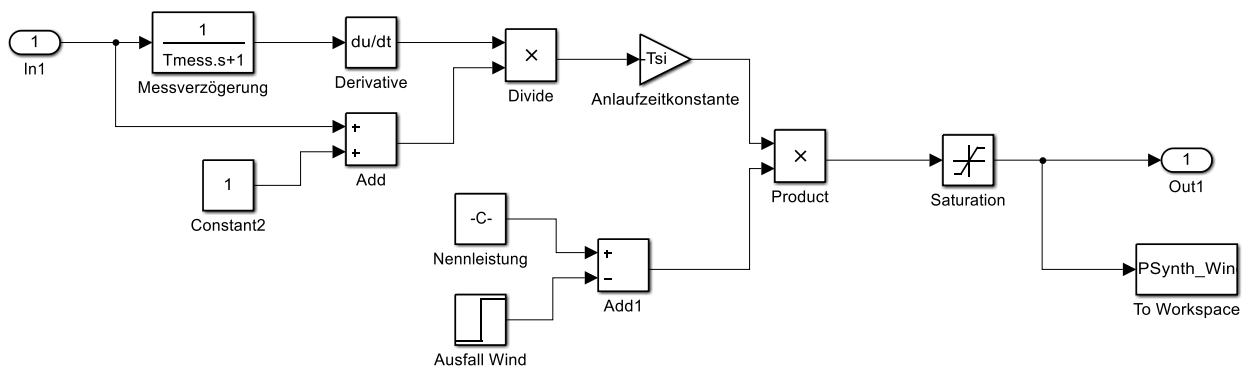


Abbildung 3-9: Modellierung der virtuellen Schwungmasse für Windkraftwerke.

3.6 Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten der verschiedenen Kraftwerksarten

Wie bereits erwähnt, ist zur Ermittlung der Netzanlaufzeitkonstante die Anlaufzeitkonstante der einzelnen Kraftwerkstypen erforderlich. Zur Ermittlung der Anlaufzeitkonstanten der einzelnen Kraftwerkstechnologien sind Kraftwerksdaten aus dem britischen Stromnetz verwendet worden. Die einzelnen Kraftwerke wurden zuerst nach Kraftwerkstyp sortiert. Aus den Anlaufzeitkonstanten der einzelnen Kraftwerke wurde dann eine mittlere Anlaufzeitkonstante des jeweiligen Kraftwerkstyps ermittelt. Das Ergebnis ist in Tabelle 3-1 ersichtlich.

Kraftwerkstyp	Mittelwert der Anlaufzeitkonstanten
	s
Kohlekraftwerke	8,39
Kleinwasserkraftwerke	6,42
Wasserkraftwerke	7,3
Gaskraftwerke	11,58
Pumpspeicherkraftwerke	8,08
Atomkraftwerke	7,96

Tabelle 3-1: Mittelwert der Anlaufzeitkonstanten je Kraftwerkstyp im britischen Netz.

Kohle- und Atomkraftwerke arbeiten mit Dampfturbinen, deswegen wird die Anlaufzeitkonstante von Dampfturbinen aus der Mittelung der Anlaufzeitkonstanten von Kohle- und Atomkraftwerken ermittelt. Außerdem werden die Zeitkonstanten der Kleinwasser- und Wasserkraftwerke zu einer Anlaufzeitkonstante zusammengefasst. Die nun für das Modell verwendeten Zeitkonstanten sind in Tabelle 3-2 dargestellt.

Kraftwerkstyp	Anlaufzeitkonstante
	s
Dampf	8,17
Gas	11,58
Laufwasser	6,86
Speicher	8,08

Tabelle 3-2: Für das Modell verwendete Anlaufzeitkonstanten.

3.7 Auflistung der für das Modell verwendeten Parameterwerte

In diesem Abschnitt sollen die im Modell verwendeten Parameter aufgelistet und die Werte, die für diese Parameter verwendet wurden, dargestellt werden. Für alle in den späteren Kapiteln nachfolgenden Simulationen werden, falls nicht explizit anders erwähnt, die hier vorgestellten Werte verwendet. Parameter, die vom jeweiligen Simulationsszenario abhängen, werden am Anfang der jeweiligen Simulationen angegeben. Die Werte der Standardparameter wurden aus [3] entnommen. Die Bedeutungen der Formelzeichen sind aus dem Formelzeichenverzeichnis zu entnehmen.

In Tabelle 3-3 sind die verwendeten Netzparameter dargestellt.

Parameter	Wert
f_n	50 Hz
K_D	0,2

Tabelle 3-3: Netzparameter.

Die Frequenzabhängigkeit der Last wird mit 1 angenommen.

Parameter	Wert
K_p	1

Tabelle 3-4: Lastparameter.

In Tabelle 3-5 sind die Parameter dargestellt, die das Übertragungsverhalten der einzelnen Kraftwerksturbinen beschreiben. Bei Wasserkraftwerken wird nun zwischen einer hydraulischen Zeitkonstante für Laufwasser- und Speicherkraftwerke unterschieden.

Parameter	Wert
T_{HL}	0,23 s
T_{Hs}	1,44 s
$T_{ZÜ}$	8 s
c_{HD}	0,3
T_V	0,1 s
T_F	0,4 s
T_{CR}	0,1 s
T_{CD}	0,2 s

Tabelle 3-5: Parameter der Turbinen.

In Tabelle 3-6 sind die Parameter dargestellt, die für die Primärregler verwendet wurden.

Parameter	Wert
σ_1	0,04
σ_2	0,05
$\sigma_{T,l}$	0,067
$\sigma_{T,s}$	0,356
K	100
$K_{T,l}$	2,68
$K_{T,s}$	9,91
T_S	1 s
T_1	0,25 s
T_2	0,2 s
T_{Tl}	0,92 s
T_{Ts}	5,76 s

Tabelle 3-6: Parameter des Reglers.

In Tabelle 3-7 sind die Modellparameter für den Lastabwurf angegeben. Die abgeworfene Last pro Abwurfstufe entspricht den Vorgaben aus Abbildung 2-8. Für die Verzögerung des Lastabwurfes wurde eine Zeitkonstante von 0,1 s angenommen, der Lastabwurf soll also nahezu unverzögert erfolgen.

Parameter	Wert
T_{abwurf}	0,1 s
P_{abwurf}	0,125 pu

Tabelle 3-7: Parameter des Lastabwurfes.

In Tabelle 3-8 sind die Modellparameter der virtuellen Schwungmasse angegeben. Die Zeitkonstante der virtuellen Schwungmasse wird hier mit T_{mess} angegeben und soll 1 s betragen. Die Anlaufzeitkonstante für die virtuelle Schwungmasse bei Windkraftwerken wird hier mit $T_{si} = 10$ s angenommen. Diese Annahme entspricht den Überlegungen aus Abschnitt 2.6.5 Formel (39). Die Anlaufzeitkonstante der virtuellen Schwungmasse für Solarkraftwerke wird mit 10 s angenommen. Die maximale Abgabeleistung aus virtueller Schwungmasse für Wind- als auch für Solarkraftwerke soll maximal 0,1 pu betragen. Diese Annahme entstammt den Überlegungen aus Abschnitt 2.6.5.

Parameter	Wert
T_{mess}	1 s
T_{si}	10 s
T_{ssi}	10 s
$P_{speich,wind}$	0,1 pu
$P_{speich,solar}$	0,1 pu

Tabelle 3-8: Parameter der virtuellen Schwungmasse.

3.8 Überprüfung des Simulationsmodells

Um die Funktionalität des Simulationsmodells zu überprüfen, soll ein real aufgetretener Störfall in der Simulation nachgestellt werden. Der Frequenzverlauf der Simulation soll dann mit dem realen Frequenzverlauf verglichen werden.

Als Störfall wird ein Zwischenfall aus dem britischen Hochspannungsnetz verwendet, der sich im April 2011 zugetragen hat. Dabei kam es durch den Ausfall eines Kraftwerkes zu einem Leistungsdefizit von 1 180 MW bei einer Netzlast von 40 460 MW. In Abbildung 3-10 ist der Frequenzverlauf während des Störfalles zu sehen.

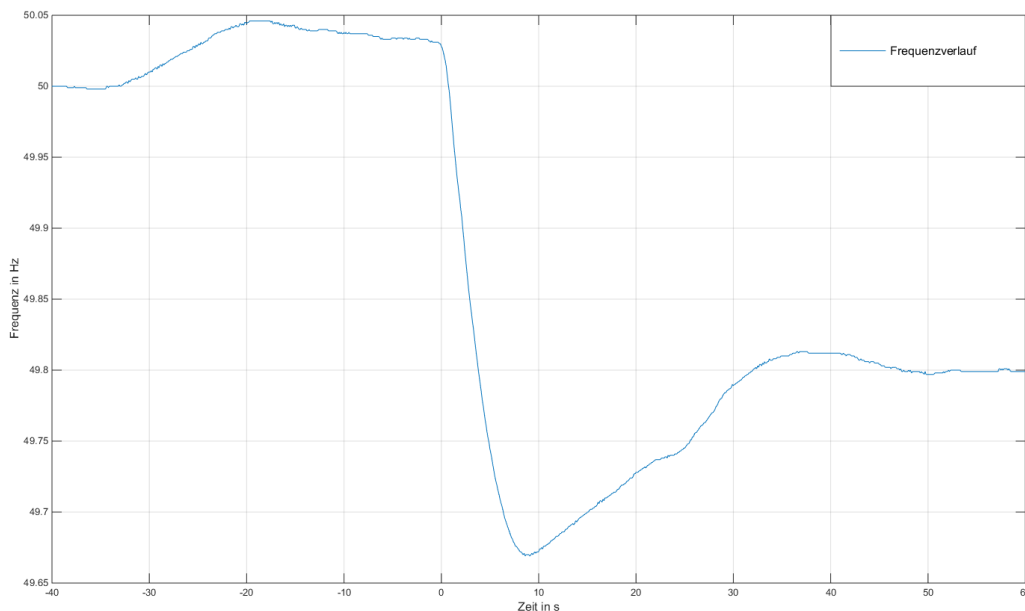


Abbildung 3-10: Frequenzverlauf während des Störfalles im April 2011.

Im Nachfolgenden wird nun beschrieben, welche Werte und Parameter für die Nachstellung des Vorfalles verwendet wurden. Außerdem werden getroffene Vereinfachungen erläutert.

Die Erzeugung setzte sich zum Zeitpunkt des Störfalles folgendermaßen zusammen:

Erzeugungsart	Leistung (Betriebspunkt)	Nennleistung
	MW	MW
Kohle	12 729	13 580
Gas	18 167	20 910
Pumpspeicher	600	864
Nuklear	8 919	10 572
Laufwasser	45	62
Gesamterzeugung	40 460	45 988

Tabelle 3-9: Erzeugte Leistung nach Erzeugungstyp in Großbritannien zum Zeitpunkt des Störfalles.

Mithilfe der Daten aus Tabelle 3-9, der Formel (13) und den Anlaufzeitkonstanten der Kraftwerkstypen aus Tabelle 3-2 kann nun die Netzzeitkonstante für dieses Szenario ermittelt werden. Sie ergibt sich zu:

$$T_j = 9,7 \text{ s}$$

Als Modellparameter werden die in Abschnitt 3.7 gezeigten Parameter verwendet.

Die für das Modell notwendige Angabe der Nennleistung der Regelkraftwerke lässt sich mithilfe Netzleistungszahl und Formel (23) ermitteln. Die zur Bestimmung der Netzleistungszahl nötige Frequenzabweichung Δf zwischen der Nennfrequenz und der quasistationären Frequenz nach Eintritt des Störfalles lässt sich aus Abbildung 3-10 ablesen. Sie ergibt sich zu:

$$\Delta f = 0,2 \text{ Hz}$$

Mithilfe der Störleistung $\Delta P = 1.180 \text{ MW}$ ergibt sich die Netzleistungszahl zu:

$$\lambda = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{1\,180 \text{ MW}}{0,2 \text{ Hz}} = 5\,900 \text{ MW/Hz}$$

Damit lässt sich Nennleistung der Regelkraftwerke durch Umformung von Formel (23) folgendermaßen ermitteln:

$$P_n = \frac{\lambda_N \cdot f_n}{\frac{1}{\sigma} + K_p} = \frac{5\,900 \frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \cdot 50 \text{ Hz}}{\frac{1}{0,05} + 1} = 14\,048 \text{ MW}$$

Der Einfachheit halber soll für diese Simulation die gesamte Regelleistung aus Dampfkraftwerken stammen.

In Abbildung 3-11 sieht man den Vergleich zwischen dem realen Frequenzverlauf und der Simulation. Man sieht, dass es eine kleine Abweichung beim Frequenzminimum sowie bei der quasistationären Frequenz gibt. Der Frequenzgradient beim Frequenzabfall ist in der Simulation deutlich größer und die Ausregelzeit der Primärregler ist viel kleiner als beim realen Frequenzverlauf.

Um die Ergebnisse der Simulation dem realen Verlauf anzunähern, sollen nun die nachfolgenden Anpassungen durchgeführt werden.

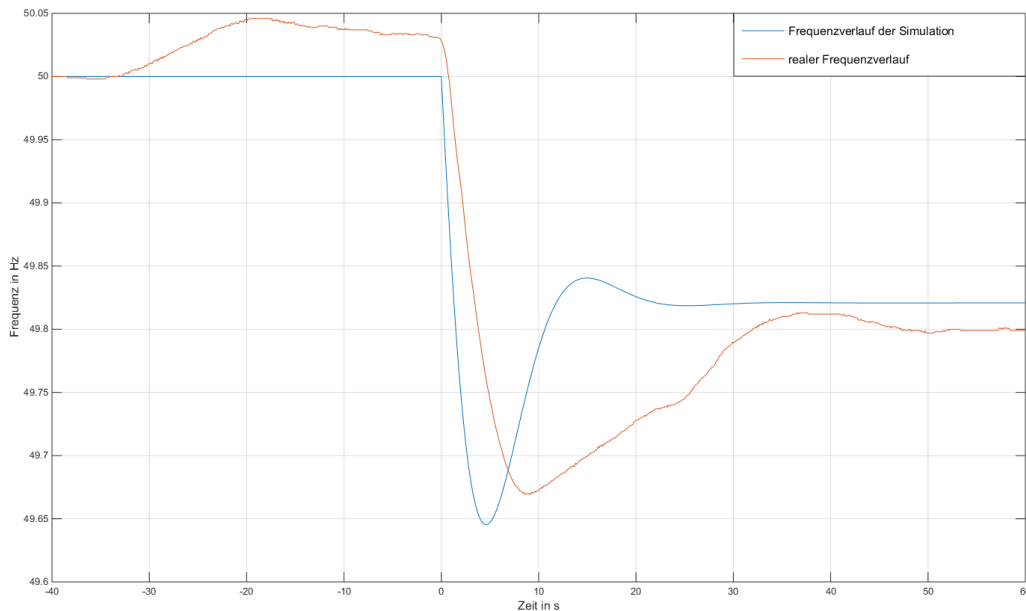


Abbildung 3-11: Vergleich zwischen realem Frequenzverlauf und der Simulation.

Die geringere quasistationäre Frequenz im realen Verlauf lässt sich auf eine geringere Leistungszahl zurückführen. Die in Abbildung 3-10 abgelesene quasistationäre Frequenz ist wahrscheinlich noch nicht vollkommen eingependelt, wodurch sich eine verfälschte Leistungszahl ergibt. Korrigiert man die Leistungszahl auf $5\,120\text{ MW/Hz}$, dann stimmt die Simulation mit dem realen Verlauf überein.

Zur Korrektur des Frequenzgradienten wurde die Netzzeitkonstante von T_j auf $1,7 \cdot T_j$ erhöht, da in Formel (13) rotierende Laster beispielsweise nicht berücksichtigt sind und die Netzanlaufzeitkonstante mit den gemittelten Anlaufzeitkonstanten aus Tabelle 3-2 berechnet wurde.

Der Frequenzverlauf aus Abbildung 3-10 weist nach Erreichen des Frequenzminimums einen linearen Anstieg auf, der verglichen mit der Simulation relativ langsam ist. Dieser lineare Anstieg ist wahrscheinlich auf eine Begrenzung des Leistungsanstiegs in den Kraftwerken des britischen Netzes zurückzuführen. Um diesen nachzuahmen, wurde am Ausgang des Primärreglers ein Rate-Limiter eingebaut, der den Leistungsanstieg nach Erreichen des Frequenzminimums drosselt. Außerdem wurde die maximale Ausgangsleistung der Primärregler etwas limitiert. Des Weiteren wurde die Zeitkonstante des Zwischenüberhitzers von 8 s auf 10 s erhöht.

Das Ergebnis der Simulation mit diesen angepassten Werten kann man in Abbildung 3-12 sehen. Wie man gut erkennen kann, ist nun die Abweichung zwischen der Simulation und dem realen Verlauf relativ gering. Das erstellte Modell ist also funktionsfähig und kann, bei Bekanntheit aller Randbedingungen, realitätsnahe Ergebnisse liefern.

In allen weiteren Simulationen wird wieder aus Mangel an Kenntnissen über die Regelkraftwerke usw. das Standardmodell ohne Rate-Limiter verwendet.

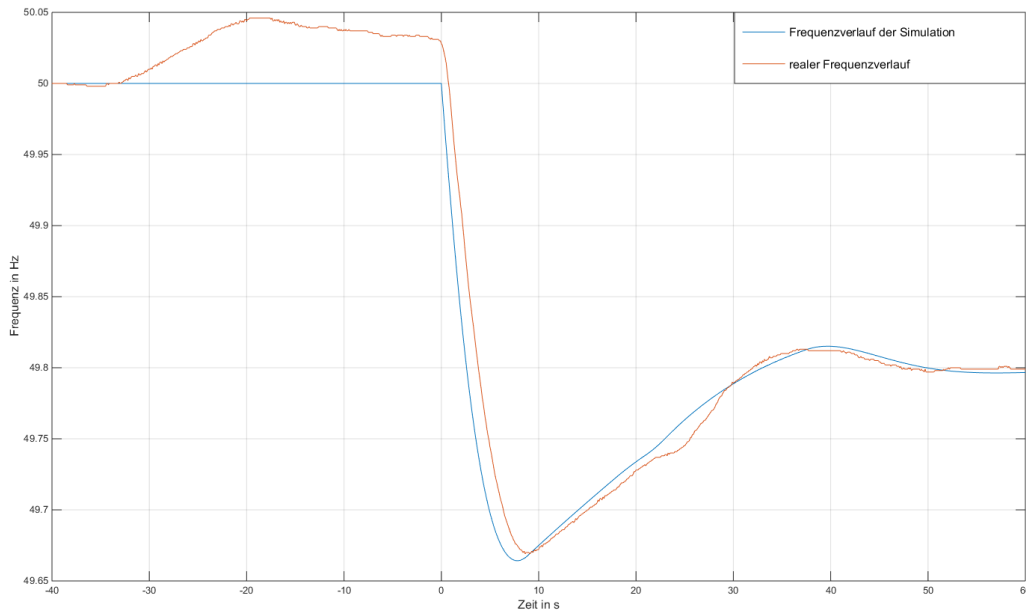


Abbildung 3-12: Vergleich zwischen realem Frequenzverlauf und der Simulation mit angepassten Werten.

4 Simulationsszenarien und -ergebnisse

4.1 Auswahl von Simulationsszenarien

In diesem Abschnitt soll beschrieben werden, wie die verwendeten Simulationsszenarien zustande gekommen sind und welche Ideen bei deren Auswahl eine Rolle gespielt haben. Ziel dieser Arbeit soll die Untersuchung der virtuellen Schwungmasse und eine Ermittlung der minimalen Trägheitskonstante im europäischen Netz sein. Deshalb liegt es nahe, als Ausgangspunkt der Simulation einen Zeitpunkt zu nehmen, bei dem die Netzlast gering und die Einspeisung durch erneuerbare Energien hoch ist. Folgende vier Szenarien wurden dabei ins Auge gefasst, und sollen im Folgenden näher betrachtet werden:

- Szenario 1: minimale Netzlast des Jahres 2016
- Szenario 2: maximale Photovoltaikeinspeisung in Deutschland
- Szenario 3: maximale Windkrafteinspeisung in Deutschland
- Szenario 4: maximale Wind- und Photovoltaikeinspeisung in Deutschland

Sämtliche Leistungen, die in den nachfolgenden Tabellen und Diagrammen angegeben werden, stellen die zum jeweiligen Zeitpunkt aktuelle Betriebsleistung dar.

Szenario 1 – minimale Netzlast des Jahres 2016 im UCTE-Netz

Für dieses Szenario wurde der Lastgang des europäischen Verbundnetzes für das Jahr 2016 erstellt. Dazu wurden Daten der entso-e verwendet [18], die Information über die stündlichen Lasten aller Mitgliedsländer für jeden einzelnen Monat im Jahr enthalten. Daraus wurde nun der Lastgang über das Jahr 2016 hinweg ermittelt und der Zeitpunkt der minimalen Last ermittelt. Dieser Zeitpunkt war der 22. August im Zeitraum zwischen 6:00 und 7:00 Uhr. In Abbildung 4-1 sieht man den Verlauf des Lastganges. Die Last betrug zu diesem Zeitpunkt ca. 182 GW.

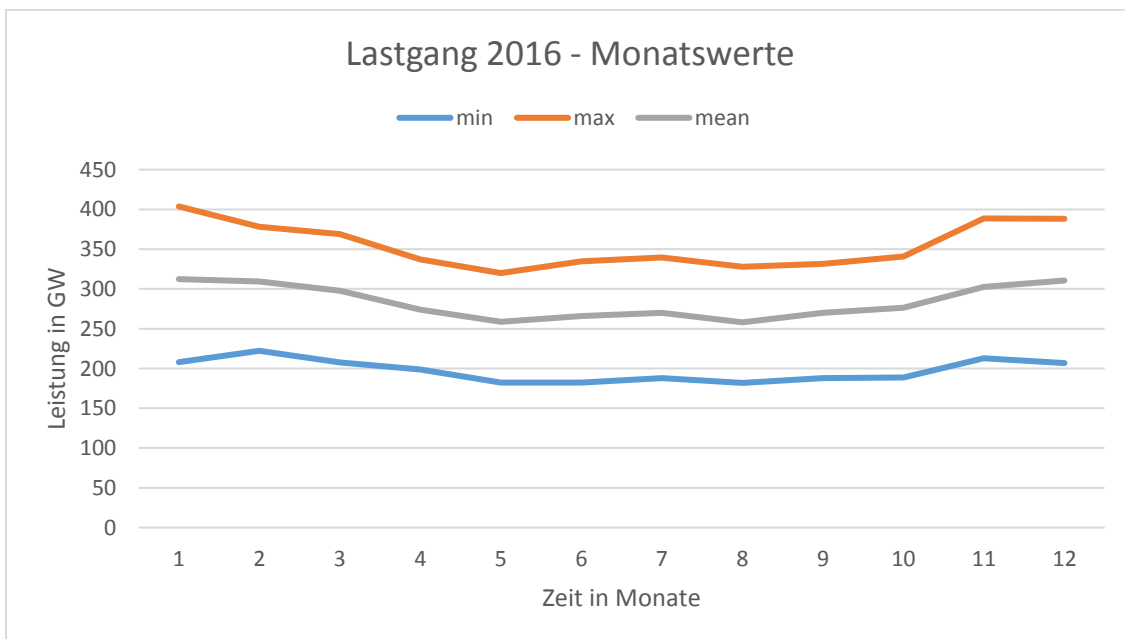


Abbildung 4-1: Lastgang des europäischen Verbundnetzes im Jahr 2016 - Wöchentliche Werte.

Die entso-e bietet auch Information über die aktuelle Stromerzeugung, unterschieden nach Erzeugertyp, an [19]. Mit dem genauen Zeitpunkt der minimalen Last lässt sich nun der Erzeugungsmix zu diesem Zeitpunkt ermitteln. Dieser setzte sich zu diesem Zeitpunkt folgendermaßen zusammen:

Erzeugungsart	Leistung
	GW
Biomasse	6,7
Braunkohle	25,4
Kohlederivate	0,9
Erdgas	15,8
Steinkohle	13,4
Erdöl	0,6
Geothermie	0,7
Pumpspeicher	0,3
Laufwasserkraft	16,9
Sonst. Wasserkraft	3,2
Nuklear	66,3
Sonstige	9,7
Sonstige Erneuerbare	0,5
Solar	1
Müllverbrennung	1,4
Wind Offshore	1,7
Wind Onshore	12,3
Gesamt	176,8

Tabelle 4-1: Erzeugte Leistung nach Erzeugungstyp zum Zeitpunkt der minimalen Last im Jahr 2016 im UCTE-Netz.

Die ermittelte Last in Tabelle 4-1 weicht von der auf der letzten Seite angegebenen Last um etwa 5,2 GW ab. Grund dafür ist, dass die Erzeugungsdaten nicht von jedem Verbundmitglied zur Verfügung standen. Für die Netze von Bosnien, Serbien und Kroatien lagen zu diesem Zeitpunkt keine Daten bei der entso-e vor. Ein Blick auf die installierten Erzeugungskapazitäten dieser Länder zeigt, dass der Großteil des produzierten Stroms aus thermischen Kohlekraftwerken und Wasserkraftwerken stammt [20] [21] [22]. Deswegen wird angenommen, dass die Lastdifferenz von 5,2 GW zur Hälfte aus thermischen Kohlekraftwerken (2,7 GW), und zur anderen Hälfte aus Wasserkraftwerken (2,5 GW) stammt.

Da im Simulationsmodell nur nach Dampf-, Gas-, Laufwasser- und Speicherkraftwerk sowie nach Solar- und Windkraftwerken unterschieden wird, soll Tabelle 4-1 in diese Kategorien zusammengefasst werden. Jegliche thermischen Kraftwerke (bis auf Erdgaskraftwerke) sollen als Dampfkraftwerke zusammengefasst werden. In Tabelle 4-2 sieht man die Aufteilung der Erzeugung, wie sie im Simulationsmodell verwendet wird. Zusätzlich sind hier die durchschnittlichen Anlaufzeitkonstanten der jeweiligen Erzeugungsart angegeben.

Mit den Daten aus Tabelle 4-2 und Gleichung (13) lässt sich nun die Netzanlaufzeitkonstante für dieses Szenario bestimmen. Sie ergibt sich zu 7,19 s.

Erzeugungsart	Leistung	Anlaufzeitkonstante
	GW	s
Dampfkraftwerke	118,1	8,17
Gaskraftwerke	15,8	11,58
Laufwasserkraftwerke	19,4	6,86
Speicherkraftwerke	3,5	8,08
Windkraftwerke	14	0
Solarkraftwerke	1	0
Sonstige	10,2	0
Netz	182	7,19

Tabelle 4-2: Für das Simulationsmodell verwendete Erzeugungsmix, sowie deren Anlaufzeitkonstanten.

Szenario 2 – maximale Photovoltaikeinspeisung im deutschen Netz

Für dieses Szenario wurde der Zeitpunkt im europäischen Verbundnetz ermittelt, bei dem die Einspeiseleistung von Solarenergie in Deutschland am höchsten war. Da Deutschland die höchste installierte Leistung von Solarenergie hat [23], wird die Annahme gemacht, dass zum Zeitpunkt der höchsten Solareinspeisung innerhalb Deutschlands auch die Einspeiseleistung von Solarenergie im europäischen Verbundnetz am höchsten war.

Die höchste Einspeisung von Solarenergie fand am 8.5.2016 statt [24]. Die eingespeiste Leistung aus Solarenergie belief sich dabei auf 26 239 MW. Nun wird wieder mithilfe der Daten der entso-e die Netzlast, nach Erzeugertyp unterteilt, ermittelt. Diese werden dann wieder in die für das Simulationsmodell notwendigen Typen unterteilt. Das Ergebnis ist in Tabelle 4-3 zu sehen. Wieder wurde die Netzanlaufzeitkonstante ermittelt, die sich mit 4,58 s ergab.

Erzeugungsart	Leistung	Anlaufzeitkonstante
	GW	s
Dampfkraftwerke	87,8	8,17
Gaskraftwerke	10,7	11,58
Laufwasserkraftwerke	16,7	6,86
Speicherkraftwerke	6,5	8,08
Windkraftwerke	41,1	0
Solarkraftwerke	47	0
Sonstige	10,6	0
Netz	220,4	4,58

Tabelle 4-3: Erzeugungsmix maximale Solareinspeisung.

Szenario 3 – Maximale Windkrafteinspeisung im deutschen Netz

Bei der Ermittlung dieses Szenarios wurde wie bei der Ermittlung von Szenario 2 vorgegangen, es wurden dieselben Annahmen gemacht. Die höchste Einspeisung von Windenergie fand am 18.03.2017 statt. Die eingespeiste Leistung aus Windkraftwerken belief sich dabei auf 37 364 MW. In Tabelle 4-4 ist der Erzeugungsmix für dieses Szenario aufgelistet. Die Netzanlaufzeitkonstante beträgt bei diesem Szenario 5,5 s.

Erzeugungsart	Leistung	Anlaufzeitkonstante
	GW	s
Dampfkraftwerke	130,8	8,17
Gaskraftwerke	21	11,58
Laufwasserkraftwerke	18,7	6,86
Speicherkraftwerke	7,7	8,08
Windkraftwerke	66,8	0
Solarkraftwerke	15,1	0
Sonstige	13,1	0
Netz	273,2	5,5

Tabelle 4-4: Erzeugungsmix maximale Windeinspeisung.

Szenario 4 – Maximale Wind- und Photovoltaikeinspeisung in Deutschland

Bei diesem Szenario wurde wie in den Szenarien 2 und 3 vorgegangen, dieselben Annahmen wurden gemacht. Die höchste Einspeisung erneuerbarer Energien (Summe aus Solar- und Windkraft) fand am 7.6.2017 statt. Die eingespeiste Leistung aus Wind- und Solarkraftwerken belief sich auf 48 862 MW. Die Netzanlaufzeitkonstante betrug zu diesem Zeitpunkt 5,27 s.

Erzeugungsart	Leistung	Anlaufzeitkonstante
	GW	s
Dampfkraftwerke	126,8	8,17
Gaskraftwerke	28,6	11,58
Laufwasserkraftwerke	21,3	6,86
Speicherkraftwerke	10,5	8,08
Windkraftwerke	54,9	0
Solarkraftwerke	45,1	0
Sonstige	16,1	0
Netz	303,3	5,27

Tabelle 4-5: Erzeugungsmix maximale Einspeisung Erneuerbare.

Zur Übersichtlichkeit sind die Netzanlaufzeitkonstanten der einzelnen Szenarien, mit und ohne Verwendung von virtueller Schwungmasse, in Tabelle 4-6 zusammengefasst. Wie man erkennen kann, ist diese bei Szenario 1 am höchsten und bei Szenario 2 am niedrigsten. Szenario 3 und 4 weisen relativ ähnliche Netzanlaufzeitkonstanten auf. Mit Verwendung von virtueller Schwungmasse erhöht sich vor allem für Szenario 2 die Netzanlaufzeitkonstante sehr stark. Auch in den Szenarien 2 und 3 wird durch Verwendung von virtueller Schwungmasse die Netzanlaufzeitkonstante stark erhöht. Zur Ermittlung der Netzanlaufzeitkonstante bei Verwendung von virtueller Schwungmasse wurden für Wind- und Solarkraftwerke Anlaufzeitkonstante von 10 s verwendet.

Szenario	Netzanlaufzeitkonstante ohne virtueller Schwungmasse	Netzanlaufzeitkonstante mit virtueller Schwungmasse
	s	
1	7,04	7,86
2	4,58	8,57
3	5,5	8,5
4	5,27	8,57

Tabelle 4-6: Netzanlaufzeitkonstanten der einzelnen Szenarien.

4.2 Simulationsergebnisse

In diesem Kapitel werden alle mit dem Simulationsmodell durchgeführten Simulationen und deren Ergebnisse beschrieben. Zuerst soll das Ausregelverhalten der einzelnen Primärregelkraftwerkstypen untersucht werden, da dies für das Verständnis von Ergebnissen in späteren Simulationen nötig sein wird. In der nächsten Simulation wird dann der Frequenzverlauf bei Eintritt des Referenzstörfalles für die einzelnen Simulationsszenarien ermittelt. Hier wird auch der positive Einfluss der Verwendung von virtueller Schwungmasse aufgezeigt. In weiteren Simulationen soll dann der Einfluss der Parameter der virtuellen Schwungmasse auf das Frequenzverhalten untersucht werden. Hier wird zum einen der Einfluss der Verzögerungskonstante der virtuellen Schwungmasse untersucht, und zum anderen der Einfluss der verwendeten Anlaufzeitkonstante. In einer letzten Simulation soll dann noch ermittelt werden, wie groß die Netzanlaufzeitkonstante im europäischen Netz sein muss, damit die Qualitätskriterien eingehalten werden. Auch hier soll dann der Einfluss bei Verwendung von virtueller Schwungmasse untersucht werden.

Als Simulationsparameter dienen die in Abschnitt 3.7 dargestellten Parameterwerte.

4.2.1 Simulation – Ausregelverhalten der einzelnen Primärregelkraftwerkstypen

In dieser Simulation soll das Ausregelverhalten der modellierten Primärregler gezeigt und erörtert werden. Wie sich in einer späteren Simulation herausstellen wird, hat das Verhalten des Primärreglers Auswirkungen auf die virtuelle Schwungmasse.

Um das Verhalten der Regler zu prüfen, wurde eine Simulation mit Szenario 2 durchgeführt. Grund für die Wahl von Szenario 2 sind die besonders ungünstigen Netzverhältnisse (kleine Netzanlaufzeitkonstante bei geringer Netzlast). Die ausgefallene Störfalleistung beträgt 3 000 MW (Regelstörfall im europäischen Netz). Es wurde keine virtuelle Schwungmasse bei dieser Simulation verwendet, die Netzleistungszahl wurde mit 15 000 MW/Hz angenommen (entspricht der Mindestleistungskennzahl des europäischen Übertragungsnetzes). Für diese Simulation wurde nun angenommen, dass die gesamte Regelleistung aus nur einem Regelkraftwerkstyp kommt. Das heißt in einer ersten Simulation wurde die gesamte Regelleistung durch Laufwasserkraftwerke aufgebracht, während die anderen Kraftwerkstypen keinen Beitrag dazu leisten. In einer zweiten Simulation wurde dann die gesamte Leistung durch Speicherkraftwerke aufgebracht, usw.

In Abbildung 4-2 sieht man den Verlauf der durch die Primärregelkraftwerke abgegebenen Leistung. Wie man gut erkennen kann, ist die Primärregelung mit Gaskraftwerken am schnellsten, gefolgt von den Laufwasserkraftwerken. Jedoch kommt es bei dieser schnellen Ausregelung zu einem Überschwingen. Die Regelung in Dampfkraftwerken erfolgt langsamer und das Überschwingen ist nur sehr gering ausgeprägt. Mit Abstand am langsamsten ist die Leistungsabgabe bei Speicherkraftwerken. Grund dafür ist die sehr hohe hydraulische Zeitkonstante und die daraus resultierende Reglerparametrierung.

In Abbildung 4-3 sieht man den Frequenzverlauf dieser Simulationen. Je größer die Reglerzeitkonstante ist, desto länger dauert es, bis die Regelleistung vollständig abgerufen wird. Damit ist ein größerer Frequenzeinbruch verbunden und der Zeitpunkt für das Auftreten des Frequenzminimums verschiebt sich nach hinten.

Kraftwerkstyp	Zeit bis zum Frequenzminimum	Frequenzminimum
	<i>s</i>	<i>Hz</i>
Laufwasser	3	49,76
Speicher	6,7	49,58
Dampf	4,1	49,73
Gas	2,84	49,76

Tabelle 4-7: Kennwerte des Frequenzverlaufes aus Abbildung 4-3.

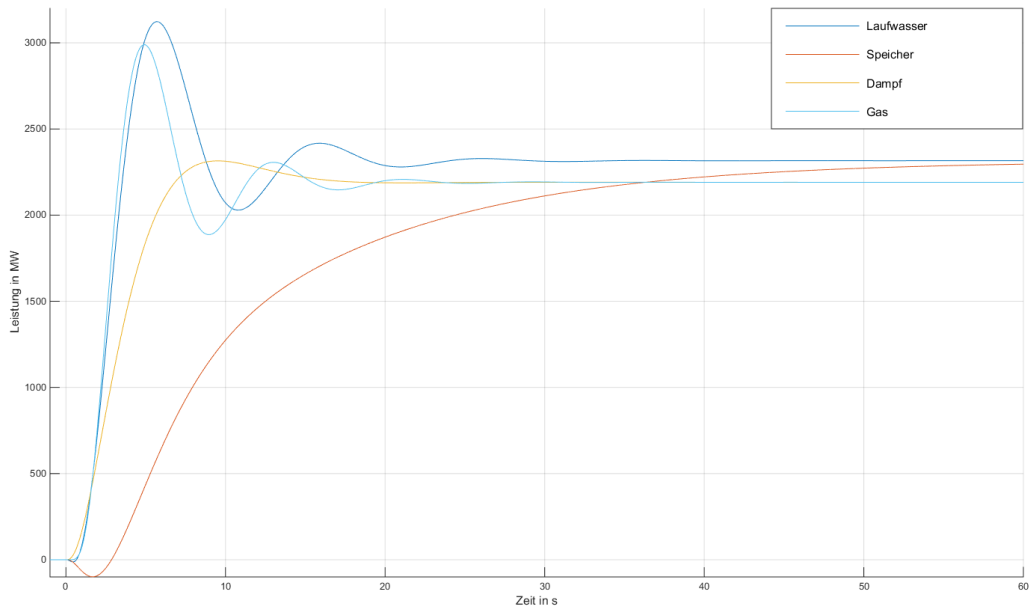


Abbildung 4-2: Leistungsabgabe durch die Primärregelung für verschiedene Regelkraftwerkstypen bei einem 3 GW Störfall.

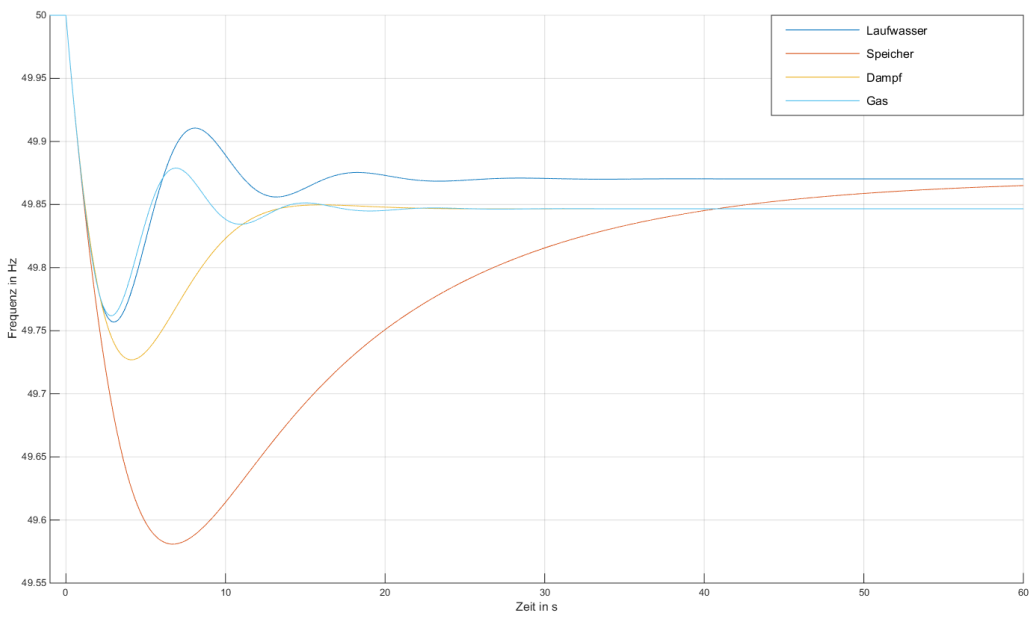


Abbildung 4-3: Frequenzverlauf bei einem 3 GW Störfall bei Primärregelung durch verschiedene Kraftwerkstypen.

4.2.2 Simulation – Frequenzverlauf nach Referenzstörfall für alle vier Szenarien

In dieser Simulation soll der Frequenzverlauf nach Eintritt des Referenzstörfalles des europäischen Netzes für die vier ausgewählten Szenarien untersucht werden. Die ausgefallene Störfalleistung beträgt bei dieser Simulation wieder 3 000 MW. Die Netzleistungszahl beträgt wieder 15 000 MW/Hz und die daraus resultierende Nennleistung der Regelkraftwerke wurde entsprechend der Verhältnisse der konventionellen Erzeugung des jeweiligen Szenarios auf die einzelnen Erzeugungsarten aufgeteilt.

Der Frequenzverlauf der Simulation ohne virtuelle Schwungmasse ist in Abbildung 4-4 zu sehen, der Verlauf mit virtuelle Schwungmasse in Abbildung 4-5. Zusätzlich wurden noch in Tabelle 4-8 die wichtigsten Kennwerte des Frequenzverlaufes zusammengefasst. Als T_{min} wird die Zeitdauer vom Eintritt des Störfalles bis zum Auftreten des Frequenzminimums verstanden. Δf ist die maximale Frequenzabweichung, und als RoCoF (Rate of Change of Frequency) bezeichnet man den Frequenzgradienten nach Eintritt des Störfalles. Dieser wird über einen Zeitraum von 500 ms nach Eintritt des Störfalles bestimmt.

Den besten Frequenzverlauf weisen die Simulationen mit Szenario 3 und Szenario 4, trotz einer relativ geringen Netzanlaufzeitkonstante, auf. Hier ist das Frequenzminimum am höchsten und der Frequenzgradient weist die niedrigsten Werte auf. Grund dafür ist, dass in diesen beiden Szenarien die Netzlast im Vergleich zu Szenario 1 und 2 sehr groß ist, sodass der Selbstregelleffekt der Last viel stärker ins Gewicht fällt. Das schlechteste Frequenzverhalten weist die Simulation mit Szenario 2 auf. Hier ist die Anlaufzeitkonstante am niedrigsten und die Netzlast relativ gering.

Sieht man sich die Simulationen mit Verwendung der virtuellen Schwungmasse ($T_{mess} = 1 s$) an, so erkennt man, dass vor allem für das Szenario 2 das Frequenzverhalten verbessert wird. Auf Szenario 1 hat die Verwendung der virtuellen Schwungmasse aufgrund der sehr geringen Einspeisung aus Wind- und Solarkraft keinen nennenswerten Einfluss (siehe Anlaufzeitkonstanten der einzelnen Szenarien aus Tabelle 4-6).

Die virtuelle Schwungmasse führt in Szenario 2 zu einer Reduzierung des RoCoF um 16 % und zu einer Reduzierung der maximalen Frequenzabweichung um 20 %. Auch für die Szenarien 3 und 4 wird das Frequenzverhalten verbessert. Für größere Ausfalleistungen könnten die Verbesserungen durch die virtuelle Schwungmasse einen noch größeren Effekt haben, dies soll aber nicht in dieser Arbeit untersucht werden.

Szenario	Ohne virtuelle Schwungmasse			Mit virtueller Schwungmasse		
	T_{min}	Δf	RoCoF	T_{min}	Δf	RoCoF
	s	mHz	mHz/s	s	mHz	mHz/s
1	4,59	260	112	4,86	249	109
2	3,74	266	141	5,78	212	118
3	4,81	218	96	6,75	190	85
4	4,85	204	90	7,28	176	79

Tabelle 4-8: Ergebnisse der Simulation des Referenzstörfalles für die vier Szenarien.

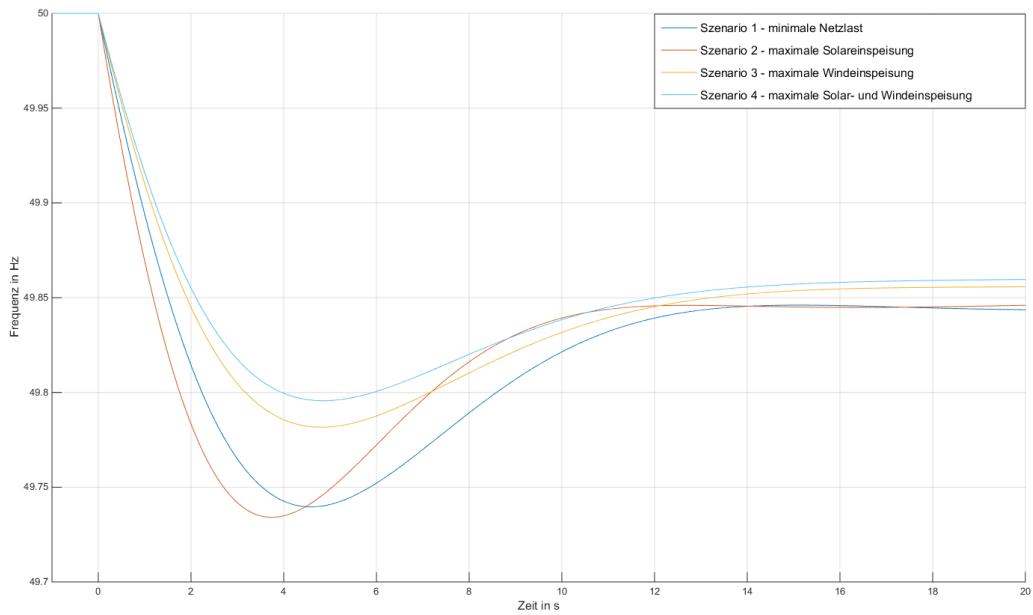


Abbildung 4-4: Frequenzverläufe des Referenzstörfalles für die einzelnen Szenarien - ohne Verwendung von virtueller Schwungmasse.

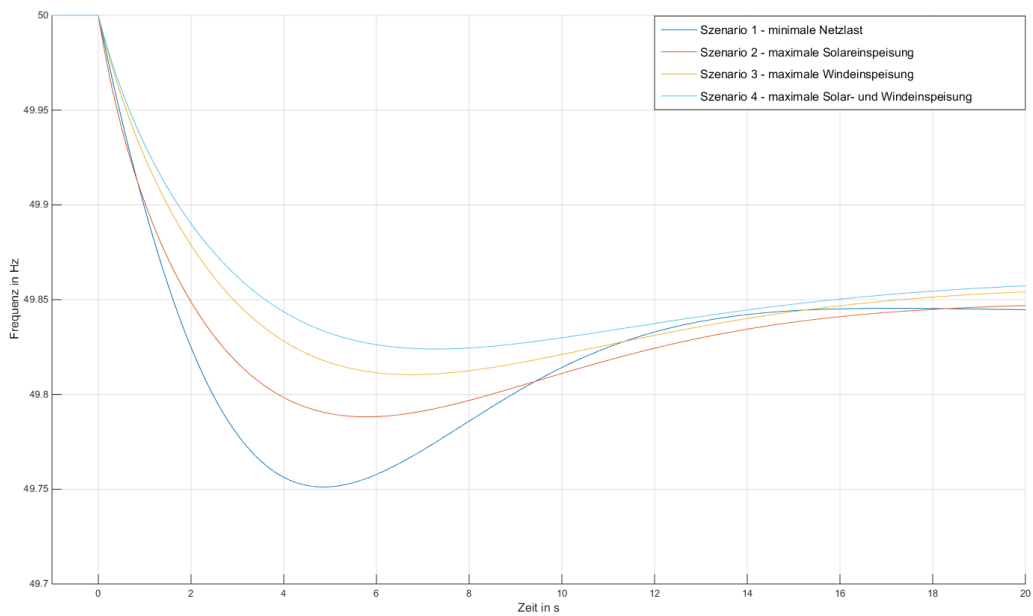


Abbildung 4-5: Frequenzverläufe des Referenzstörfalles für die einzelnen Szenarien - mit Verwendung von virtueller Schwungmasse.

4.2.3 Simulation – Einfluss der Verzögerungszeitkonstante T_{mess} auf das Frequenzverhalten

In diesem Abschnitt sind jegliche Simulationen beschrieben, die das Verhalten der virtuellen Schwungmasse bei Variation der Verzögerungszeitkonstante T_{mess} zeigen sollen. Als Szenario wurde hier wieder das Szenario 2 gewählt, die Ausfalleistung sowie die Netzleistungszahl entsprechen wieder den Standardwerten für das europäische Netz (3 000 MW bzw. 15 000 MW/Hz). Die Anlaufzeitkonstanten der virtuellen Schwungmasse betragen jeweils 10 s.

Sieht man sich die Modellierung der virtuellen Schwungmasse aus Abbildung 3-9 an, so erkennt man, dass nicht viele Parameter eine Auswirkung auf das Verhalten der virtuellen Schwungmasse haben. Ändert man den Wert der virtuellen Anlaufzeitkonstante, so hat dies dieselben Auswirkungen auf die Frequenz wie eine Änderung der Anlaufzeitkonstanten der Synchrongeneratoren. Unbekannt sind jedoch die Auswirkungen, die durch die Messverzögerungszeitkonstante zustande kommen. Um diese Auswirkungen zu überprüfen, wurden nun die nachfolgend gezeigten Simulationen durchgeführt.

Als erstes wird die Verzögerungszeitkonstante variiert und der Frequenzverlauf aufgenommen. Um einen groben Trend zu erkennen, soll die Zeitkonstante zunächst in einem sehr großen Bereich, in wenigen Schritten variiert werden. In Abbildung 4-6 ist das Ergebnis dieser Simulation ersichtlich. Entgegen der Erwartung, dass der Frequenzverlauf für eine geringe Verzögerungszeitkonstante am optimalsten ist, ist erkennbar, dass der Frequenzverlauf für eine steigende Verzögerungszeitkonstante zunächst besser wird. Übersteigt die Verzögerungszeitkonstante aber einen bestimmten Wert, dann wird das Frequenzverhalten wieder schlechter.

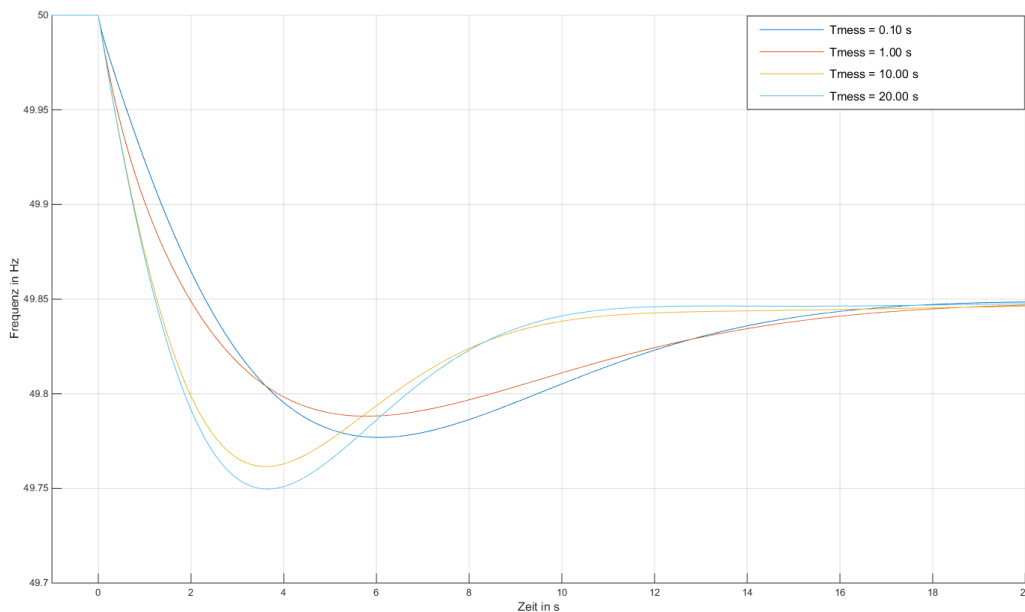


Abbildung 4-6: Frequenzverlauf bei Simulation mit verschiedenen Messverzögerungszeitkonstanten.

Es gibt also eine Verzögerungszeitkonstante zwischen $T_{mess} = 1\text{ s}$ und $T_{mess} = 10\text{ s}$, bei der das Frequenzminimum am optimalsten ist. Die wichtigsten Kennwerte dieser Simulation sind in Tabelle 4-9 dargestellt. Wie man auch hier erkennen kann wird die maximale Frequenzabweichung bei steigender Verzögerungszeitkonstante zunächst kleiner, um dann wieder zu steigen. Der RoCoF allerdings steigt mit steigendem T_{mess} immer weiter an. Auffällig in der oberen Abbildung ist auch, dass mit steigender Verzögerungszeitkonstante die Frequenz schneller ausgeregelt wird. Dieses Verhalten widerspricht allen Erwartungen und soll deswegen im Folgenden näher untersucht werden.

T_{mess}	T_{min}	Δf	RoCoF
	s	mHz	mHz/s
0,1 s	6,06	223	84
1 s	5,78	212	118
10 s	3,61	238	138
20 s	3,65	250	139

Tabelle 4-9: Werte des Frequenzverlaufes bei Variation der Verzögerungszeitkonstante.

Zuerst soll nun jene Zeitkonstante ermittelt werden, bei welcher die maximale Frequenzabweichung Δf am kleinsten ist. Dazu wird die T_{mess} vom Wert 0,1 s in Schritten von 0,1 s bis zu einem Wert von 10 s gesteigert. In Abbildung 4-7 ist das Ergebnis dieser Simulation dargestellt. Die minimale Frequenzabweichung tritt bei einer Verzögerungszeitkonstante von $T_{mess} = 2\text{ s}$ auf.

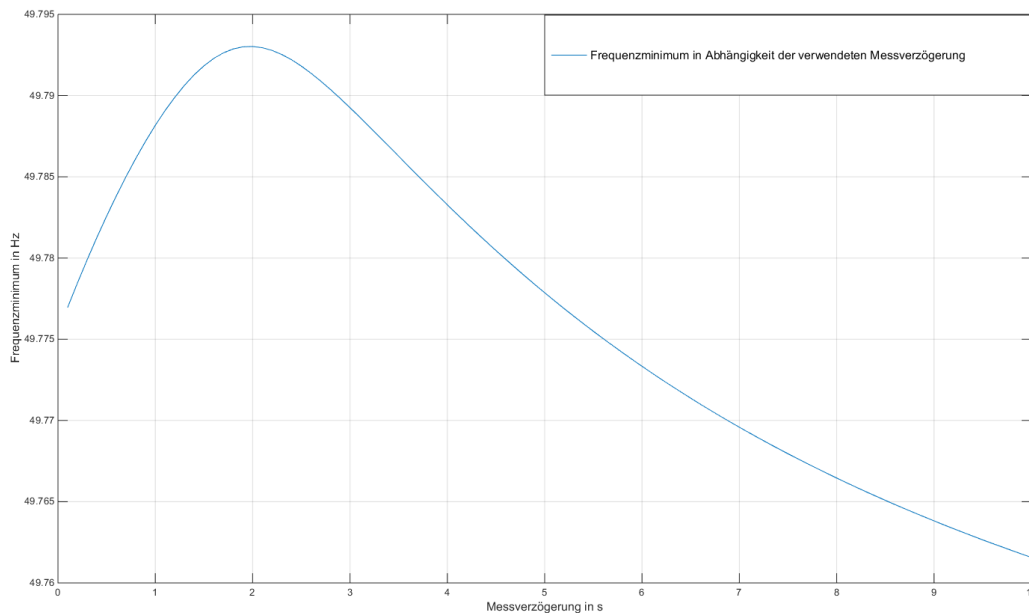


Abbildung 4-7: Frequenzminima als Funktion der Zeitkonstante - Ermittlung des Maximums.

Es soll nun versucht werden, eine Erklärung für das Auftreten dieser optimalen Verzögerungszeitkonstante zu finden. Dazu sollen die Leistungsverläufe, die durch die einzelnen Regelmechanismen im Netz entstehen, betrachtet und untersucht werden. Zu diesen Leistungen zählt die Leistung aus virtueller und realer Schwungmasse, die Leistung durch die Primärregelung und die „zusätzliche“ Leistung durch den Selbstregeleffekt der Last. Um diese Leistungsverläufe zu erhalten, wird eine Simulation durchgeführt, bei welcher die Leistungsverläufe für drei verschiedene Verzögerungszeitkonstanten aufgezeichnet werden. Diese Verzögerungszeitkonstanten sollen dabei so gewählt werden, dass die Leistungen einmal für die optimale Zeitkonstante, und jeweils einmal für eine Zeitkonstante größer bzw. kleiner als die optimale Zeitkonstante aufgenommen werden. Die Parameter dieser Simulation sind wieder dieselben wie bei der vorher durchgeführten Simulation. Das Ergebnis dieser Simulation ist in Abbildung 4-8 ersichtlich. Zwei Phänomene beeinflussen das Frequenzminimum:

- **Primärregelleistungsaktivierung:** Je größer die Verzögerungszeitkonstante ist, desto langsamer wirkt die virtuelle Schwungmasse. Es kommt daher zu einem stärkeren Absinken der Frequenz und damit zu einem rascheren Abruf der Primärregelleistung. Voraussetzung ist, dass die Reglerzeitkonstanten der Primärregelung eine entsprechend schnelle Aktivierung erlauben.
- **RoCoF:** Auf der anderen Seite bedeutet eine größere Verzögerungszeitkonstante aber auch einen größeren Frequenzgradienten und damit ein rascheres Absinken der Frequenz.

Während die „zusätzliche“ Leistung durch den Selbstregelungseffekt der Last relativ konstant für die verschiedenen Verzögerungszeitkonstanten ist, schwanken die Leistungen der virtuellen Schwungmasse und der Primärregelung viel stärker. Bei sehr geringer Verzögerungszeitkonstante ist die zusätzliche Leistung aus der virtuellen Schwungmasse sehr gering. Das ist dadurch bedingt, da sich die virtuelle Schwungmasse bei so kleinen Verzögerungen fast wie reale Schwungmasse verhält. Nach einem anfänglichen Ausgleichsvorgang nähern sich die Leistungen aus realer und virtueller Schwungmasse an und sinken dann gemeinsam mit solchen Steigungen, dass sie zum selben Zeitpunkt den Leistungswert von Null erreichen. In Abbildung 4-9 sind diese Leistungen für kleine Verzögerungszeitkonstanten dargestellt, wo man diesen Verlauf sehr gut erkennen kann.

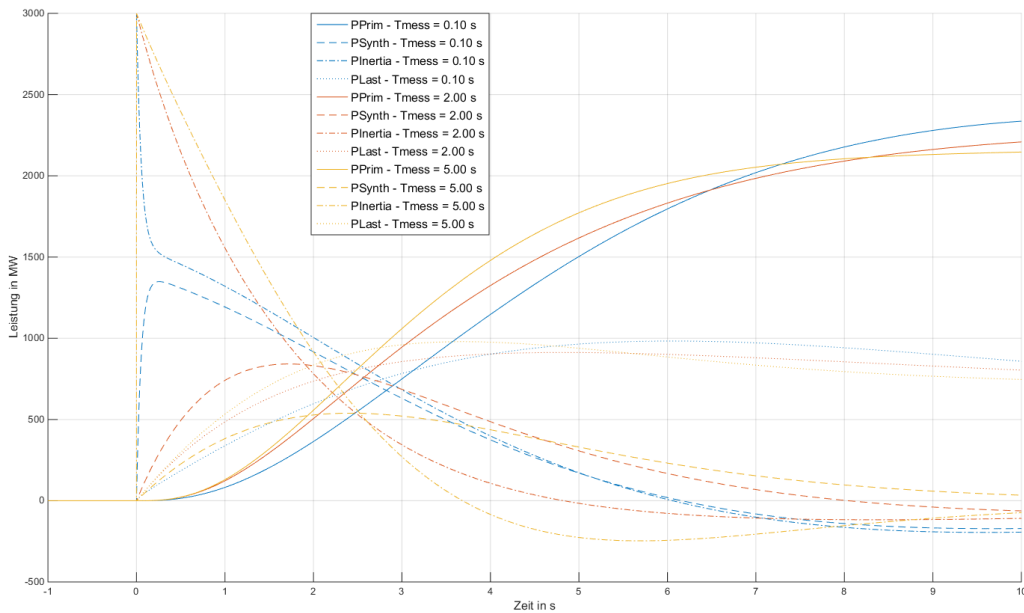


Abbildung 4-8: Zeitverläufe der durch die Regemaßnahmen abgegebenen Leistungsverläufe bei verschiedenen Zeitkonstanten
 blau: $T_{mess} = 0.1 \text{ s}$, rot: $T_{mess} = 2 \text{ s}$, gelb: $T_{mess} = 5 \text{ s}$.

In Tabelle 4-10 sind die Leistungen für die drei verschiedenen Verzögerungszeitkonstanten dargestellt. Es ist außerdem noch die Summe aus Primärregelleistung und der Leistung aus virtueller Schwungmasse dargestellt. Die Gesamtsumme aller Regelleistungen ist hier auch noch angegeben.

T_{mess}	s	0,1	2	5
$P_{virtuell}$	MW	12	335	468
P_{prim}	MW	1811	1572	1360
P_{SL}	MW	983	912	979
$P_{virtuell} + P_{prim}$	MW	1823	1907	1828
$\sum P$	MW	2806	2819	2807

Tabelle 4-10: Ausgelesene Werte der Leistungen zum Zeitpunkt des Frequenzminimums.

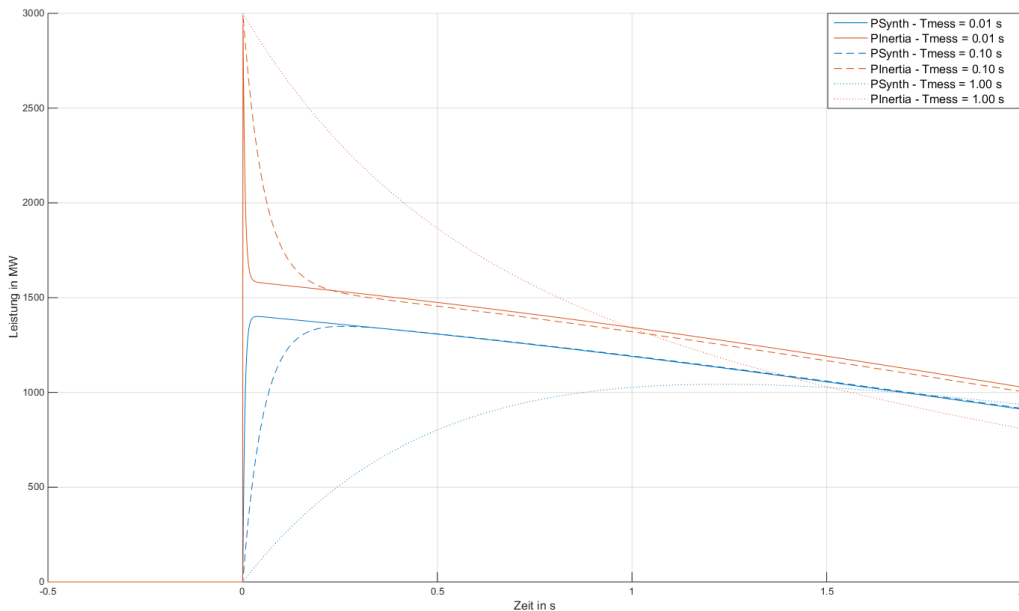


Abbildung 4-9: Zeitliche Verläufe der Leistung aus realer und virtueller Schwungmasse unmittelbar nach Eintritt des Störfalles für verschiedene Messzeitkonstanten.

Mit steigender Verzögerungszeitkonstante weichen die Zeitpunkte der Nulldurchgänge der Leistungsverläufe aus virtueller und realer Schwungmasse immer mehr voneinander ab. Der Nulldurchgang der Leistung aus realer Schwungmasse verschiebt sich zu immer kleineren Zeitpunkten, im Gegensatz dazu verschiebt sich der Nulldurchgang der Leistung aus virtueller Schwungmasse zu immer größeren Zeitpunkten (siehe Abbildung 4-8). Die Leistung aus virtueller Schwungmasse steht also mit größerer Verzögerungszeitkonstante länger zur Verfügung und erreicht zum Zeitpunkt des Frequenzminimums immer größere Werte, da sich dieser Zeitpunkt durch das Verhalten der realen Schwungmasse ja zu immer kleineren Zeitpunkten verschiebt.

Die Leistung aus der Primärregelung wird durch den höheren RoCoF bei steigender Verzögerungszeitkonstante immer schneller aktiviert. Da jedoch der Zeitpunkt des Frequenzminimums sich zu immer kleineren Zeitpunkten verschiebt, wird trotz der schnelleren Aktivierung der Primärregelung ihre Leistung bei steigender Verzögerungszeitkonstante kleiner.

Die Summe der Leistungsverläufe aus Primärregelung und virtuelle Schwungmasse bilden also bei einer bestimmten Verzögerungszeitkonstante ein Maximum aus, was zu der optimalen Verzögerungszeitkonstante führt. Um die Abhängigkeit der Leistungen von der Verzögerungszeitkonstante genau darzustellen, wird jetzt eine Simulation durchgeführt, bei welcher die Zeitkonstante vom Wert 0,1 s aus in Schritten von 0,1 s bis zum Endwert von 5 s gesteigert wird. Die Leistungsverhältnisse zum Zeitpunkt des Frequenzminimums werden für jede von diesen Zeitkonstanten aufgenommen und über der Verzögerungszeitkonstante dargestellt. Das Ergebnis dieser Simulation ist in Abbildung 4-10 zu sehen.

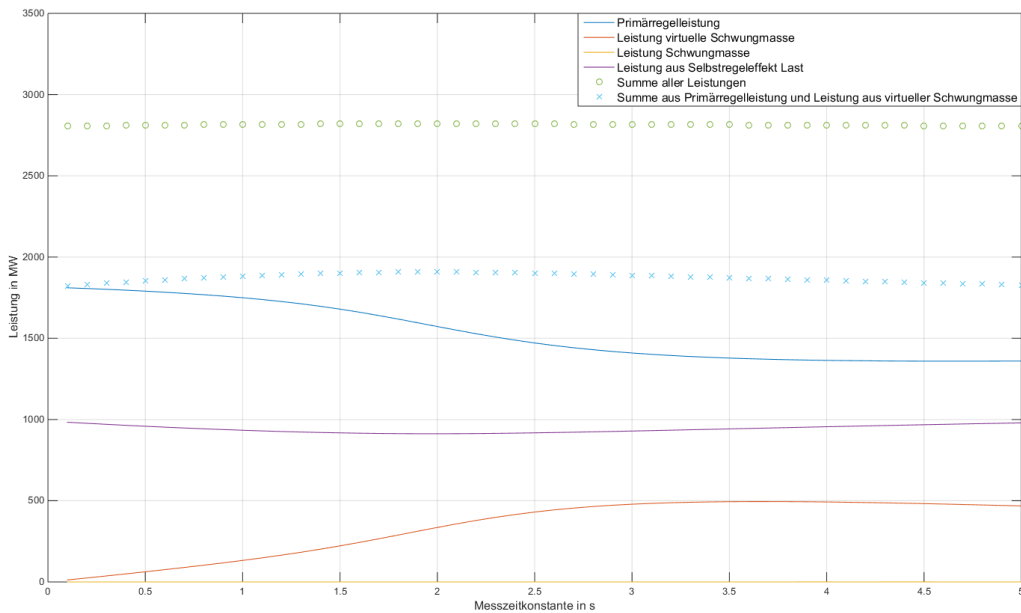


Abbildung 4-10: Leistungsanteile zum Zeitpunkt des Frequenzminimums abhängig von der Messzeitkonstante.

In dieser Abbildung kann man besonders gut die Abhängigkeit der Primärregelleistung und der Leistung aus virtueller Schwungmasse von der Verzögerungszeitkonstante erkennen. Leider ist in dieser Abbildung der Verlauf der Summe dieser Leistung kaum ersichtlich, deswegen soll in einer weiteren Abbildung (Abbildung 4-11) der Verlauf aus der Summe von Primärregelleistung und Leistung aus virtueller Schwungmasse genauer dargestellt werden. Auch die Summe der Leistungen aller Regelmaßnahmen soll hier aufgezeigt werden. Zur Ablesung der Werte für die Gesamtleistung soll die linke y-Achse verwendet werden, zur Ablesung der Werte der Summe von Primärregelung und virtuelle Schwungmasse die rechte y-Achse.

Hier erkennt man sehr gut, dass sich das Maximum bei genau jener Verzögerungszeitkonstante ergibt, bei welcher die minimale Frequenzabweichung auftritt. Erkennbar ist hier auch, dass die Gesamtsumme der Leistungen in einem viel kleineren Bereich „schwankt“ als die Summenleistung von Primärregelung und virtuelle Schwungmasse. Grund dafür ist, dass die Leistung aus dem Selbstregelleffekt der Last den parabelförmigen Verlauf von $P_{virtuell} + P_{prim}$ etwas dämpft.

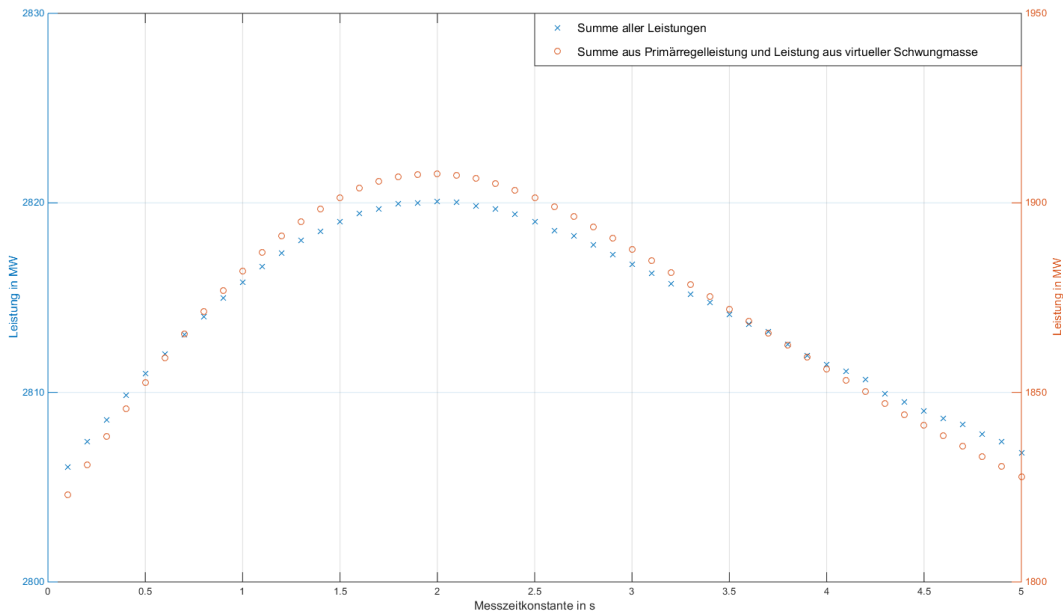


Abbildung 4-11: Summe aller Leistungen zum Zeitpunkt des Frequenzminimums in Abhängigkeit der Messzeitkonstante.

Die Primärregelung hat also einen großen Einfluss auf das Frequenzverhalten bei Verwendung von virtueller Schwungmasse. Deswegen soll nun untersucht werden, welchen Einfluss die einzelnen Primärregeltechnologien auf die optimale Verzögerungszeitkonstante haben. Dazu wird die eingangs durchgeführte Simulation, bei welcher die Frequenzminima über der Verzögerungszeitkonstante aufgetragen wurden (Abbildung 4-7), für verschiedene Dominanz von Regelkraftwerkstypen durchgeführt (siehe Abschnitt 4.2.1). Das Ergebnis dieser Simulation ist in Abbildung 4-12 dargestellt. Die Werte für kleinste maximale Frequenzabweichung, sowie die genauen Werte der Verzögerungszeitkonstante, bei welcher sie auftreten sind in Tabelle 4-11 ersichtlich.

Wie schon in Abschnitt 4.2.1 besprochen hat die Regelung mit Gas- und Laufwasserkraftwerken das beste Frequenzverhalten aufgrund ihrer Schnelligkeit. Dampfkraftwerke weisen ein etwas langsames Ausregelverhalten als die oben genannten auf. Das Ausregelverhalten von Speicherkraftwerken ist mit Abstand am langsamsten.

Die optimale Verzögerungszeitkonstante ist stark von der verwendeten Primärregeltechnologie abhängig. Bei Kraftwerkstypen, die ein sehr schnelles Ausregelverhalten haben, liegt die optimale Verzögerungszeitkonstante bei geringeren Werten als bei Kraftwerkstypen mit langsamerem Ausregelverhalten.

Um die optimale Verzögerungszeitkonstante eines Netzes bei Verwendung von virtueller Schwungmasse zu bestimmen, ist es also wichtig die im Netz befindliche Primärregelung sehr gut zu kennen.

Turbinentechnologie	Maximalewert Frequenzminimum	Zeitkonstante für maximales Frequenzminimum
	<i>Hz</i>	<i>s</i>
Laufwasserkraft	49,82	1,2
Speicherkraft	49,66	4,1
Dampf	49,78	2,3
Gas	49,83	1,1

Tabelle 4-11: Maximalwert des Frequenzminimums sowie die dazugehörige Zeitkonstante.

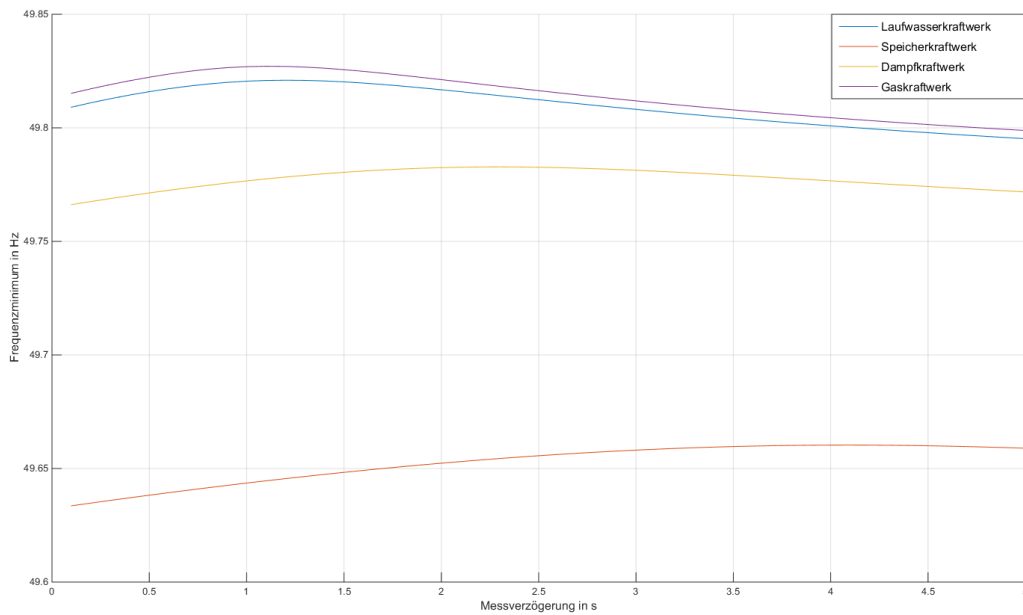


Abbildung 4-12: Frequenzminima als Funktion der Zeitkonstante - Verschiedene Primärregler-Kraftwerkstechnologie.

4.2.4 Simulation – Einfluss der Trägheitskonstante der virtuellen Schwungmasse auf das Frequenzverhalten

In diesem Abschnitt soll die Abhängigkeit des Frequenzverlaufes nach einem Störfall von der verwendeten Anlaufzeitkonstante der virtuellen Schwungmasse untersucht werden. Als Simulationsszenario wird Szenario 2 verwendet. Die ausgefallene Störfalleistung beträgt bei dieser Simulation wieder 3 000 MW und die Netzleistungszahl wurde wieder mit 15 000 MW/Hz gewählt. Für die Verzögerungszeitkonstante T_{mess} wird der in Simulation 4.2.3 ermittelte Optimalwert von 2 s verwendet.

Die Anlaufzeitkonstante der virtuellen Schwungmassen (T_{si} und T_{ssi}) wird, ausgehend von einem Wert von 1 s, in Schritten von je einer Sekunde bis zu einem Wert von 20 s erhöht. Das Ergebnis dieser Simulation ist in Abbildung 4-13 zu sehen. Gut erkennbar ist, dass für eine steigende Trägheitskonstante der virtuellen Schwungmasse das Frequenzminimum nach dem Störfall immer größer wird, und dieses zu immer späteren Zeitpunkten auftritt. Auch der Frequenzgradient wird für höhere Anlaufzeitkonstanten immer kleiner. Die Anlaufzeitkonstante der virtuellen Schwungmasse hat also prinzipiell genau denselben Einfluss wie die reale Schwungmasse.

Interessant wäre es jetzt zu wissen, wie genau das Frequenzminimum von der verwendeten Anlaufzeitkonstante abhängt. Dazu wurde das Frequenzminimum sowie die Zeit T_{min} über der Anlaufzeitkonstante aufgetragen. Das Ergebnis ist in Abbildung 4-14 ersichtlich. Wie man hier gut erkennen kann, wird der Einfluss der Anlaufzeitkonstante auf das Frequenzminimum ab einem Wert von ca. 10 s immer geringer.

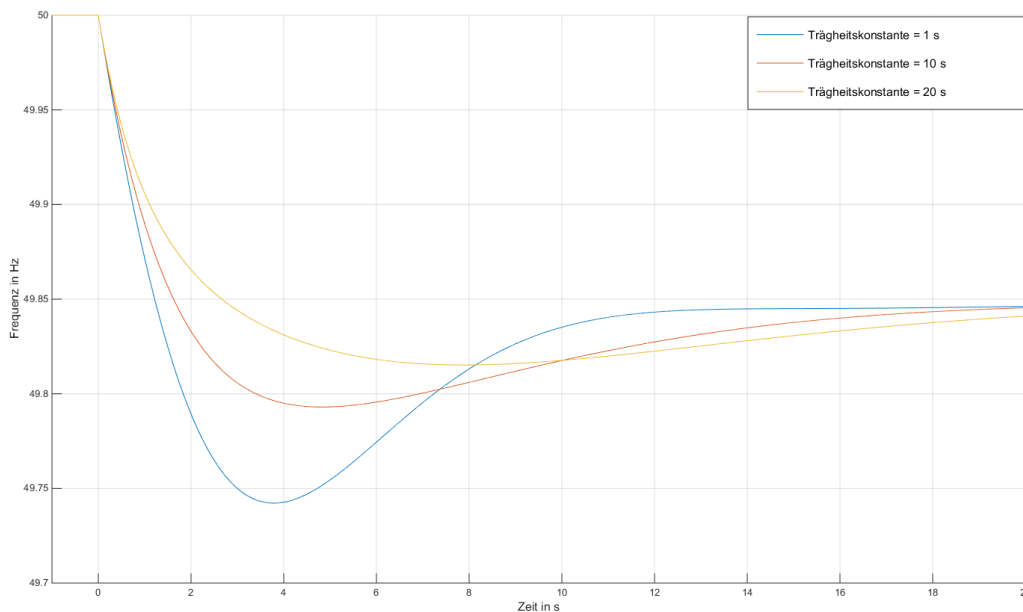


Abbildung 4-13: Frequenzverlauf nach dem Referenzstörfall für verschiedene Werte der Anlaufzeitkonstante für die virtuelle Schwungmasse.

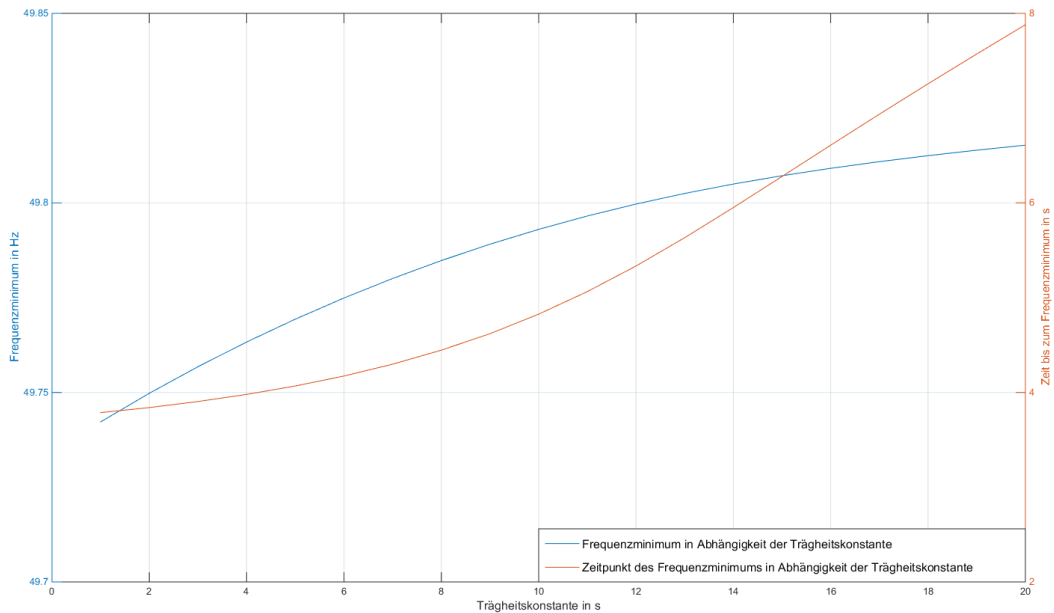


Abbildung 4-14: Verlauf des Frequenzminimums in Abhängigkeit der verwendeten Anlaufzeitkonstante.

Die Wahl einer möglichst hohen Anlaufzeitkonstante für die virtuelle Schwungmasse ist also von großem Vorteil. Es muss aber darauf geachtet werden, mit welcher Erzeugungstechnologie man die virtuelle Schwungmasse verwendet. Eine hohe Anlaufzeitkonstante bedeutet ja, dass mehr Leistung durch den Energiespeicher bzw. der Windkraftanlagen abgegeben werden muss. Verwendet man also die virtuelle Schwungmasse bei Windkraftwerken (DFIG), so hat das Verwenden einer hohen Anlaufzeitkonstante für die virtuelle Schwungmasse zur Folge, dass der Rotor der Windkraftanlage mehr „abgebremst“ werden muss, wodurch die Anlage nach dem Störfall viel mehr Energie aus dem Netz wiederaufnehmen muss, um den Rotor wieder zu beschleunigen. Dies hat negative Auswirkungen auf die Netzfrequenz.

Bei Verwendung der virtuellen Schwungmasse für Solarkraftanlagen wird die zusätzliche Energie aus einem Energiespeicher, wie z.B. einer Batterie, verwendet. Hier muss bei der Wahl der Anlaufzeitkonstante auf die Speicherkapazität des Energiespeichers geachtet werden.

4.2.5 Simulation – Unterschied zwischen realer und virtueller Schwungmasse

In dieser Simulation soll untersucht werden, wie sich die Netzfrequenz nach einem Störfall für folgende zwei Fälle verhält:

- Fall 1: Die Netzanlaufzeitkonstante wird wie gewohnt berechnet, Solar- und Windkraftwerke tragen mit virtueller Schwungmasse (virtuelle Anlaufzeitkonstante von je 10 s) zur Frequenzstabilität bei.
- Fall 2: Bei der Berechnung der Netzanlaufzeitkonstante werden Wind- und Solarkraftwerke mit einer realen Anlaufzeitkonstante von je 10 s mitberücksichtigt. Die virtuelle Schwungmasse ist für diesen Fall nicht aktiv.

Zur Simulation wird wieder Szenario 2 verwendet. Als Verzögerungszeitkonstante für den Fall 1 wird der für Szenario 2 ermittelte optimale Wert von $T_{mess} = 2 \text{ s}$ verwendet. Die Ausfalleistung beträgt wieder 3 GW, die Netzleistungszahl liegt bei 15 000 MW/Hz. Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 4-15 zu sehen.

Wenn die virtuelle Schwungmasse ideal (ohne Verzögerungszeitkonstante) wäre, dann sollte für beide Simulationen derselbe Frequenzverlauf herauskommen. Deswegen würde man sich also erwarten, dass bei Verwendung von virtueller Schwungmasse der Frequenzverlauf etwas schlechter sein wird als beim anderen Fall. Sehr überraschend ist aber, dass das Verhalten der Frequenzverläufe, bei welchen virtuelle als auch reale Schwungmasse zusammen wirken, optimal ist. Hier fällt die Frequenz auf den höchsten Minimalwert. Das Frequenzverhalten bei jener Simulation, wo für die Solar- und Windkraftwerke eine Anlaufzeitkonstante von 10 s gesetzt wurde und diese als „reale Schwungmasse“ in der Berechnung der Netzanlaufzeitkonstante berücksichtigt wurden, weist ein tieferes Frequenzminimum auf. Allerdings ist der Frequenzgradient hier besser, aufgrund der höheren Netzanlaufzeitkonstante. Die Kenngrößen der Simulation sind in Tabelle 4-12 ersichtlich.

<i>Fall</i>	T_{min}	Δf	RoCoF
	<i>s</i>	<i>mHz</i>	<i>mHz/s</i>
1	4,83	207	128
2	6,04	225	78

Tabelle 4-12: Kennwerte der Simulation des Vergleichs zwischen realer und virtueller Schwungmasse.

Abbildung 4-16 soll dieses Phänomen erklären. Durch den höheren RoCoF beim Fall 1 wird die Primärregelreserve schneller aktiviert, auch der Selbstregelleffekt der Last kommt stärker zur Geltung in diesem Fall. Vor allem aber ist zum Zeitpunkt des Frequenzminimums aufgrund der Verzögerung in der Signalverarbeitung (T_{mess}) noch sehr viel Leistung aus der virtuellen Schwungmasse aktiv.

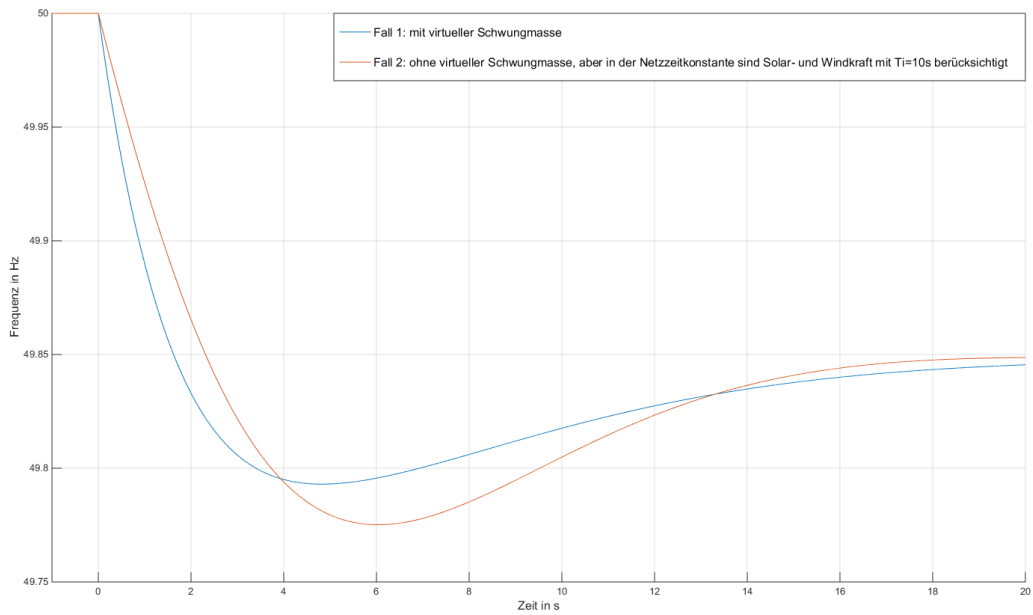


Abbildung 4-15: Vergleich des Frequenzverlaufs zwischen Simulation mit virtueller Schwungmasse und Simulation ohne virtueller Schwungmasse, dafür aber der Annahme dass Solar- und Windkraft reale Schwungmasse liefern.

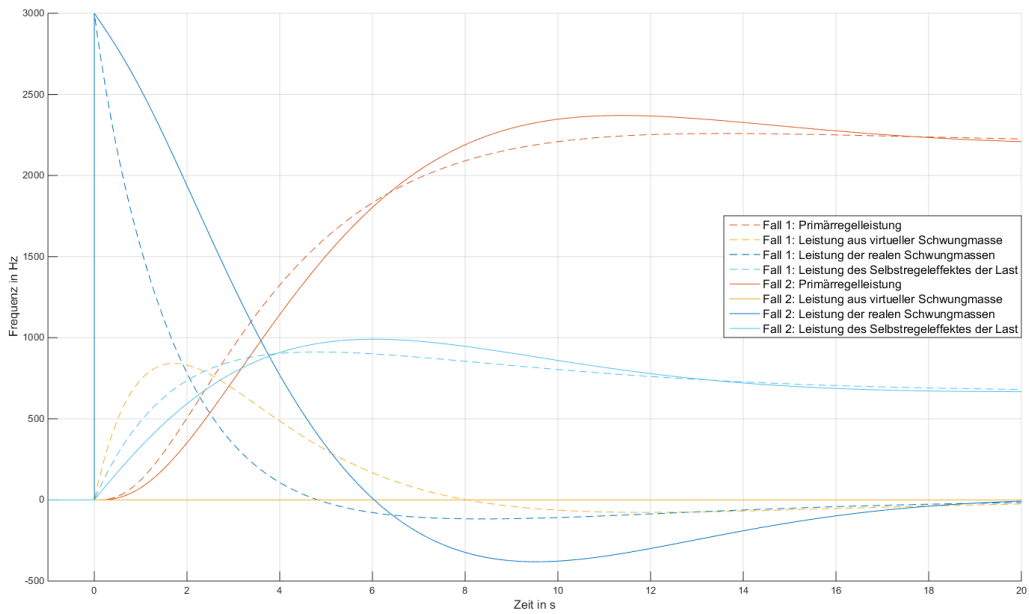


Abbildung 4-16: Leistungsverläufe der einzelnen Regelmechanismen bei Simulation beider Fälle.

4.2.6 Simulation – Ermittlung der minimalen Trägheitskonstante im europäischen Netz

In dieser Simulation soll untersucht werden, ob es bei sehr hoher Einspeisung aus Solar- und Windkraftwerken zu Problemen bei der Frequenzstabilität im Netz kommen kann, und ob man daraus eine minimal benötigte Netzanlaufzeitkonstante ermitteln kann.

Als Szenario wurde hier Szenario 1 gewählt, die Ausfalleistung sowie die Netzleistungszahl entsprechen wieder den Standardwerten für das europäische Netz (3 000 MW bzw. 15 000 MW/Hz). Die Anlaufzeitkonstanten der virtuellen Schwungmasse betragen jeweils 10 s. Als Verzögerungszeitkonstante wurde statt der im vorigen Abschnitt ermittelten optimalen Zeitkonstante von $T_{mess} = 2 \text{ s}$ ein Wert von $T_{mess} = 1 \text{ s}$ gewählt. Grund dafür ist, dass die ermittelte optimale Zeitkonstante nur für die Primärregelstruktur aus Szenario 2 gilt, in Szenario 1 ist die Zusammensetzung der konventionellen Erzeugung eine andere und somit würde sich eine andere optimale Zeitkonstante ergeben. Da die optimale Zeitkonstante für das Szenario 1 nicht ermittelt wurde, wird einfach ein Standardwert von 1 s verwendet.

Die Wahl von Szenario 1 für diese Simulation ist optimal, da in diesem Szenario kaum trägheitslose Erzeugung (Solar- und Windkraft und Sonstige Erzeugung) an der Gesamterzeugung beiträgt. Somit kann der Anteil trägheitsloser Erzeugung an der Gesamterzeugung relativ einfach gesteigert, und die Kennwerte der Frequenz aufgenommen werden. Die Leistung aus trägheitsloser Erzeugung wird mit $P_{noinertia}$ bezeichnet. Der Anteil von $P_{noinertia}$ an der Gesamterzeugung in pu (bzw. %) wird mit $p_{noinertia}$ bezeichnet.

In Szenario 1 beträgt der $p_{noinertia}$ 14 %. $p_{noinertia}$ wird nun vom Wert 14 % in 1 % Schritten auf den maximalen Anteil trägheitsloser Erzeugung gesteigert. Dieser maximale Grenzwert für $P_{noinertia}$ ergibt sich aus der Forderung, dass die Netzleistungszahl für dieses Szenario bei 15 000 MW/Hz liegen soll. Aus dieser Anforderung kann man mit Formel (23) ermitteln, dass die Nennleistung der Primärregelkraftwerke 35,7 GW betragen muss. Geht man jetzt davon aus, dass die Primärregelung eine Reserve von 3 GW bereithalten muss, dann werden die verbleibenden 32,7 GW für die Lastdeckung im Normalbetrieb verwendet. Es müssen also 18 % der Erzeugungsleistung für Szenario 1 aus konventionellen Kraftwerken stammen. Damit ergibt sich, dass der maximale Wert für $p_{noinertia}$ bei 82 % liegt.

Es soll nun zuerst eine Simulation durchgeführt werden, bei welcher für verschiedene Werte von $p_{noinertia}$ das auftretende Frequenzminimum ermittelt wird. Das Ganze soll einmal mit Verwendung und einmal ohne Verwendung von virtueller Schwungmasse erfolgen. Das Ergebnis dieser Simulation ist in Abbildung 4-17 zu sehen. Wie man hier gut erkennen kann, wird der kritische Wert von 49,2 Hz bei keinem dieser Fälle unterschritten. Das Frequenzminimum wird aber für hohe Werte von $P_{noinertia}$ rapide kleiner. Bei Verwendung von virtueller Schwungmasse bleibt das Frequenzminimum zunächst relativ konstant bei einem Wert von ca. 49,75 Hz. Das Frequenzminimum steigt sogar ab Werten von ca. 30 %.

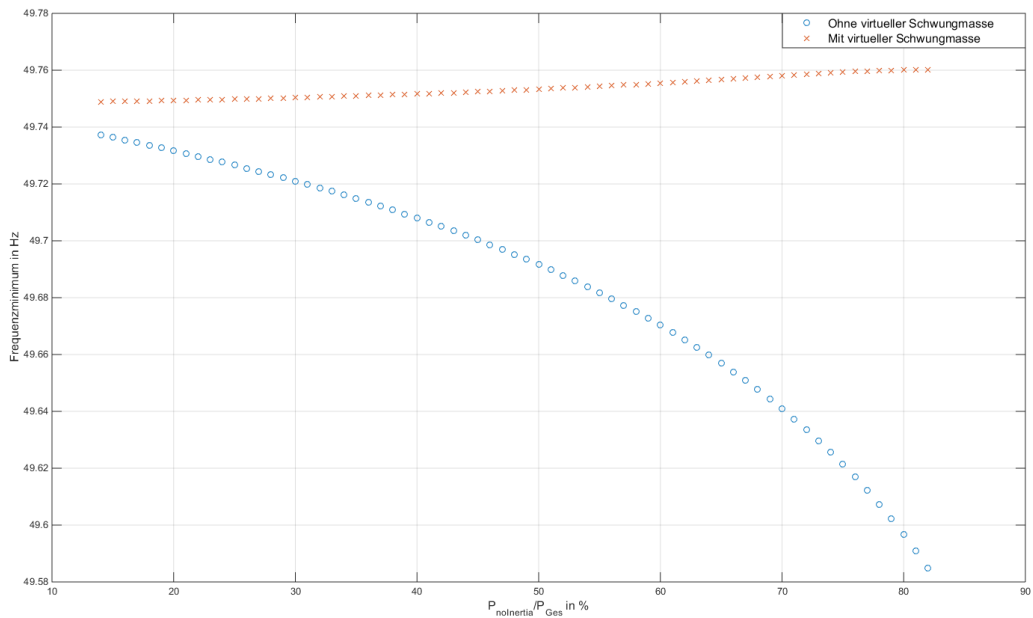


Abbildung 4-17: Auftretendes Frequenzminimum in Abhängigkeit der trägheitslosen Erzeugung.

Da jetzt geklärt ist, dass die kritische Frequenz nie unterschritten wird, soll jetzt der Einfluss der trägheitslosen Erzeugung auf den RoCoF untersucht werden. Die Auswertung ist in Abbildung 4-18 zu sehen. Wie man hier gut erkennen kann, steigt der RoCoF für einen steigenden Anteil trägheitsloser Erzeugung rapide an. Bei einem $p_{noinertia}$ von 82 % wird der Spitzenwert von ca. 0,45 Hz/s erreicht. Bei der Simulation mit virtueller Schwungmasse wird dieser Wert deutlich verbessert. Hier liegt der Spitzenwert des RoCoF bei ca. 0,27 Hz/s. Grund für den rapiden Anstieg ist die immer kleiner werdende Netzanlaufzeitkonstante aufgrund der trägheitslosen Erzeugung. Für den Ausgangspunkt von $p_{noinertia} = 14\%$ beträgt die Netzanlaufzeitkonstante ca. 7,2 s, für den Fall von $p_{noinertia} = 82\%$ liegt sie nur noch bei ca. 1,5 s (siehe Abbildung 4-19).

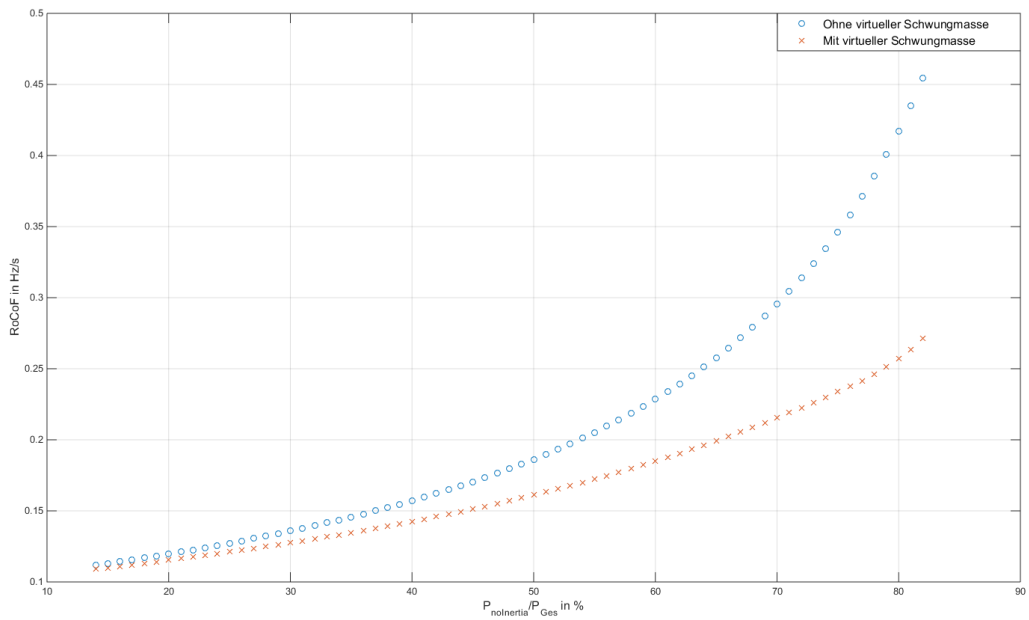


Abbildung 4-18: RoCoF in Abhängigkeit der trägheitslosen Erzeugung für Simulation mit und ohne virtuelle Schwungmasse.

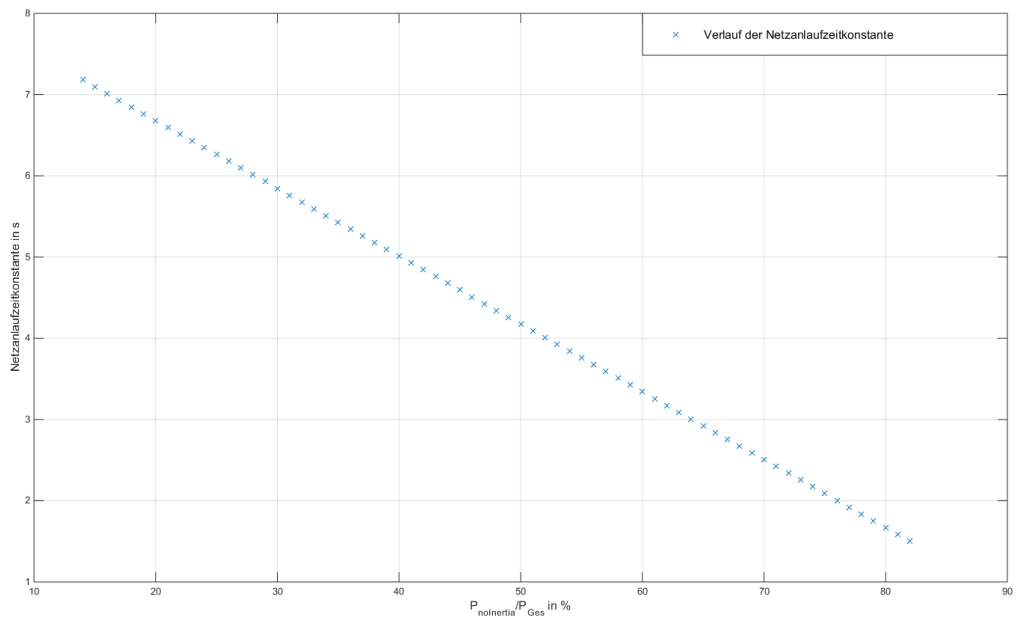


Abbildung 4-19: Verlauf der Netzanlaufzeitkonstante in Abhängigkeit der trägheitslosen Erzeugung.

5 Schlussfolgerung

In diesem letzten Abschnitt sollen nun, anhand der in den Simulationen erworbenen Ergebnisse, die wichtigsten Erkenntnisse und Aussagen dieser Arbeit in einigen wenigen Sätzen formuliert werden.

In Simulation 4.2.2, bei welcher für jedes in Abschnitt 4.1 beschriebene Szenario ein Erzeugungsleistungsausfall von 3 GW simuliert wurde, hat sich gezeigt, dass das Frequenzverhalten in Bezug auf das auftretende Frequenzminimum und den RoCoF mit Hilfe von virtueller Schwungmasse verbessert werden kann. Vor allem in Fällen sehr hoher Einspeiseleistung aus Wind- und Solarkraftwerken, bei gleichzeitig geringer Netzlast (Szenario 2), ist eine erhebliche Verbesserung des Frequenzverhaltens zu sehen. Im Falle von Szenario 2 lässt sich eine Verbesserung des RoCoF um 16 % und eine Verbesserung der maximalen Frequenzabweichung um 20 % beobachten. Für die Szenarien 3 und 4, bei welchen ebenfalls ein sehr hoher Anteil der Erzeugungsleistung aus Wind- und Solarkraftwerken stammt, zeigt sich eine ähnlich hohe Verbesserung des Frequenzverhaltens (siehe Tabelle 4-8). Anhand dieser Erkenntnisse lässt sich nun die folgende Aussage treffen:

Das Frequenzverhalten nach Eintritt eines Störfalles wird durch die Verwendung von virtueller Schwungmasse, insbesondere in Fällen hoher Einspeiseleistung aus Wind- und Solarkraftwerken, stark verbessert.

In den Simulationen 4.2.3 und 4.2.4 wurde der Einfluss der Parameter der virtuellen Schwungmasse auf das Frequenzverhalten untersucht.

In Simulation 4.2.3 wurde der Einfluss der Verzögerungszeitkonstante untersucht. Wenn diese Verzögerungszeitkonstante Null wäre, hätte die virtuelle Schwungmasse exakt dasselbe Leistungsabgabeverhalten wie die reale Schwungmasse. Somit würde man normalerweise davon ausgehen, dass das beste Frequenzverhalten bei einer Verzögerungszeitkonstante von Null optimal ist.

Es stellte sich jedoch heraus, dass die Verzögerungszeitkonstante, bei welcher die kleinste Frequenzabweichung nach einem Störfall auftritt, nicht Null ist. Je nach dominierender Primärregelkraftwerksart bzw. je nach Reglerzeitkonstante tritt die kleinste Frequenzabweichung bei einer Verzögerungszeitkonstante zwischen 1,1 und 4,1 s auf (siehe Tabelle 4-11). Der RoCoF ist aber bei einer sehr kleinen Verzögerungszeitkonstante am optimalsten. Somit hat die kleinere Frequenzabweichung durch höhere Verzögerungszeitkonstanten einen erhöhten RoCoF zur Folge (siehe Tabelle 4-9).

Es stellte sich heraus, dass das Auftreten dieser optimalen Verzögerungszeitkonstante durch folgenden Effekt auftritt:

Durch den höheren RoCoF bei steigender Verzögerungszeitkonstante wird die Primärregelreserve schneller aktiviert. Gleichzeitig weicht der Nulldurchgang der virtuellen Schwungmasse immer mehr vom Nulldurchgang der realen Schwungmasse ab, wodurch zum Zeitpunkt des Nulldurchgangs der realen Schwungmasse mehr Leistung aus virtueller Schwungmasse zur Verfügung steht. Durch das Zusammenwirken der Leistungen der Primärregelung und virtuellen Schwungmasse wird nun diese optimale Verzögerungszeitkonstante hervorgerufen.

Es darf hierbei jedoch nicht vergessen werden, dass der Gradient der Leistungsabgabe der Primärregelkraftwerke in dieser Simulation aufgrund mangelnder Informationen über die vorhandenen Primärregelkraftwerke nicht begrenzt wurde. In der Realität sind in den Primärregelkraftwerken Rate-Limiter eingebaut, die den Leistungsanstiegsgradienten begrenzen. Für das Auftreten der optimalen Verzögerungszeitkonstante wird also eine sehr schnelle Leistungssteigerung in den Primärregelkraftwerken vorausgesetzt.

In Simulation 4.2.4 wurde dabei der Einfluss der verwendeten Anlaufzeitkonstante untersucht. Hier zeigte sich, dass die maximale Frequenzabweichung nach einem Störfall durch höhere Anlaufzeitkonstanten stark verbessert wird. Bei Anlaufzeitkonstanten von über 10 s lässt sich jedoch feststellen, dass die Verbesserung immer schwächer wird. In Abschnitt 2.6.5 hat sich gezeigt, dass Windkraftanlagen eine „natürliche“ Anlaufzeitkonstante von ca. 10 s haben. Auch für Solarkraftanlagen stellt eine Anlaufzeitkonstante von 10 s, bei Verwendung eines wie in Abschnitt 2.6.3 dimensionierten Energiespeichers, kein Problem dar. Eine Verwendung von höheren Anlaufzeitkonstante wäre bei Windkraftanlagen mit einer stärkeren Abbremsung des Rotors und somit höheren Risiken verbunden. Bei Solarkraftanlagen bedeutet eine höhere Anlaufzeitkonstante, dass der Energiespeicher höher dimensioniert werden muss. Eine Erhöhung ist somit mit zusätzliche Kosten verbunden. Hier muss abgewogen werden ob sich eine Anlaufzeitkonstante höher als 10 s finanziell auszahlt.

Aufgrund der eben beschriebenen Effekte und Ergebnisse können nun folgende Aussagen getroffen werden:

Die Verbesserung des Frequenzverhaltens bei Einsatz von virtueller Schwungmasse ist stark von der verwendeten Anlaufzeitkonstante und der Verzögerungszeitkonstante abhängig.

In Bezug auf die maximale Frequenzabweichung gibt es eine optimale Verzögerungszeitkonstante, die abhängig vom Verhalten der Primärregelung ist und einen höheren RoCoF zur Folge hat.

Die Verwendung einer virtuellen Anlaufzeitkonstante von 10 s stellt für Wind- und Solarkraftanlagen kein Problem dar, für höhere Anlaufzeitkonstanten ist bei geringem Verbesserungspotential ein hoher Aufwand nötig.

In Simulation 4.2.5 wurde gezeigt, dass im direkten Vergleich von virtueller und realer Schwungmasse ein geringfügig besseres Frequenzverhalten bei ersterer in Bezug auf die maximal auftretende Frequenzabweichung beobachtbar ist. Diese kleine Verbesserung der maximalen Frequenzabweichung hat jedoch einen Nachteil zur Folge. Der RoCoF wäre bei Verwendung von komplett realer Schwungmasse um 40 % geringer. Auch hier muss erwähnt werden, dass dieses Verhalten bei einer Begrenzung des Leistungsabgabegradierten eventuell nicht der Fall wäre. In der Simulation wurde der Leistungsabgabegradiert nicht begrenzt. Unter diesen Erkenntnissen lässt sich nun folgende wichtige Aussage treffen:

In Bezug auf das auftretende Frequenzminimum nach einem Störfall hat ein Netz mit virtueller Schwungmasse ein leicht besseres Frequenzverhalten als ein Netz, bei welchem diese virtuelle Schwungmasse real wäre.

In Simulation 4.2.6 wurde der Anteil der Erzeugungsleistung aus Wind- und Solarkraftwerken, unter Verwendung des Szenarios 1 als Ausgangsposition, sukzessive gesteigert. Dabei wurde für die verschiedenen Werte der Einspeisung aus Solar- und Windkraftwerken der Frequenzverlauf nach einem Störfall aufgenommen und ausgewertet. Virtuelle Schwungmasse wurde zunächst nicht verwendet. Hier hat sich gezeigt, dass selbst für einen Erzeugungsanteil der Wind- und Solarkraftwerke von 82 % keine problematischen Werte für das Frequenzminimum auftreten. Bei der Verwendung von virtueller Schwungmasse hat sich hingegen gezeigt, dass das auftretende Frequenzminimum über den gesamten Bereich hinweg relativ konstant gehalten werden kann. Außerdem hat sich gezeigt, dass für hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien (ab ca. 30 %) die auftretende maximale Frequenzabweichung sogar kleiner wird. Ohne Verwendung von virtueller Schwungmasse treten sehr hohe Frequenzgradienten auf. Es zeigt sich, dass unter Verwendung virtueller Schwungmasse selbst diese erheblich verbessert werden können. Mithilfe der erhaltenen Ergebnisse lässt sich nun folgende Aussage treffen:

Unter Einhaltung der im europäischen Netz geforderten Mindestleistungszahl von 15 000 MW/Hz kommt es, ohne Verwendung von virtueller Schwungmasse, selbst bei einer sehr geringen Netzanlaufzeitkonstanten von ca. 1,5 s zu keiner Unterschreitung der minimalen Netzfrequenz von 49,2 Hz. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Gradient der Leistungsabgabe der Primärregelkraftwerke nicht begrenzt ist.

6 Verwendete Formelzeichen

A	Querschnitt der Druckrohrleitung
c_{HD}	Aufteilungsfaktor der Hochdruckturbine
c_{MD}	Aufteilungsfaktor der Mitteldruckturbine
c_{ND}	Aufteilungsfaktor der Niederdruckturbine
D	Dämpfungskonstante
f	Elektrische Frequenz
f_n	Elektrischen Nennfrequenz
Δf	Elektrische Frequenzabweichung
g	Erdbeschleunigung
ΔG	Stellgröße
H	Trägheitskonstante
H_w	Fallhöhe
H_{turb}	Trägheitskonstante der Windkraftturbine (Rotorblätter)
H_{gen}	Trägheitskonstante des Windkraftgenerators
Δh	Enthalpiegefälle
J	Trägheitsmoment
J_{vir}	Virtuelles Trägheitsmoment
K	Integralverstärkung
K_f	Faktor zum Beschreiben der Frequenzänderungsrate
K_D	Dämpfungsmoment in pu
K_p	Parameter zur Beschreibung der Frequenzabhängigkeit der Last
K_T	Transiente Konstante
$K_{T,l}$	Transiente Konstante Laufwasserkraftwerke
$K_{T,s}$	Transiente Konstante Speicherkraftwerke
K_{12}	Torsionssteifigkeit
L	Länge der Druckrohrleitung
\dot{m}	Massestrom
MD	Gegenseitige Dämpfung
M_E	Elektrisches Moment
M_T	Mechanisches Antriebsmoment
$M_{T,n}$	Mechanisches Nenn-Antriebsmoment
p	Polpaarzahl
P_{abwurf}	Pro Lastabwurfstufe abgeworfene Leistung in pu
ΔP_{KW}	Stationäre Leistungsänderung eines Kraftwerkes
P_{Last}	Leistungsaufnahme der Last in pu; Netzlast
P_N	Nennleistung aller Regelkraftwerke eines Netzes
P_n	Nennleistung eines Kraftwerkes
$P_{noinertia}$	Leistung aus trägheitsloser Erzeugung
$p_{noinertia}$	Leistung aus trägheitsloser Erzeugung in pu
P_{prim}	Leistungsabgabe der Primärregelung
$P_{SG,n}$	Generatorleistung von Synchrongenerator n
P_{SL}	Leistungsabgabe des Selbstregeleffektes der Last
$P_{speich,wind}$	Maximale zusätzliche Leistung aus virtueller Schwungmasse für Windkraft in pu

$P_{\text{speich,solar}}$	Maximale zusätzliche Leistung aus virtueller Schwungmasse für Solarkraft in pu
P_T	Turbinenleistung
P_{virtuell}	Leistungsabgabe der virtuellen Schwungmasse
$\sum P$	Summe der Leistungen aller Regelmechanismen
ΔP	Leistungsdifferenz zwischen mechanischer und elektrischer Leistung oder zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung in einem Netz
Q	Durchflussmenge
SD_1	Selbstdämpfung des Generators
SD_2	Selbstdämpfung des Rotors
S_n	Nennleistung des Generators
T	Reglerzeitkonstante
T_{abwurf}	Zeitkonstante des Lastabwurfes
T_{CD}	Verdichterentladezeitkonstante
T_{CR}	Verbrennungsreaktionsverzögerung
T_d	Verzögerungszeitkonstante der virtuellen Schwungmasse
T_F	Zeitkonstante des Brennstoffsystems
T_h	Hydraulische Zeitkonstante
T_{HL}	Hydraulische Zeitkonstante für Laufwasserkraftwerke
T_{HS}	Hydraulische Zeitkonstante für Speicherkraftwerke
T_J	Anlaufzeitkonstante
$T_{J,SG,n}$	Anlaufzeitkonstante von Synchrongenerator n
T_{mess}	Verzögerungszeitkonstante der virtuellen Schwungmasse
T_{min}	Zeitdauer vom Eintritt des Störfalles bis zum Auftreten des Frequenzminimums
T_N	Netzanlaufzeitkonstante
T_S	Servozeitkonstante
T_{si}	Anlaufzeitkonstante der virtuellen Schwungmasse für Windkraft
T_{ssi}	Anlaufzeitkonstante der virtuellen Schwungmasse für Solarkraft
T_T	Transiente Zeitkonstante
T_{Tl}	Transiente Zeitkonstante für Laufwasserkraftwerke
T_{Ts}	Transiente Zeitkonstante für Speicherkraftwerke
T_V	Zeitkonstante der Ventilkammer
$T_{ZÜ}$	Zeitkonstante der Zwischenüberhitzung
$T_{\dot{U}}$	Zeitkonstante der Überstromleitung
T_1	Reglerzeitkonstante für Wasserkraftwerke
T_2	Reglerzeitkonstante für thermische Kraftwerke
W_{rot}	In der rotierenden Masse gespeicherte Energiemenge
ΔW_{rot}	Für den Energiespeicher notwendige Energiemenge
ΔY	Reglerausgang

η_T	<i>Turbinenwirkungsgrad</i>
λ_{KW}	<i>Leistungszahl eines Kraftwerkes</i>
λ_N	<i>Netzleistungszahl</i>
σ	<i>Statik</i>
σ_T	<i>Transiente Statik</i>
$\sigma_{T,l}$	<i>Transiente Statik Laufwasserkraftwerke</i>
$\sigma_{T,s}$	<i>Transiente Statik Speicherkraftwerke</i>
ω	<i>Elektrische Kreisfrequenz</i>
ω_m	<i>Mechanische Kreisfrequenz</i>
$\dot{\omega}_m$	<i>1. Ableitung der mechanischen Kreisfrequenz</i>
$\omega_{m,n}$	<i>Mechanische Nenn-Kreisfrequenz</i>
ω_n	<i>Elektrische Nenn-Kreisfrequenz</i>
ω_{r0}	<i>Nennrotordrehzahl</i>
$\Delta\omega_r$	<i>Rotordrehzahlabweichung</i>
$\Delta\omega$	<i>Abweichung von der Nenn-Kreisfrequenz</i>
$\Delta\dot{\omega}$	<i>1. Ableitung der Abweichung von der Nenn-Kreisfrequenz</i>

7 Abkürzungsverzeichnis

DFIG	<i>Doppelt gespeiste Asynchronmaschine (Double fed induction machine)</i>
Elko	<i>Elektrolytkondensator</i>
entso-e	<i>Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity)</i>
EVU	<i>Energieversorgungsunternehmen</i>
LFSM-O	<i>Limited Frequency System Mode response for Overfrequency</i>
pu	<i>per unit</i>
PRC	<i>Primärregelung (Primary Control)</i>
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SMES	<i>Supraleitender Magnetischer Energiespeicher</i>
SRC	<i>Sekundärregelung (Secondary Control)</i>
Supercap	<i>Superkondensator</i>
UCTE	<i>Europäisches Verbundsystem (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)</i>

8 Literaturverzeichnis

- [1] D. Rohstoffagentur, „Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe,“ 2011. [Online]. Available: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie-Kurzform-2011.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Zugriff am 25 Oktober 2017].
- [2] U. u. W. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, „Der Klimawandel und seine Folgen,“ 2017. [Online]. Available: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. [Zugriff am 25 Oktober 2017].
- [3] H. Renner, *Skriptum zur Vorlesung Regelung und Stabilität Elektrischer Energiesysteme*, Graz, 2013.
- [4] entsoe, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,“ März 2016. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf. [Zugriff am 13 Oktober 2017].
- [5] E. Union, „Commission Regulation EU 2017/1485,“ 2 August 2017. [Online]. Available: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.220.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2017:220:TOC. [Zugriff am 15 Oktober 2017].
- [6] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen,“ 2015. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/415340/TOR_E_20150204_V2+2_0/beec6406-00fd-43e7-95be-16d010fb1008. [Zugriff am 13 Oktober 2017].
- [7] E. Commission, „establishing a network code on requirements for grid connection of generators,“ 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/draft_ec_networkCodesJune.pdf. [Zugriff am 13 Oktober 2017].
- [8] F. Gonzalez-Longatt, E. Chikuni und E. Rashayi, „Effects of the Synthetic Inertia from Wind Power on the Total System Inertia after a Frequency Disturbance,“ in *ICIT, 2013 IEEE International Conference*, Cape Town, South Africa, 2013.
- [9] H. Dharmawardena, K. Uhlen und S. S. Gjerde, „Modelling Wind Farm with Synthetic Inertia for Power System Dynamic Studies,“ in *Energy Conference, 2016 IEEE International*, Leuven, Belgium, 2016.
- [10] M. Boxleitner und G. Brauner, „Virtuelle Schwungmasse,“ 2009. [Online]. Available: https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_180872.pdf. [Zugriff am 13 Oktober 2017].

- [11] H. Renner, „Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen Übertragungs- und Verteilnetzen,“ 2016. [Online]. Available: <http://openlib.tugraz.at/57ac20e1eb3a8>. [Zugriff am 13 Oktober 2017].
- [12] S. Muyeen, J. Tamura und t. Murata, *Stability Augmentation of a Grid-connected Windfarm*, Springer, 2009.
- [13] A. González Rodríguez, A. González Rodríguez und M. Burgos Payán, „Estimating Wind Turbines Mechanical Constants,“ *RE&PQJ*, pp. 697-704, März 2007.
- [14] wikipedia, „Windkraftanlage,“ [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage>. [Zugriff am 16 Oktober 2017].
- [15] E. Lidström und D. Wall, „Frequency support by synthetic inertia from variable speed wind turbines,“ *CIREN*, Juni 2016.
- [16] X. Zhu, Y. Wang, L. Xu, X. Zhang und H. Li, „Virtual inertia control of DFIG-based wind turbines for dynamic grid frequency support,“ *IEEE*, 2017.
- [17] N. R. Ullah, T. Thiringer und D. Karlsson, „Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines - Potential and Applications,“ *IEEE Transactions on Power Systems Vol. 23*, pp. 601-612, Mai 2008.
- [18] entsoe. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/monthly_hourly_load.aspx. [Zugriff am 13 Oktober 2017].
- [19] entsoe. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>. [Zugriff am 13 Oktober 2017].
- [20] Eclareon, „Factsheet Serbien,“ 30 November 2015. [Online]. Available: https://www.eclareon.com/sites/default/files/factsheet_serbien.pdf. [Zugriff am 17 Oktober 2017].
- [21] Eclareon, „Factsheet Bosnien und Herzegowina,“ 20 Dezember 2016. [Online]. Available: https://www.eclareon.com/sites/default/files/factsheet_bonien_und_herzegowina_20122016.pdf. [Zugriff am 17 Oktober 2017].
- [22] Eclareon, „Factsheet Kroatien,“ 22 November 2016. [Online]. Available: https://www.eclareon.com/sites/default/files/factsheet_ahk_kroatien_2017.pdf. [Zugriff am 17 Oktober 2017].

- [23] M. Nicolo, „Enercast/News,“ 26 August 2016. [Online]. Available: <http://www.enercast.de/blog/top-10-laender-in-europa-mit-der-groessten-neu-installierten-solarleistung-2015>. [Zugriff am 17 Oktober 2017].
- [24] windjournal. [Online]. Available: http://www.windjournal.de/erneuerbare-energie/superlative_solarenergie_windenergie. [Zugriff am 19 Juni 2017].
- [25] J. Morren, S. W. de Haan, W. L. Kling und J. Ferreira, „Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control,“ *IEEE Transactions on Power Systems Vol. 21*, pp. 433-434, Februar 2006.