Simulationsbasierte Parameterstudie eines Virtual Inertia Controllers für einen Batteriespeicher im elektrischen Verbundnetz bei niedriger Systemträgheit

MASTER OF ENGINEERING THESIS

Lara-Kristin Kreft

22. April 2020

Masterthesis eingereicht im Rahmen der Masterprüfung im Masterstudiengang Renewable Energy Systems am Department Umwelttechnik der Fakultät Life Sciences der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing Gerwald Lichtenberg

Zweitgutachter: Dr.-Ing Georg Pangalos

Abgegeben am 22. April 2020



Diese Arbeit wurde unterstützt durch das Anwendungszentrum Leistungselektronik für Regenerative Energiesysteme des Fraunhofer Institut für Siliziumtechnologie. Die Zusammenarbeit wird hiermit dankbar anerkannt.

Erklärung der Eigenständigkeit

Hiermit erkläre ich, die vorliegende Arbeit selbstständig durchgeführt und keine weiteren Hilfsmittel und Quellen als die angegebenen genutzt zu haben.

Hamburg, 22. April 2020

Zusammenfassung

Der Zubau an Erneuerbaren Energien (EE) ist als wichtiger Baustein notwendig, um die festgelegten Klimaziele der Europäischen Union zu erreichen. Jedoch verursacht die Zunahme umrichterbasierter Einspeisung elektrischer Energie, bei gleichzeitiger Abnahme der netzfrequenzgekoppelten Erzeugungseinheiten, veränderte physikalische Eigenschaften des elektrischen Netzes und eine potenzielle Gefährdung der Frequenzstabilität. Die aktuelle Erzeugerstruktur basiert auf Synchrongeneratoren, die mit ihren rotierenden Massen eine frequenzstützende Wirkung haben. Im Zuge der Transformation des Energiesystem wird die Systemträgheit, welche die Synchrongeneratoren bereitstellen, langfristig abnehmen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Bereitstellung Virtueller Trägheit (VT) durch einen, über einen Umrichter ans elektrische Verteilnetz angeschlossenen Batteriespeicher, untersucht. Im Falle eines plötzlichen Wirkleistungsungleichgewicht und der damit einhergehenden Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Nennwert, erbringt dieser eine Leistungeinspeisung bzw. -aufnahme in Abhängigkeit der momentanen Frequenzabweichung und deren Änderungsrate.

Hierfür muss die aktuelle Netzfrequenz zunächst geschätzt werden, weshalb die Einspeisung der virtuellen Momentanreserve nicht, wie die konventionelle, instantan erfolgt. Aufgrund der eingebrachten Zeitverzögerung hat der modellierte Virtual Inertia Controller (VT-Regler) auf Basis der Schwingungsgleichung eine potenziell destabilisierende Wirkung auf den Frequenzverlauf. In einer Parameterstudie auf Grundlage von Monte-Carlo-Simulationen und deren Auswertung mithilfe von Level Diagrammen wurden Erkenntnisse über das Verhalten des VT-Reglers bei niedriger Systemträgheit im Verbundnetz gewonnen. Hierbei konnte nachgewiesen werden, dass eine Erhöhung der Frequenzstabilität durch den Einsatz des VT-Reglers mit der ermittelten robusten Reglerparametrierung auch bei hohen Zeitverzögerungen zu erwarten ist.

Danksagung

Hiermit möchte ich Prof. Dr.-Ing. Gerwald Lichtenberg und Dr.-Ing. Georg Pangalos meine höchste Anerkennung für die Unterstützung und wissenschaftliche Anleitung bei der Erstellung dieser Masterthesis aussprechen. Ebenfalls möchte ich Carlos Cateriano Yáñez, Anna Meissner, Julian Franz, Christoph Kaufmann und allen weiteren Kollegen im Anwendungszentrum Leistungselektronik für Regenerative Energiesysteme des Fraunhofer ISIT für ihre Hilfestellung und die gute Arbeitsatmosphäre danken.

Mein Dank gilt ebenso Blacky, Tina und Jörg. Ohne euch wäre die Erstellung dieser Arbeit nicht möglich gewesen. Meinen inneren Antrieb fachlich und vor allem menschlich zu wachsen, verdanke ich euch, Markus und Lumi. Ihr gebt mir den Sinn und den Mut für diese Reise.

Hamburg, 22. April 2020

Lara-Kristin Kreft

Inhaltsverzeichnis

	Abbi	ldungsv	verzeichnis	ix
	Tabe	ellenverz	zeichnis	xi
1	Einle	eitung		1
	1-1	Motiva	ation und Hintergrund	1
	1-2	Proble	emstellung	2
	1-3	Metho	odik	2
	1-4	Aufbai	u der Arbeit	3
2	The	oretiscl	he Grundlagen	5
	2-1	Systen	nträgheit	5
		2-1-1	Ursprung und Definition	5
		2-1-2	Zukünftige Entwicklung	7
		2-1-3	Virtuelle Trägheit	11
	2-2	Freque	enzstabilität	12
		2-2-1	Kenngrößen	12
		2-2-2	Aktuelle und zukünftige Herausforderungen	14
	2-3	Regelu	ungstechnische Grundlagen	17
		2-3-1	Bestimmung der Eigenfrequenz	17
		2-3-2	Zeitdiskrete Systembeschreibung	17
		2-3-3	Robuste Regelung - Begriffsdefinition	18
	2-4	Multik	kriterielle Optimierung	19
		2-4-1	Problemformulierung	19
		2-4-2	Visualisierung mit Level Diagrammen	20

viii Inhaltsverzeichnis

3	Mod	lellbildı	ung	23	
	3-1 Bilanzmodell des elektrischen Netzes				
		3-1-1	Getroffene Annahmen und Struktur	23	
		3-1-2	Modellierung der Systemträgheit	24	
		3-1-3	Modellierung der Frequenzabhängigkeit der Lasten	25	
		3-1-4	Modellierung der Primärregelung	25	
		3-1-5	Vollständige Modellbeschreibung	26	
	3-2	Dynan	nisches Netz- und Reglermodell	28	
		3-2-1	Struktur des Gesamtmodells	28	
		3-2-2	Limitierung	29	
		3-2-3	Parametrische Unsicherheiten	30	
		3-2-4	Implementierung in Simulink	31	
4	Sim	ulation		33	
	4-1 Aufstellung der Kostenfunktionen				
	4-2	-2 Aufstellung des Parameterraums			
	4-3	4-3 Einbindung der Nennleistung des Batteriespeichers			
	4-4 Parameterstudie und Visualisierung			37	
		4-4-1	Gesamter Parameterraum	38	
		4-4-2	Eingeschränkter Parameterraum	41	
		4-4-3	Szenarien geringer Systemträgheit	44	
		4-4-4	Numerische Analyse des Einflusses des VT-Reglers	46	
		4-4-5	Einfluss der Höhe der Nennleistung des Batteriespeichers	49	
	4-5	Diskus	ssion und Zusammenfassung der Simulationsergebnisse	52	
5	Fazi	t und A	Ausblick	55	
Α	MA	TLAB (Code	57	
	A-1	Skript	zur Bestimmung der Eigenfrequenz	57	
	A-2	Skript	$zur\ Durchf\"uhrung\ der\ Monte-Carlo-Simulationen\ und\ Visualisierung\ .\ .\ .\ .$	57	
	A-3	Skript	zur Numerischen Analyse des Einflusses des VT-Reglers	60	
В	Simulink Modelle				
	B-1	Höchs	te Ebene des Netz- und Reglermodells	65	
	B-2	VT-Re	egler	66	
	B-3	Netz-E	Bilanzmodell	66	

Inhaltsverzeichnis	ix

C	Wei	tere Simulationsergebnisse	67
	C-1	Simulationen für $K_{VT}=5$	68
	C-2	Simulationen für $K_{VT}=500$	69
Lit	eratı	urverzeichnis	73

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

2-1	Frequenzverlauf unter Variation der Netzanlaufzeitkonstante	7
2-2	Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung	8
2-3	Verbundnetze in Europa	9
2-4	Länderspezifisch höchster Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung .	10
2-5	Systemträgheit des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes im Jahr 2025	10
2-6	Blockschaltbild VT-Regler	11
2-7	Frequenzabweichung und -gradient	13
2-8	Zeitlicher Ablauf der Momentanreserve und Regelleistung	15
2-9	Frequenz und Wirkleistungsverlauf infolge eines Wirkleistungssprungs	15
2-10	Länderspezifischer Beitrag zur Systemträgheit	16
2-11	System mit Rückkopplung	17
2-12	Aliasing-Effekt	18
2-13	Level-Diagramm zur Visualisierung der Pareto Front	21
3-1	Blockschaltbild des Regelkreises	24
3-2	Kraftwerkskennlinie zwei primärgeregelter Kraftwerke	26
3-3	Last-, Kraftwerks- und Netzkennlinie nach Abschluss der Primärregelung	27
3-4	Blockschaltbild des gesamten Regelkreises	28
4-1	Erweitertes Blockschaltbild VT-Regler	37
4-2	Höhe der Kosten für die Simulationen im gesamten Parameterraum	39
4-3	Werte der Entscheidungsvariablen für die Simulationen im gesamten Parameterraum	40

4-4	Höhe der Kosten für die Simulationen im eingeschränkten Parameterraum	42
4-5	Werte der Entscheidungsvariablen für die Simulationen im eingeschränkten Parameterraum	43
4-6	Frequenzverlauf infolge eines Lastsprungs Szenario 1	45
4-7	Frequenzverlauf infolge eines Lastsprungs Szenario 2	46
4-8	Höhe der Kosten unter Variation der Systemträgheit bei niedriger Nennleistung des Batteriespeichers	50
4-9	Höhe der Kosten unter Variation der Systemträgheit bei hoher Nennleistung des Batteriespeichers	51
4-10	Aufschwingen des Frequenzverlaufs	52

Tabellenverzeichnis

2-1	Grenzwerte für Frequenzabweichung und -gradient	14
3-1	Parameterwerte zur Bestimmung der Eigenfrequenz	29
3-2	Netz- und Regler-Parameter mit parametrischen Unsicherheiten	31
3-3	Übersicht der verwendeten Simulationsparameter	32
4-1	Parameterraum	36
4-2	Peak-Leistung virtuelle Momentanreserveleistung	36
4-3	Numerischer Vergleich der Höhe der Kosten für Netzbilanzmodell und Netzbilanzmodell mit VT-Regler	48
4-4	Wirkung des VT-Reglers mit robuster Reglerparametrierung	53

xiv Tabellenverzeichnis

Einleitung

1-1 Motivation und Hintergrund

Das elektrische Energieversorgungsnetz unterliegt mit dem Zuwachs an dezentralen und umrichterbasierten Erzeugungseinheiten einem Wandel, der große Herausforderungen und veränderte physikalische Eigenschaften des Netzes mit sich bringt, [12,13]. Diese werden bisher durch die physikalische Natur der Synchrongeneratoren bestimmt, die in thermischen und hydraulischen Kraftwerken einen Großteil der elektrischen Energieerzeugung bereitstellen [4,14]. Eine dieser Eigenschaften ist die frequenzstützende Wirkung ihrer rotierenden Massen. Die sogenannte Momentanreserve gleicht Wirkleistungsungleichgewichte im elektrischen Netz, durch das Ein- bzw. Ausspeichern kinetischer Energie aus den rotierenden Massen, verzögerungsfrei aus.

Thermische Kreaftwerke werden, im Zuge der Transformation des Energiesystems und im Sinne einer CO_2 -neutralen Energieversorgung, durch dezentrale und zumeist über Umrichter ans Netz angeschlossene Erzeugungseinheiten der Erneuerbaren Energien (EE) ersetzt. Diese Erzeugungseinheiten verfügen nicht über die frequenzstützende Wirkung der rotierenden Massen. Die Momentanreserve, als bisher systeminherente Eigenschaft, muss bei zunehmend umrichterbasierter Energieeinspeisung demnach auf alternativen Wegen bereitgestellt werden.

Die vorliegende Arbeit wird im Rahmen des Forschungsprojekts "N.E.W. 4.0 - Norddeutsche Energiewende " angefertigt. Übergeordnetes Ziel ist es, Strategien zu entwickeln, um die beiden nordeutschen Länder Hamburg und Schleswig-Holstein bis 2035 mit 100 % zuverlässiger, kostengünstiger und umweltvertäglicher elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen zu versorgen. Konkrete Lösungen für die, hierfür notwendige, Transformation des Energiesystems werden im Rahmen zahlreicher Teilprojekte erarbeitet. Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der alternativen Bereitstellung von Momentanreserve durch Batteriespeicher, um die Frequenzstabilität des elektrischen Energieversorgungsnetzes weiterhin sicherzustellen, [15].

2 Einleitung

1-2 Problemstellung

Eine Möglichkeit der alternativen Bereitstellung von Momentanreserve stellt der Einsatz von virtueller Trägheit (VT) dar. Hierbei ist ein Energiespeicher, der über einen Umrichter ans Netz angeschlossen ist, mit der entsprechenden Regelung (Virtual Inertia Controller, VT-Regler) ausgestattet, um abhängig von der aktuellen Frequenzabweichung virtuelle Momentanreserveleistung einzuspeisen. Ziel ist es, die dynamische Frequenzantwort einer Synchronmaschine im Falle einer Frequenzabweichung zu emulieren.

In einer vorangegangenen Forschungsarbeit [4] wurde ein Regler für VT beschrieben, welcher auf der Schwingungsgleichung basiert. Dieser Reglerentwurf, wird in der Literatur SEBIR (Swing equation based inertia response) genannt und ist vielfach beschrieben, [16–19]. Die Netzfrequenz, das Eingangssignal des VT-Reglers, ist keine direkte Messgröße, sondern muss aus einer Spannungsmessung über ein bestimmtes Zeitintervall ermittelt werden. Hierdurch ist die Einspeisung von virtueller Momentanreserve nicht instantan möglich.

Der Einsatz eines solchen Reglers verfolgt das Ziel, die Frequenzstabilität im elektrischen Netz bei verringerter Systemträgheit zu erhöhen. Jedoch kann die eingebrachte Zeitverzögerung dazu führen, dass der VT-Regler eine destabilisierende Wirkung auf den Frequenzverlauf hat, wie in [2] dargestellt. Die Frage nach der Robustheit des Reglers in verschiedenen Netzsituationen und nach dem Einfluss der Höhe der Zeitverzögerung bleibt zu beantworten. Demnach sollen die folgenden Forschungsfragen im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersucht werden:

- Lässt sich eine robuste Reglerparametrierung ermitteln, für die eine destabilisierende Wirkung des VT-Reglers auf den Frequenzverlauf infolge eines plötzlichen Wirkleistungsungleichgewichts im elektrischen Netz ausgeschlossen werden kann?
- Welche ist hierbei die maximal zulässige durch Frequenzschätzung, Signalverarbeitung und Datenübertragung eingebrachte Zeitverzögerung?
- Lassen sich Grenzbereiche bei Systemträgheit und Zeitverzögerung identifizieren und quantifizieren, für die der Einsatz des VT-Reglers die Frequenzstabilität erhöht?

1-3 Methodik

Um die beschriebene Zielsetzung zu erreichen ist ein geeigneter Modellierungsansatz für das kontinentaleuropäische Verbundnetz zu wählen. Für die Analyse des dynamischen Frequenzverlaufs infolge eines Wirkleistungsungleichgewichts eignet sich das Bilanzmodell, bei dem alle Erzeugungseinheiten und Lasten rein bilanziell betrachtet werden. Das Verbundnetz wird auf wenige Komponenten reduziert, was eine einfache Parametrierung ermöglicht.

Das Bilanzmodell des elektrischen Netzes eignet sich, aufgrund der geringen Rechenzeit, für die Durchführung von Monte-Carlo-Simulationen. Hierbei wird eine große Anzahl Simulationen auf der Basis von Zufallszahlen durchgeführt. Diese dienen als Grundlage für eine Parameterstudie, welche durchgeführt wird, um die Robustheit des VT-Reglers in verschiedenen Netzsituationen und den Einfluss der eingebrachten Zeitverzögerung auf die Frequenzstabilität zu untersuchen. Für Netz- und Reglermodellierung sowie Analyse wird die Software MATLAB/Simulink genutzt. Der simulationsbasierte Ansatz wird gewählt, da der VT-Regler ein nichtlineares

1-4 Aufbau der Arbeit 3

System darstellt und somit die Anwendung analytischer Verfahren zur Stabilitäs- und Robustheitsanalyse nicht möglich ist. Es wird aufgezeigt, welche Modellparameter den größten Einfluss auf die Höhe der Kostenfunktionen haben. Als Indikatoren werden die maximale Frequenzabweichung, der Frequenzgradient, die Einschwingzeit sowie die Standardabweichung des Frequenzverlaufs definiert. Eine robuste Reglerparametrierung wird heuristisch angenähert. Die Visualisierung des mehrdimensionalen Parameter- und Güteraums mithlilfe von Level Diagrammen ermöglicht die grafische Ausweertung der Simulationsergebnisse.

1-4 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in fünf Kapitel. In Kapitel 2 werden die, in der Modellbildung des elektrischen Netzes und des VT-Reglers sowie in der Simulation und Bewertung der Ergebnisse, angewandten Grundlagen erläutert. Im Anschluss wird in Kapitel drei die Modellbildung von Netz und Regler, die sich durch den Modellierungsansatz ergebende Limitierung sowie die Implementierung in Simulink dargestellt. Die Simulationen werden in Kapitel vier beschrieben und bewertet. Ein abschließendes Fazit und ein Ausblick auf mögliche weiterführende Schritte wird in Kapitel fünf gegeben.

4 Einleitung

Theoretische Grundlagen

Für ein grundlegendes Verständnis der Bedeutung, die eine Zunahme an umrichterbasierten und netzfrequenzentkoppelten Erzeugungseinheiten für die Frequenzstabilität des elektrischen Netzes hat, wird zunächst die Systemträgheit definiert. Ihr Ursprung liegt in der physikalischen Natur der rotierenden Massen und macht sie so zu einer systeminherenten Eigenschaft eines elektrischen Netzes, welches von Synchrongeneratoren geprägt ist. Die VT wird als eine mögliche Maßnahme vorgestellt, einer zukünftig erwarteten Abnahme der Systemträgheit zu begegnen. Anschließend werden die Kenngrößen zur Beurteilung der Frequenzstabilität beschrieben. Die für die Netz- und Reglermodellierung sowie die anschließende Analyse notwendigen regelungstechnischen Grundlagen werden daraufhin erläutert. Ebenso wird die Problemformulierung im Rahmen einer Multikriteriellen Optimierung erläutert, die in der simulationsbasierten Parameterstudie zur Beurteilung der Güte angewendet wird. Anschließends wird auf die Visualierung des mehrdimensionalen Parameterraums anhand von Level Diagrammen eingegangen.

2-1 Systemträgheit

2-1-1 Ursprung und Definition

Systemträgheit ist definiert als die Fähigkeit eines elektrischen Systems, Frequenzabweichungen zu minimieren. Die Trägheit wird bereitgestellt durch die rotierenden Massen, die mit dem System verbunden sind, und ist abhängig von der Höhe der kinetischen Energie, welche in diesen gespeichert ist, [20].

Die Trägheitskonstante

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_n^2}{P_n} \tag{2-1}$$

beschreibt die Trägheit eines Turbosatzes, bestehend aus Turbogenerator und Turbine. Sie bezieht das Trägheitsmoment J auf die Nennwinkelgeschwindigkeit ω_n und Nennleistung P_n

des Synchrongenerators und wird in [s] angegeben. Häufig wird auch die Anlaufzeitkonstante

$$T_A = 2H (2-2)$$

zur Beschreibung der Trägheit herangezogen. Sie drückt aus, welche Zeit ein Turbosatz benötigt, um aus dem Stillstand bei Nennmoment auf Nenndrehzahl zu beschleunigen, [21]. Die individuellen Nennleistungen und Trägheitskonstanten können zur Bestimmung der Systemträgheit

$$T_{A,sys} = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_{n,i} T_{A,i}}{P_{n,sys}}$$
 (2-3)

herangezogen werden. Hiebei sind $P_{n,i}$ und $T_{A,i}$ Nennleistung und Anlaufzeitkonstante der einzelnen Synchrongeneratoren i. Die System-Nennleistung

$$P_{n,sys} = \sum_{i=1}^{N} P_{n,i} \tag{2-4}$$

wird aus der Summe der Nennleistungen der einzelnen Synchrongeneratoren gebildet. Das dynamische Verhalten eines Synchrongenerators i kann mit der Bewegungsgleichung einer rotierenden Masse, der Schwingungsgleichung beschrieben werden

$$\frac{df_i}{dt} = \frac{1}{T_{A,i}} \frac{f_n^2}{P_{n,i} f_i} (P_{m,i} - P_{e,i}). \tag{2-5}$$

Hierbei ist f_n die Nennfrequenz und f_i die aktuelle Frequenz, mit der der Läufer rotiert. Die Nennleistung der Maschine wird durch $P_{n,i}$ ausgedrückt. Im stationären Zustand, wenn elektrische Leistung $P_{e,i}$ des Generators und mechanische Leistung $P_{m,i}$ der Turbine gleich hoch sind, ist die Änderungsrate der Netzfrequenz $\frac{df_i}{dt}$ gleich 0. Kommt es nun beispielsweise zu einer sprunghaften Erhöhung der Gesamtlast im Netz oder einem Kraftwerksausfall, erhöht sich die elektrische Leistung, die von dem Synchrongenerator eingespeist wird. Dies ist möglich aufgrund der Rotationsenergie, welche in der Schwungmasse gespeichert ist. Bezogen auf alle mit dem System verbundenen Synchrongeneratoren, kann die kinetische Energie, welche in den rotierenden Massen des Systems gespeichert ist,

$$E_{k,sys} = P_{n,sys} T_{A,sys} = \sum_{i=1}^{N} P_{n,i} T_{A,i}$$
 (2-6)

in [MWs] als Produkt von Systemnennleistung und Systemanlaufzeitkonstante ¹ gebildet werden. Der Läufer beschleunigt in diesem Fall und entsprechend des Massenträgheitsmoments der Maschine, wird die gespeicherte kinetische Energie in Form von elektrischer Energie zusätzlich ins Netz eingespeist. Diese Beschleunigungsleistung ist die Momentanreserve

$$P_{mom} = \Delta P = P_{m,i} - P_{e,i}, \tag{2-7}$$

welche infolge eines Wirkleistungsungleichgewichts instantan ins Netz eingespeist wird. Im umgekehrten Fall, bremst der Läufer ab und nimmt so Leistung aus dem Netz auf. Jede

¹auch Netzanlaufzeitkonstante genannt

2-1 Systemträgheit 7

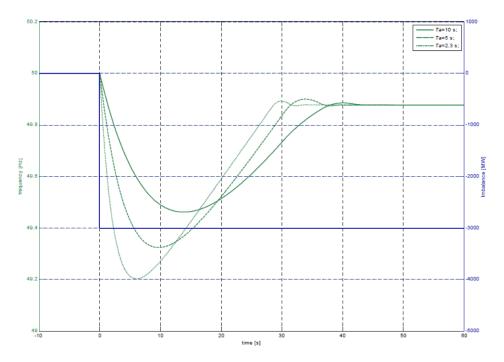


Abbildung 2-1: Frequenzverlauf infolge eines plötzlichen Wirkleistungsungleichgewichts im elektrischen Netz unter Variation der Netzanlaufzeitkonstante, [1]

Änderung der Netzfrequenz ist demnach zurückzuführen auf die Änderung der Rotationsgeschwindigkeit der Synchronmaschinen. Der Frequenzgradient ist umgekehrt proportional zur Anlaufzeitkonstante

$$\frac{df}{dt} \sim \frac{1}{T_A},\tag{2-8}$$

was zur Folge hat, dass es bei niedrigerer Systemträgheit zu höheren Frequenzgradienten kommt. In Abbildung 2-1 ist der Frequenzverlauf infolge eines Wirkleistungssprungs für verschieden hohe Netzanlaufzeitkonstanten dargestellt. Die Kurvenverläufe zeigen, dass der Frequenzgradient nach Fehlereintritt maßgeblich durch die Netzanlaufzeitkonstante bestimmt wird, [22].

Auch die rotierenden Massen der im Verbundnetz vorhandenen Synchronmotoren tragen zur Systemträgheit bei. Im Falle einer Erhöhung der Gesamtlast im Netz, passen diese ihren Verbrauch entsprechend ihres Massenträgheitsmomentes an. Ihre Drehzahl verringert sich und sie nehmen weniger Wirkleistung auf. Die Frequenzabhängigkeit der summarisch im Verbundnetz vorhandenen Netzlast wird bestimmt durch den aktuellen Anteil an Synchronmotoren und wird als Selbstregeleffekt des Netzes bezeichnet, [10]. Die Frequenzabhängigkeit der Lasten im kontinentaleuropäischen Verbundnetz wird mit $1\% \, \mathrm{Hz}^{-1}$ beziffert, [5] .

2-1-2 Zukünftige Entwicklung

Der Anteil der EE am Bruttojahresstromverbrauch erreichte in Deutschland im Jahr 2019 42% und soll auf 65% im Jahr 2030 gesteigert werden, [23]. Die Transformation der Erzeugerstruktur im Stromsektors ist ein wichtiger Bestandteil, um die festgelegten Klimaziele zu erreichen. Der

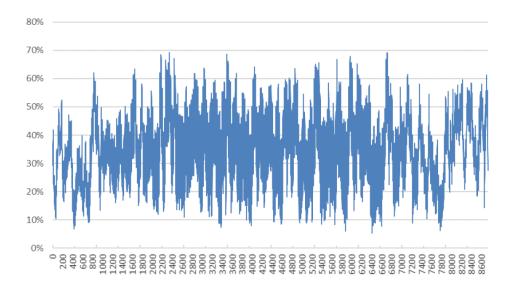


Abbildung 2-2: Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2025, [2]

Ausstoß an Treibhausgasen in der Europäischen Union soll bis 2030 um mindestens 40% und bis 2050 um mindestens 80% verglichen mit 1990 verringert werden, [24].

Da die Einspeisung elektrischer Energie aus volatilen Quellen wie Wind und Sonne zeitlich stark schwankt, wird in bestimmten Regionen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) zu bestimmten Zeitpunkten bereits ein Anteil der EE von 100 % erreicht. Abbildung 2-2 verdeutlicht die dynamisch veränderlichen Erzeugeranteile im Strommix. Hier wurde in einer Analyse von Zukunftsszenarien der ENTSO-E [2] der stundenweise Anteil der EE an der Stromerzeugung für das kontinentaleuropäische Verbundnetz für das Jahr 2025 bestimmt.

Diese Transformation des Energiesystems bringt jedoch veränderte Rahmenbedingungen für die Frequenzstabilität (vgl. Kapitel 2-2) mit sich. Die EE sind zumeist über leistungselektronische Umrichter ans Netz angeschlossen und damit entkoppelt von der Netzfrequenz. Sie haben keine frequenzstützende Wirkung und tragen nicht wie die rotierenden Massen der Synchrongeneratoren zur Systemträgheit bei.

Im Inselnetz von Irland und Nordirland sowie Großbrittanien erreicht die umrichterbasierte EE-Einspeisung heutzutage bereits stundenweise so hohe Werte, dass das Mindestmaß an notwendiger Systemträgheit nicht gewährleistet ist. Die Einspeisung durch EE wird daher begrenzt (aktuell auf 50 %), was jedoch weder kosteneffizient noch aus klimapolitischer Sicht wünschenswert ist, [2]. Das kontinentaleuropäische Verbundnetz ², siehe Abbildung 2-3, zu dem auch Deutschland gehört, verzeichnet, aufgrund seiner Größe, aktuell noch keine vergleichbaren Schwierigkeiten.

Abbildung 2-4 zeigt den landesspezifisch höchsten Anteil an EE-Eispeisung für eine Stunde des Jahres für das Jahr 2025. Acht Länder, darunter Deutschland erreichen in diesem Szenario einen maximalen Anteil von 100 %. Unter der Annahme, dass die EE nicht zur Systemträgheit beitragen ($T_A = H = 0 \,\mathrm{s}$), wird in Abbildung 2-5 die erwartete Höhe der Systemträgheit H für das kontinentaleuropäische Verbundnetz (CE) für verschiedene Zukunftszenarien dargestellt, [2].

²vormals UCTE-Netz

2-1 Systemträgheit 9



Abbildung 2-3: Verbundnetze in Europa, [3]

Für 10% der Zeit eines Jahres wird demnach im Jahr 2025 eine minimale Systemträgheit von unter $H=2.2\,\mathrm{s}$ erreicht. Die minimal zu erwartende Netzanlaufzeitkonstante beträgt nach dieser Berechnung $T_A=4.4\,\mathrm{s}$.

Zum Vergleich wird in einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln [25] die, in einer Stunde des Jahres vorkommende, minimale Netzanlaufzeitkonstante T_A in Höhe von 3 s für das Jahr 2040 bestimmt.

Die zu erwartende Reduzierung der rotierenden Massen im europäischen Verbundnetz, führt also zu niedrigeren Netzanlaufzeitkonstanten und somit nach Gleichung 2-5 auch zu potenziell höheren Frequenzgradienten. Dies ist eine der größten Herausforderungen im Zusammenhang mit reduzierter Systemträgheit, welche die Übertragungsnetzbetreiber nennen, [26].

Um dem zu begegnen, werden in der Literatur verschiedene Ansätze diskutiert. Eine Möglichkeit stellt die Bereitstellung Virtueller Trägheit dar, welche im Folgenden vorgestellt wird.

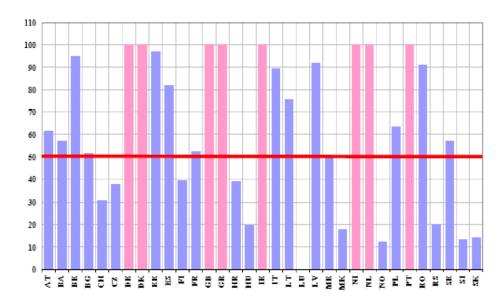


Abbildung 2-4: Länderspezifisch höchster prozentualer Anteil EE an der Stromerzeugung im Jahr 2025, [2]

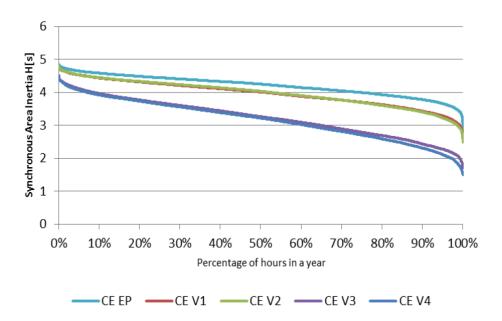


Abbildung 2-5: Systemträgheit des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes im Jahr 2025 für verschiedene Zukunftsszenarien, [2]

2-1 Systemträgheit 11

2-1-3 Virtuelle Trägheit

In der Literatur sind verschiedene Ansätze für die Umsetzung einer VT-Regelung beschrieben. Eine Übersicht wird in [27] gegeben. Mithilfe einer VT-Regelung soll die Frequenzantwort eines Synchrongenerators in Abhängigkeit der aktuellen Netzfrequenz nachgeahmt werden, weshalb viele Ansätze auf der Dynamik der Synchronmaschine basieren.

Bei der VT-Regelung nach dem SEBIR-Ansatz wird die, in Abschnitt 2-1-1 in Gleichung 2-5 beschriebene, Schwingungsgleichung genutzt, um die einzuspeisende Leistung aus der aktuellen Netzfrequenz zu bestimmen. Im Gegensatz zur VISMA (Virtual Synchronous Machine), einem achtdimensionalen Modell der elektro-magnetischen Synchronmaschine, wird hier ihre Dynamik in stark vereinfachter Form abgebildet. Je nach Einbindung des SEBIR-Reglers in die Umrichterregelung des Batteriespeichers, kann weiter differenziert werden. Bei der "derivative-control-technique" wird ein Differenzierer eingesetzt. Dieser verstärkt jedoch, als Änderungsrate des Signals, das Rauschen des analgogen Einganssignals (vgl. Abschnitt 3-2-2), was sich nachteilig auswirkt. Eine andere Möglichkeit besteht in der Anwendung des Ise-Lab Ansatzes, welcher in [27] beschrieben ist. Hierbei wird kein Differenzierer eingesetzt, jedoch ist der Zugriff auf die Umrichterregelung des Batteriespeichers notwendig.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der VT-Regler nach dem SEBIR-Ansatz unter Verwendung eines Differenzierers umgesetzt. Dieser wurde in einer vorangegangenen Forschungsarbeit [4] eingesetzt und soll hier weiter untersucht werden. Das Ausgangssignal des VT-Reglers ist in diesem Fall eine Leistungsänderung, die der Beschleunigungsleistung eines Synchrongeneratoren entspricht und somit die Momentanreserve nachahmt. Die bereitgestellte virtuelle Momentanreserveleistung

$$\Delta P_{VM} = -K_{VT} f \frac{df}{dt} \tag{2-9}$$

wird bestimmt als Produkt der aktuellen Netzfrequenz f, dem Frequenzgradienten $\frac{df}{dt}$ und dem Verstärkungsfaktor K_{VT} . Der Verstärkungsfaktor

$$-K_{VT} = \frac{T_A P_0}{f_0^2} \tag{2-10}$$

skaliert die Nennleistung P_0 des Batteriespeichers. Dieser hat ein negatives Vorzeichen, da bei $\dot{f} < 0, \ \Delta P > 0$ gelten muss. Der Batteriespeicher speist Wirkleistung ins elektrische Energieversorgungsnetz ein, wenn die Netzfrequenz fällt ($\dot{f} < 0$) und die Höhe der Last größer ist als die momentane Erzeugung.

Die virtuelle Trägheit kann jedoch im Gegensatz zu einer Synchronmaschine nicht instantan auf ein Wirkleistungsungleichgewicht bzw. die damit einhergehende Frequenzabweichung

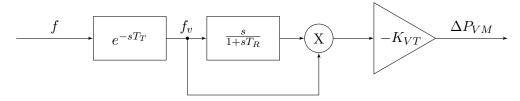


Abbildung 2-6: Blockschaltbild VT-Regler, angelehnt an [4]

reagieren, [12]. Frequenzschätzung, digitale Signalverarbeitung und Datenübertragung bringen eine gewisse Zeitverzögerung ein. Es ist bekannt, dass Zeitverzögerungen die Performance eines Regelungstechnischen Systems verschlechtern und zu Instabilität führen können, [28]. Wie eingangs erwähnt, wurde in [2] auf die Möglichkeit einer destabilisierenden Wirkung des VT-Reglers nach dem SEBIR-Ansatz, aufgrund dieser Zeitverzögerung hingewiesen.

Die Untersuchung in [26] fand heraus, dass in verschiedenen Studien Zeitverzögerungen von 50 ms bis 200 ms für die Einspeisung der virtuellen Momentanreserve erreicht wurden. In [29] wurde eine Methode zur Frequenzschätzung entwickelt, welche 31 ms benötigt. Zusammen mit einer angenommenen Reaktionszeit des Batteriespeichers von 20 ms und weiteren 20 ms für die eingebrachte Zeitverzögerung durch übrige Regelungstechnik kommt es so zu einer insgesamten Zeitverzögerung von ca. 70 ms.

Das Blockschaltbild in Abbildung 2-6 zeigt den Aufbau des in dieser Arbeit implementierten VT-Reglers. Das eingehende Signal, die aktuelle Netzfrequenz f, durchläuft zunächst einen Verzögerungsblock. Die enthaltene Totzeit T_T beinhaltet ebenso die, durch Signalverarbeitung und Datenübertragung zusätzlich entstehende Zeitverzögerung, welche im Folgenden unter Zeitverzögerung durch Frequenzschätzung t_{delay} zusammengefasst wird. Das zeitverzögerte Eingangssignal f_v wird nach der Zeit abgeleitet, um den RoCoF zu erhalten. Dieser Einsatz eines Differenzierers (vgl. Abschnitt 3-2-2) verursacht unter anderem ein verstärktes Rauschen. Um die verstärkten Schwingungung am Ausgang des Differenzierers zu glätten, wird ein Tiefpassfilter mit der Zeitkonstante T_R eingesetzt, [30]. Das Ausgangssignal wird wiederrum mit der verzögerten Netzfrequenz f_v sowie dem Verstärkungsfaktor $-K_{VT}$ multipliziert, um das Ausgangssignal ΔP_{VM} des VT-Reglers zu bestimmen. ΔP_{VM} ist hierbei die Höhe der, durch den Batteriespeicher einzuspeisenden, virtuellen Momentanreserveleistung. T_R und K_{VT} bilden die einzustellenden Reglerparameter.

2-2 Frequenzstabilität

2-2-1 Kenngrößen

Um die Versorgungssicherheit des Elektroenergiesystems zu gewährleisten, müssen jederzeit Frequenzstabilität, Spannungsstabilität und Polradwinkelstabilität gegeben sein, [25].

Die Frequenz ist ein Maß für das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie. Im Falle eines Wirkleistungsungleichgewichts, zum Beispiel durch Kraftwerksausfälle oder Zu- und Abschaltung von Lasten, muss die Leistungdifferenz schnellstmöglich ausgeglichen werden, um die resultierende Frequenzabweichung im zulässigen Bereich zu halten. Hierfür werden durch die Übertragungsnetzbetreiber die bisher systeminherente Momentanreserve sowie die Aktivierung von Regelleistung genutzt (vgl. Kapitel 2-2-2).

Die Kenngrößen für die Frequenzstabilität lassen sich dem "Continental Europe Operation Handbook" [5] der ENTSO-E entnehmen. Hier sind die Grenzwerte für die maximal zulässige dynamische und quasistationäre Frequenzabweichung festgelegt. Die Nennfrequenz im kontinentaleuropäischen Verbundnetz beträgt 50 Hz. Abbildung 2-7 zeigt die dynamische Frequenzabweichung Δf_{dyn} als kurzfristig erreichte maximale Frequenzabweichung. Die quasistationäre Frequenzabweichung Δf_{stat} ist der Wert, auf den die Frequenz durch die Primärreserve stabilisiert wird.

2-2 Frequenzstabilität 13

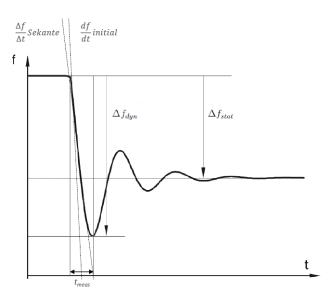


Abbildung 2-7: Frequenzabweichung und -gradient, angelehnt an [5]

Die Primärregelleistung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz der ENTSO-E ist so dimensioniert, dass für einen Referenzfall eines Kraftwerksausfalls in Höhe von 3000 MW die maximale quasistationäre Frequenzabweichung 200 mHz beträgt, [5]. Die maximale dynamische Frequenzabweichung darf 800 mHz nicht überschreiten. Dies sind die einzuhaltenden Grenzwerte für die Frequenzabweichung

$$\Delta f = f - f_0 \tag{2-11}$$

als Differenz der aktuellen Netzfrequenz f von ihrem Nennwert f_0 . Es wird ebenfalls der Frequenzgradient, auch RoCoF (Rate of Change of Frequency) genannt, als Indikator zur Beurteilung der Frequenzstabilität herangezogen. Hierbei muss unterschieden werden zwischen dem initialen RoCoF im Moment des Leistungssprungs und demjenigen, welcher über ein gewisses Zeitintervall, im Anschluss an den Leistungssprung, gemittelt wird. Der initiale RoCoF ist theoretisch der höchste vorkommende RoCoF, [26]. Er kann mit

$$\frac{df}{dt}|_{initial} = \frac{f_0 \Delta P}{T_{A.sus} P_{n.sus}} \tag{2-12}$$

bestimmt werden. Hierbei bezeichnet ΔP das auftretende Wirkleistungsungleichgewicht, bzw. den auftretenden Leistungssprung. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der, über ein Zeitintervall Δt_{meas} gemittelte, RoCof

$$\frac{\Delta f}{\Delta t}|_{Sekante} = \frac{f(t) - f(t - \Delta t_{meas})}{\Delta t_{meas}}.$$
 (2-13)

bestimmt. Das Zeitfenster, welches zur Schätzung angewendet wird, bestimmt die Höhe des so ermittelten RoCof. Ein geringeres Zeitfenster kann zu höheren Werten führen, [29].

Erzeugungseinheiten in den Verteilnetzen sind häufig mit sogenannten RoCoF-Relais ausgestattet, um die unzulässige Beschleunigung bzw. Abbremsen in den instabilen Betriebsbereich zu verhindern. So werden diese bei der Überschreitung definierter Frequenzgradienten vom

Größe	Einheit	Wert
Δf_{dyn}	mHz	±800
Δf_{stat}	mHz	± 200
RoCoF	${ m Hzs^{-1}}$	2
Δt_{meas}	ms	500

Tabelle 2-1: Grenzwerte für Frequenzabweichung und -gradient

Netz getrennt. Die Gefahr einer Teilnetzbildung (vgl. Kapitel 2-2-2) steigt beim Auftreten hoher Werte.

In Deutschland wurde bisher kein einzuhaltender einheitlicher Grenzwert für den RoCoF festgelegt, [25]. Die ENTSO-E fordert in einem Leitfaden aus dem Jahr 2017 [31] einen Grenzwert in Höhe von $2\,\mathrm{Hz}\,\mathrm{s}^{-1}$ für einen, mit dem Messfenster 500 ms ermittelten, RoCoF. Eine Übersicht über die in dieser Arbeit verwendeten Grenzwerte ist in Tabelle 2-1 gegeben.

2-2-2 Aktuelle und zukünftige Herausforderungen

Die Übertragungsnetzbetreiber erfüllen die Aufgabe, Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie stets im Gleichgewicht und so die Frequenz konstant zu halten. Ziel ist es Frequenzstabilität zu gewährleisten, also die Fähigkeit des Systems, auch nach einer schweren Störung des Wirkleistungsgleichgewichts, eine stationäre Netzfrequenz wiederherzustellen. Dies wird erreicht, indem zum einen die intrinsischen Mechanismen des elektrischen Netzes genutzt werden und zum Anderen Regelenergie über Ausschreibungen verschafft wird, [32]. Die Momentanreserve gleicht, gemäß Abschnitt 2-1-1, Abweichungen des Wirkleistungsgleichgewichts kurzzeitig aus, bevor mithilfe der Leistungs-Frequenzregelung die Frequenz stabilisiert und wieder auf ihren Nennwert zurückgeführt wird. Neben der Momentanreserve, zählt auch die Frequenzabhängigkeit der Lasten zu den intrinsischen Mechanismen des elektrischen Netzes. Die zeitliche Abfolge der Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung sind in Abbildung 2-8 qualitativ dargestellt.

Der Zusammenhang zwischen dynamischem Frequenzverlauf und der Leistungserbringung durch Momentanreserve (Inertial), Primärreserve (FCR) und Frequenzabhängigkeit der Lasten (Load-selfreg) ist in Abbildung 2-9 dargestellt. Dargestellt ist der unterfrequente Fall, bei dem eine plötzliche Lasterhöhung bzw. ein Kraftwerksausfall zu einem Absinken der Netzfrequenz führt. Die sofortige Deckung der Wirkleistungsdifferenz durch die Momentanreserve und die zeitlich verzögerte Aktivierung der Primärregelung werden hier deutlich. Ein weiterer Teil der auftretenden Wirkleistungsdifferenz wird durch die verminderte Wirkleistungsaufnahme der motorischen, netsynchron laufenden Lasten gedeckt.

Wie in Abschnitt 2-1-2 sinkt, durch den kontinuierlichen Rückgang konventioneller Kraftwerksleistung und den Ausbau umrichterbasierter Erzeuger der EE, die im System inhärent vorhandene Trägheit und somit die Momentanreserve. Die Herausforderung liegt daher darin, die Frequenzstabilität weiterhin zu gewährleisten. In verschiedenen Studien wurden die Auswirkungen einer reduzierten Systemträgheit auf die Frequenzstabilität untersucht, [6], [25], [22].

2-2 Frequenzstabilität 15

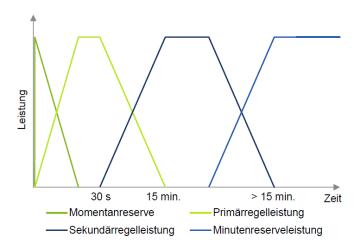


Abbildung 2-8: Zeitlicher Ablauf der Momentanreserve und Regelleistung, [6]

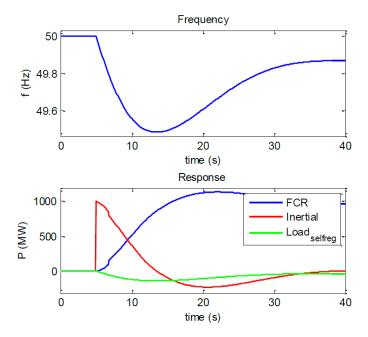


Abbildung 2-9: Frequenz und Wirkleistungsverlauf der Momentanreserve (Inertial), Primärreserve (FCR) und Frequenzabhängigkeit der Lasten (Load-selfreg) infolge eines Wirkleistungssprungs, [6]



Abbildung 2-10: Länderspezifischer Beitrag zur Systemträgheit im Jahr 2025, [2]

Die Analysen zeigen, dass im Falle eines normativen Ausfalls keine unzulässig hohen Frequenzgradienten im Jahr 2035 bzw. 2040 zu erwarten sind. Jedoch kann es zu Grenzwertverletzungen der dynamischen Frequenzabweichung kommen, woraus ein Handlungsbedarf abgeleitet wird.

Anders stellt sich die Lage für den Fall einer möglichen Teilnetzbildung dar. Hierbei führen grössere Störungen zu einer Aufteilung des synchronen Verbundsystems in mehrere Teilsysteme, [33]. In einem Teilnetz kann es beispielsweise zu weit geringerern Netzanlaufzeitkonstanten kommen als im gesamten kontinentaleuropäischen Verbundsystem. Ebenfalls kann das Verhältnis von Störleistung zu Gesamtlast weitaus höher ausfallen und die vorgehaltene Primärregelleistung steht nur noch anteilig zur Verfügung, [21].

Abbildung 2-10 zeigt den erwarteten Beitrag zur Systemträgheit durch die einzelnen europäischen Länder im Jahr 2035, [2]. Rot gekennzeichnet sind die Länder, die mit einer Netzanlaufzeitkonstante von $T_A < 4$ s, lila diejenigen die mit 4s $< T_A < 6$ s, schwarz, diejenigen, die mit 6s $< T_A < 8$ s und grün, diejenigen, die mit $T_A > 8$ s zur Systemträgheit beitragen. Hieraus kann qualitativ abgeleitete werden, dass im Falle einer Teilnetzbildung, in Gebieten mit geringer Netzanlaufzeitkonstante eine Gefahr für hohe Frequenzgradienten besteht. Daher ist grundsätzlich die geographische Diversifikation von Momentanreservequellen anzustreben.

2-3 Regelungstechnische Grundlagen

Im Folgenden werden die angewandten Regelungstechnischen Grundlagen erläutert. Die Bestimmung der Eigenfrequenz des Regelkreises ohne VT-Regler wird genutzt, um die Limitierung des Modells auf niedrigfrequente Schwingungen aufzuzeigen. Für den Entwurf des VT-Reglers als digitaler Regler, ist dessen Diskretisierung und die Wandlung des kontinuierlichen Eingangssignals in ein diskretes notwendig. Die aufgeführte Begriffsdefinition der robusten Regelung dient dem Verständnis der Zielvorgabe, eine robuste Reglerparametrierung zu ermitteln.

2-3-1 Bestimmung der Eigenfrequenz

Ein System mit Rückkopplung, abgebildet in Abbildung 2-11 lässt sich zusammenfassen mit [7]

$$G(s) = \frac{Gs}{1 + GsGs_2} \tag{2-14}$$

Das Verzögerungsglied zweiter Ordnung (PT2 Glied) hat die Übertragungsfunktion [8]

$$G(s) = \frac{1}{T^2 s^2 + 2DT s + 1} \tag{2-15}$$

Aus dieser Darstellung kann die Eigenfrequenz

$$w_n = \frac{1}{T} \tag{2-16}$$

des Systems ermittelt werden. Anhand der Eigenfrequenz kann bestimmt werden, welche Frequenzen mithilfe eines modellierten Systems abgebildet werden. Frequenzen, welche höher sind als die Eigenfrequenz, werden durch das Modell nicht abgebildet.

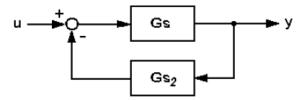


Abbildung 2-11: Blockschaltbild eines Systems mit Rückkopplung, [7]

2-3-2 Zeitdiskrete Systembeschreibung

Bei zeitdiskreten Systemen handelt es sich um Systeme bei denen die Eingangs,- Ausgangs-, und Zustandsgrößen nicht kontinuierlich sondern zu bestimmten, diskreten Zeitpunkten k betrachtet werden [34]. Sie können zum Beispiel durch die Abtastung zeitkoninuierlicher Systeme entstehen. Werden zeitkontuierliche Signale (analoge Messgrößen) auf einem digitalen Regler weiterverarbeitet, bestimmt die Abtastrate des analogen Signals die Genauigkeit der Analog-Digital-Wandlung. Hierbei handelt es sich stets um eine, mit numerischen Fehlern behaftete, Approximation.

Um Informationsverlust zu vermeiden ist die Abtastrate genügend klein zu wählen. Wird sie zu groß gewählt, kann der, als Aliasing bekannte Effekt entstehen, welcher in Abbildung 2-12 dargestellt ist. Das Shannon-Abtast-Theorem besagt, dass die Frequenz, mit der das kontinuierliche Signal abgetastet wird, mindestens doppelt so hoch sein soll, wie die höchste im System vorkommende Frequenz:

$$f > 2f_{max} \tag{2-17}$$

In der Praxis wird ein Faktor 10 gewählt. Diese zeitdiskreten Systeme werden mithilfe von Differenzengleichungen beschrieben. Die Änderung einer Variable, deren Ableitung nach der Zeit, kann im diskreten Bereich lediglich approximiert werden [35]. Eine hier anwendbare Methode ist das implizite Euler-Verfahren. Der Differenzialquotient

$$\dot{y}(t) = \frac{dy}{dt} \tag{2-18}$$

wird durch den Differenzenquotienten

$$\Delta y(k) = \frac{y(k) - y(k-1)}{T} \tag{2-19}$$

approximiert, [36].

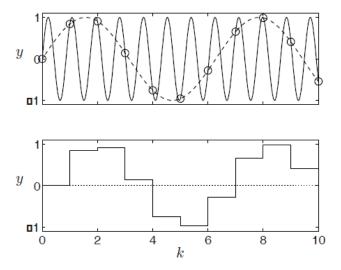


Abbildung 2-12: Aliasing-Effekt, [8]

2-3-3 Robuste Regelung - Begriffsdefinition

Das Modell einer Regelstrecke ist immer eine Annäherung an die Wirklichkeit und beinhaltet Vereinfachungen und Annahmen [37]. Die Abweichungen zwischen Modellverhalten und Verhalten der realen Regelstrecke werden Modellunsicherheiten genannt. Diese entstehen aufgrung von unmodellierter Dynamik, durch Linearisierung nicht-linearer Systeme und durch parametrische Unsicherheiten, z. B. aufgrund von variierenden Konditionen. Das Ziel einer robusten Regelung ist es, gewünschte Eigenschaften trotz variierendem oder unvollständiger

Kenntnis des Streckenverhaltens zu erreichen, [35]. Für eine Robustheitsanalyse sind die zu erfüllende Eigenschaft und die Klasse der Modellunsicherheiten zu definieren.

Die Systemtheorie ist nahezu vollständig beschrieben für lineare Systeme und beschreibt analytische Methoden der Robustheitsanalyse [34]. Für nichtlineare Systeme müssen andere Vorgehensweisen genutzt werden, zum Beispiel heuristische Verfahren der Multikriteriellen Optimierung und grafische, simulationsgestützte Analysen.

2-4 Multikriterielle Optimierung

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden Teilbereiche der Multikriteriellen Optimierung angewendet, welche im Anschluss erläutert werden.

2-4-1 Problemformulierung

Die Reglerparametrierung kann als Optimierungsproblem definiert werden. Hierbei werden zunächst Entscheidungsvariablen $\Theta = [\Theta_1, \dots, \Theta_n]$ und die Zielfunktion $J = [J_1(\Theta), \dots, J_m(\Theta)]$ definiert, [9]. Gibt es mehr als eine Zielfunktion, handelt es sich um ein Multikriterielles Optimierungs Problem (MOP), festgelegt als:

$$\min_{\Theta} J = [J_1(\Theta) \dots, J_m(\Theta)]$$

$$st:$$

$$\underline{\Theta_i} \le \Theta_i \le \overline{\Theta_i}, \ i = [1, \dots, n].$$
(2-20)

Da die Zielfunktion eine Minimierung beschreibt, wird sie im Folgenden als Kostenfunktion bezeichnet. Die verschiedenen Anforderungen, welche die Regelung erfüllen soll, sind oftmals mit einem Zielkonflikt behaftet. Dies bedingt, dass es bei mehreren Zielfunktionen, keine eindeutig optimale Lösung gibt.

Eine Möglichkeit ein MOP zu lösen ist der GFCL (Generate First Choose Later)-Ansatz. Es wird ein Set von Lösungen bereitgestellt, von denen keine besser ist als die andere. Diese Menge an Optima ist bekannt als das Pareto-Set oder Pareto-Front, [9]. Durch die Definition weiterer Einschränkungen und die Gewichtung der einzelnen Zielfunktionen, kann dann eine finale Lösung ausgewählt werden. So kann nach dem GFCL-Ansatz ein besseres Verständnis der Zielkonflikte erlangt werden, da keine Gewichtung der einzelnen Zielfunktionen im Vorfeld angewendet wird.

Die Anwendung der multikriteriellen Optimierung sieht also folgende Schritte vor: Zunächst erfolgt die Problembeschreibung sowie die Auswahl der Zielfunktionen und der Entscheidungsvariablen, die mit den jeweiligen oberen und unteren Grenzen den Parameterraum bilden. Anschließend kann ein Optimierungs-Algorithmus angewendet werden, der ein Set an Pareto-Optima ausgibt, welche eine Näherung der Pareto-Front darstellen. Als letztes folgt die sogenanntente multikriterielle Entscheidungs-Findung, die Auswahl einer finalen Lösung.

Im Rahmen dieser Arbeit wird kein Optimierungs-Algorithmus angewendet. Dieser könnte die Reglerparameter für eine bestimmte Netzsituation optimieren. Mit dieser Arbeit wird allerdings eine im gesamten Parameterraum robuste Parametrierung angestrebt. Es werden daher nur Teilbereiche der multikriteriellen Optimierung angewendet. Die Beschreibung der Kostenfunktionen wird analog der hier definierten Nomenklatur durchgeführt. Die Entscheidungsvariablen beinhalten die Reglerparameter sowie auch die Netzparameter. Ebenso wird eine Visualisierung mithilfe von Level Diagrammen, welche im Anschluss beschrieben ist, durchgeführt. Mithilfe der Visualisierung werden Erkenntnisse über den Einfluss der Parameter auf die Kostenfunktionen und das Identifizieren einer möglichst robusten Reglerparamtetrierung angestrebt.

2-4-2 Visualisierung mit Level Diagrammen

Im letzten Schritt der multikriteriellen Optimierungsprozedur nach dem GFCL Ansatz,wird die Analyse der gefundenen Lösungen durchgeführt. Eine Visualisierung ist hierbei ein nützliches Werkzeug. Eine Möglichkeit der Visualisierung im mehrdimensionalen Raum bieten Level-Diagrammme, [9].

Jede Kostenfunktion $J_i(\Theta)$ wird normiert $\hat{J}_i(\Theta)$ in Bezug auf ihre minimalen und maximalen Werte. Auf jeden normierten Kosten Vektor

$$\hat{J}_{i}(\Theta) = \frac{J_{i}(\Theta) - J \stackrel{min}{i}}{J \stackrel{max}{i} - J \stackrel{min}{i}}, \qquad i \in [1, \dots, m]$$
(2-21)

wird eine p-Norm angewendet. So kann die jeweilige Distanz zur idealen Lösung $(J^{ideal} = J^{min})$ ausgewertet werden. Verwendet werden können die Normen

$$||\hat{J}(\Theta)||_1 = \sum_{i=1}^m \hat{J}_i(\Theta),$$
 (2-22)

$$||\hat{J}(\Theta)||_2 = \sqrt{\sum_{i=1}^m \hat{J}_i(\Theta)^2},$$
 (2-23)

$$||\hat{J}(\Theta)||_{\infty} = \max \hat{J}_i(\Theta). \tag{2-24}$$

Die 2-Norm, Euklidische Norm genannt, wird in dieser Arbeit verwendet. Es wird ein zweidimensionales Diagramm für jedes geordnete Paar der Kostenfunktionen $(J_i(\Theta), ||\hat{J}(\Theta)||_p)$ und der Entscheidungs-Variablen $(\Theta_l, ||\hat{J}(\Theta)||_p)$ ausgegeben, insgesamt n+m Diagramme. Der Vorteil ist, dass so jede Lösung denselben y-Wert in allen Diagrammen hat und so Vergleichbarkeit gegeben ist, siehe Abbildung 2-13. Ebenfalls ist so Information aus dem Zielfunktions-Raum direkt mit dem Entscheidungs-Raum verbunden. Je kleiner der Wert der Norm, desto näher ist die Lösung an der idealen Lösung.

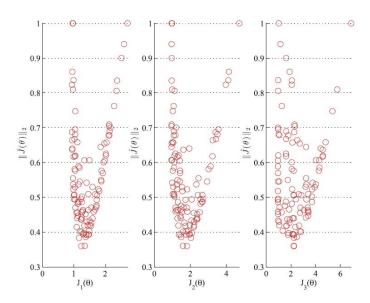


Abbildung 2-13: Level-Diagramm zur Visualisierung der Pareto Front, [9]

Modellbildung

Im Folgenden wird die Modellierung eines elektrischen Netzes anhand eines Bilanzmodells erläutert. Für die Abbildung des Frequenz-Leistungsverhalten des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes mithilfe des Bilanzmodells werden Systemträgheit, Frequenzabhängigkeit der Lasten sowie die Primärregelung modelliert. Die getroffenen Annahmen schließen eine Untersuchung der elektro-magnetischen Oszillationen im Frequenzverlauf aus. Auf die weiteren Limitierungen, welche sich durch die hierbei getroffenen Annahmen, den nichtlinearen Regler sowie den Einsatz eines Differenzierers ergeben, wird im Anschluss näher eingegangen. Ebenso wird aufgezeigt, welche Modellparameter mit Unsicherheiten behaftet sind. Anschließend ist die Implementierung von Netz- und Reglermodell in Simulink erläutert.

3-1 Bilanzmodell des elektrischen Netzes

Im sogenannten Bilanz- oder Punktmodell des Netzes wird die Gesamtbilanz von erzeugter und abgegebener Leistung, unabhängig vom Netzaufbau, abgebildet, [10, 11, 38]. Es wird von der ENTSO-E für Untersuchungen des dynamischen Frequenz-Leistungsverhaltens des Verbundnetzes unter Einbindung von virtueller Trägheit vorgeschlagen, [1].

3-1-1 Getroffene Annahmen und Struktur

Für die Beschreibung des dynamischen Frequenz-Wirkleistungsverhaltens des Verbundnetzes mithilfe des Bilanzmodells werden folgende Annahmen getroffen, [38]:

- alle Synchronmaschinen im Netz verhalten sich kohärent, d.h. sie sind statisch und transient stabil und haben den gleichen Polradwinkel,
- Polradschwingungen werden vernachlässigt,
- Netzstruktur ist ungestört,

24 Modellbildung

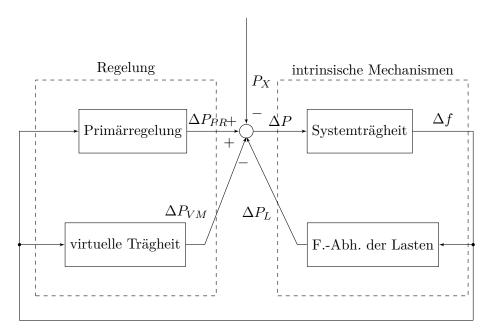


Abbildung 3-1: Blockschaltbild des Regelkreises, angelehnt an [10]

- Zeitbereich: 0s < t < 60s,
- kleine Laständerungen ($\Delta P < 5\%$),
- vereinfachte Darstellung des Verbundnetzes als Inselnetz.

In Abbildung 3-1 ist das Blockschaltbild des Regelkreises dargestellt. In der rein bilanziellen Betrachtung entfällt die Modellierung einzelner Erzeuger und Verbraucher. Der Leistungssprung P_X , welcher das Wirkleistungsungleichgewicht ΔP im elektrischen Netz hervorruft, erzeugt im Bilanzmodell eine Änderung der Netzfrequenz Δf . Der Leistungssprung P_X wird hier für den unterfrequenten Fall in Form einer sprunghaften Erhöhung der Gesamtlast eingebracht. Dieser ist die Störgröße des Systems und wird im Folgenden Störleistung genannt. Die in Abschnitt 2-1-1 vorgestellte Systemträgheit sowie die Frequenzabhängigkeit der Last (intrinsiche Mechanismen) werden modelliert. Ebenso die zu modellierende Regelung, wird entsprechend des Untersuchungsziels ergänzt. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sind dies die Primärregelung sowie im weiteren Verlauf die virtuelle Trägheit.

3-1-2 Modellierung der Systemträgheit

Die Schwingungsgleichung (vgl. Gleichung 2-5) kann zur Beschreibung des dynamischen Frequenz-Leistungsverhaltens des Verbundnetzes und zur Modellierung der Systemträgheit mithilfe der, in Abschnitt 2-1-1 vorgestellten, Systemanlaufzeitkonstante $T_{A,sys}$ und Systemnennleistung $P_{n,sys}$ genutzt werden. Hierfür werden alle ans elektrische Netz angeschlossenen Synchrongeneratoren zu einem einzigen Ersatzsynchrongenerator zusammengefasst und eine mittlere Winkelgeschwindigkeit $\omega = 2\pi f$ der Läufer wird eingeführt, [10]. Da aufgrund der angenommenen kleinen Laständerungen die Drehzahl in der Nähe der synchronen Drehzahl verbleibt $\omega(t) \approx \omega_0$, lautet die resultierende Gleichung

$$\frac{T_{A,sys}P_{n,sys}}{f_0}\frac{df}{dt} = P_T - P_L,$$

$$= P_{T0} + \Delta P_T - P_{L0} - \Delta P_L,$$

$$= \Delta P_T - \Delta P_L,$$

$$= \Delta P. \tag{3-1}$$

Die elektrische Leistung P_e des einzelnen Synchrongenerators entspricht dann der Gesamtlast P_L im Netz und die mechanische Leistung P_m der Gesamterzeugung, ausgedrückt als Turbinenleistung P_T . Gesamtlast P_{L0} und Gesamterzeugung P_{T0} sind im stationären Arbeitspunkt, vor Eintritt der Störung, gleich hoch und entsprechen der Systemnennleistung

$$P_{n.sus} = P_{T0} = P_{L0}. (3-2)$$

Die Höhe des Wirkleistungsungleichgewichts ΔP wird demnach als Differenz der Änderung von Gesamterzeugung ΔP_T und Gesamtlast ΔP_L als Gesamtbilanz ausgedrückt.

3-1-3 Modellierung der Frequenzabhängigkeit der Lasten

Bei einem auftretenden Wirkleistungsungleichgewicht ändert sich die gesamte vom Netz aufgenommene Leistung um ΔP_L

$$\Delta P_L = \Delta P_{FL} + P_X,\tag{3-3}$$

die Summe aus Freqenzabhängigkeit der Lasten ΔP_{FL} und Störleistung P_X . Für die Bestimmung des Frequenzverhaltens der Lasten in der Nähe der Nennfrequenz

$$\Delta P_{FL} = k_L \Delta f \tag{3-4}$$

wird die Lastleistungszahl k_L eingeführt, welche in [MW Hz⁻¹] angegeben wird. Sie beschreibt die Frequenzabhängigkeit der Verbraucherleistung und gibt Auskunft über die Lastzusammensetzung im Verbundnetz. Abbildung 3-3 zeigt die Lastkennlinie (LKL) im Frequenz-/ Wirkleistungsdiagramm in der Nähe des Arbeitspunktes, d.h. in der Nähe der synchronen Drehzahl, die der Nennfrequenz des Netzes entspricht. Die Steigung der LKL ist der Kehrwert der Lastleistungszahl und wird auch als Statik bezeichnet. Je höher der Anteil motorischer Lasten, welche die Frequenzabweichung im Falle eines Wirkleistungsungleichgewichts dämpfen, desto höher k_L .

3-1-4 Modellierung der Primärregelung

Die Primärregelung ist als Leistungs-Frequenz-Regelung der Turbinen in den thermischen und hydraulischen Kraftwerken als reine Proportionalregelung ausgeführt, [38]. Daher verbleibt bei der Ausregelung eine endliche Regelabweichung. Die Primärregler werden vereinfacht durch ein PT1-Glied mit der Übertragungsfunktion, [11]

$$\underline{F_P} = \frac{\Delta P_{PR}(s)}{\Delta f(s)} = \frac{-k_P}{1 + sT_P} \tag{3-5}$$

26 Modellbildung

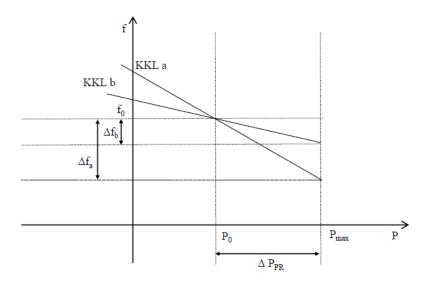


Abbildung 3-2: Kraftwerkskennlinie zwei primärgeregelter Kraftwerke mit unterschiedlicher Statik, angelehnt an [11]

nachgebildet. Analog zur Lastleistungszahl wird die Reglerleistungszahl k_P für die Kennzeichnung dieses Proportionalverhaltens verwendet, [10]. Für den eingeschwungenen stationären Zustand (s \to 0 bzw. t \to ∞) ist die Höhe der eingespeisten Primärregelleistung

$$\Delta P_{PR} = -k_P \Delta f,\tag{3-6}$$

das Produkt aus Reglerleistungszahl und Frequenzdifferenz. Die Höhe von k_P legt die Höhe der verbleibenden Regelabweichung und somit die Höhe der quasistationären Frequenzabweichung fest. Die gesamte Primärregelleistung wird auf die Regelkraftwerke entsprechend ihrer Statik

$$s = \frac{\Delta f/f_0}{\Delta P/P_0},$$

$$= \frac{1}{k_P} \frac{P_0}{f_0}$$
(3-7)

aufgeteilt, [11]. Die Statik bestimmt die Steigung der Kraftwerkskennlinie (KKL), die in Abbildung 3-2 für zwei unterschiedliche Kraftwerke dargestellt ist. Für Kraftwerke ohne Primärregelung stellt sich die Kraftwerkskennlinie als senkrechte Gerade dar. Je größer k_P ist, desto flacher die Kennlinie und desto höher die Beteiligung des Kraftwerks an der Primärregelung.

3-1-5 Vollständige Modellbeschreibung

Unter Einbeziehung von Gleichung 3-1, 3-3, 3-4 und 3-6 wird das resultierende Bilanzmodell von Netz, Last und Primärregelung beschrieben mit:

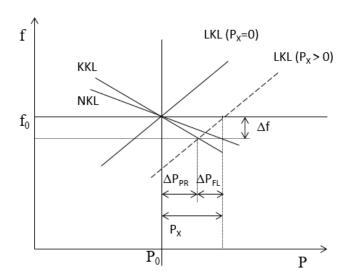


Abbildung 3-3: Last-, Kraftwerks- und Netzkennlinie nach Abschluss der Primärregelung, angelehnt an [10]

$$\frac{T_{A,sys}P_{n,sys}}{f_0}\frac{df}{dt} = P_T - P_L,$$

$$= \Delta P_{PR} - \Delta P_{FL} - P_X,$$

$$= -k_P \Delta f - k_L \Delta f - P_X,$$

$$= -k_N \Delta f - P_X.$$
(3-8)

Die Netzleistungszahl

$$k_N = k_L + k_P \tag{3-9}$$

ergibt sich aus der Summe von Reglerleistungszahl k_P und Lastleistungszahl k_L . Da sie abhängig ist von der momentanen Erzeuger- und Lastzusammensetzung im elektrischen Netz, ist sie zeitlich veränderlich. Ihr Kehrwert bestimmt die Steigung der Netzkennlinie (NKL). Die nach Abschluss der Primärregelung verbleibende quasistationäre Frequenzabweichung

$$\Delta f = -\frac{P_X}{k_N} \tag{3-10}$$

kann aus der Störleistung und der Netzleistungszahl bestimmt werden. In Abbildung 3-3 sind die stationären eingeschwungenen Zustände vor und nach Abschluss des Primärregelvorgangs nach dem Auftreten einer Störleistung P_X mit Hilfe der Kennlinien dargestellt. Der Schnittpunkt von LKL und KKL stellt den stationären Arbeitspunkt bei Nennfrequenz f_0 und den Leistungen $P_{T0} = P_{L0}$ dar. Beim Auftreten einer positiven Störleistung (Lastzuschaltung), verschiebt sich die LKL um den Betrag der Störleistung nach rechts. Der neue Schnittpunkt mit der KKL ergibt den sich neu einstellenden stationären Arbeitspunkt nach Abschluss des Primärregelvorgangs. Die Frequenz im neuen Arbeitspunkt ist gegenüber der Nennfrequenz um die quasistationäre Frequenzabweichung $\Delta f < 0$ verringert.

28 Modellbildung

Im neuen Arbeitspunkt stellt sich wieder ein Wirkleistungsgleichgewicht ein. Die Störleistung P_X wird zum einen Teil gedeckt aus der Primärregelleistung ΔP_{PR} , zum anderen aus dem Rückgang der Verbraucherleistung in Höhe von ΔP_{FL} . Die Steigungen der Kennlinien bestimmen die jeweiligen Anteile.

3-2 Dynamisches Netz- und Reglermodell

In diesem Kapitel wird zunächst die Struktur des dynamischen Netz- und Reglermodells aufgezeigt, woraufhin auf die Limitierung und Modellunsicherheiten eingegangen wird. Im Anschluss wird die Implementierung des Bilanzmodells des elektrischen Netzes unter Ergänzung des digitalen VT-Reglers in Simulink erläutert.

3-2-1 Struktur des Gesamtmodells

Wird nun das in Abschnitt 2-1 beschriebene Reglermodell ergänzt, ergibt sich das vollständige dynamische Netz- und Reglermodell, welches als Blockschaltbild in Abbildung 3-4 dargestellt ist. Primärregelung, Systemträgheit sowie die Frequenzabhängigkeit der Lasten werden, wie in den vorangegangenen Abschnitten beschrieben, modelliert. Die Wirkleistungsänderungen 1 sowie die Störleistung sind in [MW], die Frequenzänderung Δf in [Hz] angegeben. Die Höhe der durch den Batteriespeicher einzuspeisenden virtuellen Momentanreserveleistung ΔP_{VM} wird aus der aktuellen Netzfrequenz f bestimmt. Um dieses Eingangssignal zu erzeugen, wird die Nennfrequenz f_0 des Netzes zur Frequenzänderung Δf addiert.

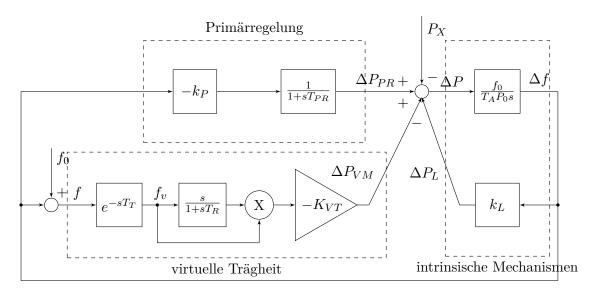


Abbildung 3-4: Blockschaltbild des gesamten Regelkreises, angelehnt an [10]

 $^{^{1}\}Delta P$, ΔP_{L} , ΔP_{PR} und ΔP_{VM}

3-2-2 Limitierung

Eigenfrequenz des Systems

Wie in Abschnitt 3-1-1 angegeben, werden im Bilanzmodell des elektrischen Netzes Polradschwingungen der Synchrongeneratoren vernachlässigt. Elektromagnetische Vorgänge (EMT) werden nicht abgebildet. Die durch das Modell abgebildeten Frequenzen, lassen sich über die Bestimmung der Eigenfrequenz des Systems ermitteln.

Die Eigenfrequenz des hier verwendeten Netz- und Lastmodells zusammen mit der modellierten Primärregelung lässt sich mithilfe der in Kapitel 2-3-1 beschriebenen Grundlagen bestimmen. Die Übertragungsfunktion des gesamten Regelkreises wird nach Gleichung 2-14 zu

$$G_{ges}(s) = \frac{f_0(T_P s + 1)}{P_0 T_A T_P s^2 + (P_0 T_A + f_0 k_L T_P) s + f_0 k_N}.$$
(3-11)

Mithilfe von Gleichung 2-15, die hier wiederholt wird

$$G(s) = \frac{1}{T^2s^2 + 2DTs + 1}$$

kann die Systemzeitkonstante

$$T = \sqrt{\frac{P_0 T_A T_P}{f_0 k_N}} \tag{3-12}$$

ermittelt werden. Mit den Parametern aus Tabelle 3-1 wird so die Eigenfrequenz

$$\omega_n = \frac{1}{T} = 0.41 \,\text{Hz}$$
 (3-13)

des Systems bestimmt. Alle Schwingungen mit höheren Frequenzen werden nicht abgebildet.

Parameter	Formelzeichen	Wert	Einheit
Nennfrequenz	f_0	50	$_{\mathrm{Hz}}$
Gesamtlast	P_0	150	GW
Netz an laufzeit konstante	T_A	10	S
Lastleistungszahl	k_L	1500	${ m MWHz^{-1}}$
Reglerleistungszahl	k_P	13500	${ m MWHz^{-1}}$
Zeitkonstante Turbine	T_{PR}	3	s

Tabelle 3-1: Parameterwerte zur Bestimmung der Eigenfrequenz

Nichtlineares System

Die nahezu vollständig beschriebene lineare Systemtheorie ist im Allgemeinen nicht auf nichtlineare Systeme anwendbar, [34]. Bei dem eingesetzten VT-Regler handelt es sich um ein nichtlineares System, sodass die Analyse der Frequenzstabilität nicht analytisch durchgeführt werden kann. Aus diesem Grund wird eine simulationsbasierte Parameterstudie durchgeführt, welche grafisch ausgewertet wird.

30 Modellbildung

Einsatz eines Differenzierers

Das verzögerungsfreie D-Glied (Differenzierer) wird beschrieben durch [8]

$$y(t) = T_D \frac{du(t)}{dt} \tag{3-14}$$

und hat die Übertragungsfunktion

$$G(s) = sT_D. (3-15)$$

Das Übertragungsverhalten des D-Glied wird durch die Ableitung der Eingangsgröße nach der Zeit beschrieben. Dadurch ergeben sich entscheidende Nachteile. Ein idealer Differenzierer ist kein kausales System und daher technisch nicht realisierbar. Bei einem kausalen System hängt das Ausgangssignal zu einem Zeitpunkt t_1 nur von Eingangswerten mit $t < t_1$ ab, [39].

Zur Berechnung der Ableitung einer Funktion werden jedoch Eingangssignale verwendet, die in der Zukunft liegen. Des weiteren verstärken Differenzierer die schnell veränderlichen Rauschanteilen analoger Signale, wodurch eine solche Systemrealisierung wenig robust ist. Um Stabilität auch bei hochfrequenten Anteilen zu erreichen, ist daher der Einsatz eines Tiefpassfilters notwendig. Dieser bringt jedoch eine weitere Zeitverzögerung ein.

Bereits in Abschnitt 2-2 wurde darauf hingewiesen, dass der RoCoF als Ableitung der Frequenz ein stark verrauschtes Signal darstellt. Dies wird dadurch verursacht, dass jede Signaländerung durch das D-Glied verstärkt wird. prinzipiell ist der Einsatz eines Differenzierers problematisch und wenn möglich zu vermeiden.

3-2-3 Parametrische Unsicherheiten

Übergeordnetes Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, eine möglichst robuste Reglerparametrierung zu ermitteln. Der VT-Regler soll die gewünschten Eigenschaften in allen vorkommenden Netzsituationen erreichen. Die Parametrierung des Bilanzmodells drückt die aktuelle Netzsituation zum Zeitpunkt des Eintritts der Störung aus. Hierbei stellen all jene Netz-Paramter, welche zeitlich veränderlich sind, parametrische Unsicherheiten dar und sind in Tabelle 3-2 aufgeführt. Sie werden als Teil der Modellunsicherheiten (vgl. Abschnitt 2-3-3) für die robuste Reglerparametrierung beachtet.

Die Netzanlaufzeitkonstante T_A ist zeitlich veränderlich und abhängig vom momentanen Anteil der Einspeisung von elektrischer Energie durch netzsynchrone Maschinen. Ein hoher Anteil von Einspeisung regenerativer Energien, generell umrichterbasiert und mit netzfrequenzentkoppelter Einspeisung, führt zu einer Abnahme der Systemträgheit und drückt sich in einer niedrigen Netzanlaufzeitkonstante aus. Das Verhalten des Reglers in einem solchen Fall zu analysieren, ist von besonderem Interesse. Auch die Netzleistungszahl ist zeitabhängig. Sie wird bestimmt durch die momentane Lastzusammensetzung und die momentan vorgehaltenen Primärreserveleistung.

Ebenfalls die durch die Frequenzschätzung eingebrachte Zeitverzögerung t_{delay} stellt eine parametrische Unsicherheit dar, da die genaue Höhe nicht bekannt ist. Sie ist abhängig von der realen Implementierung des VT-Reglers und den hier eingesetzten Hardware-Komponenten und Signalflüssen. Auch dieser Reglerparameter wird somit in der anschließenden simulationsbasierten Parameterstudie in festgelegten Grenzen variiert, um einen maximalen Wert zu ermitteln, für den der VT-Regler noch die gewünschten Eigenschaften erreicht.

Die Zeitkonstante des Tiefpassfilters T_R sowie der Verstärkungsfaktor K_{VT} bilden die einzustellenden Reglerparameter. Sie sind in Tabelle 3-2 aufgeführt, da sie ebenfalls als Teil des mehrdimensionalen Parameterraums variiert werden, um die robuste Reglerparametrierung durch die grafische Auswertung der Simulationsergebnisse heuristisch anzunähern. Näher beschrieben ist der Parameterraum in Abschnitt 4-2.

	Formelzeichen	Einheit
Netz-Parameter		
Netzanlaufzeitkonstante	T_A	S
Lastleistungszahl	k_L	${ m MWHz^{-1}}$
Reglerleistungszahl	k_P	$ m MWHz^{-1}$
Regler-Parameter		
Messverzögerung Frequenzschätzung	t_{delay}	s
Verstärkungsfaktor VT-Regler	K_{VT}	-
Zeitkonstante Tiefpassfilter	T_R	S

Tabelle 3-2: Netz- und Regler-Parameter mit parametrischen Unsicherheiten

3-2-4 Implementierung in Simulink

Im Hinblick auf die Implementierung des Reglers auf einem Mikrocontroller ist der Entwurf als digitaler Regler sinnvoll. In Anhang B-2 ist das Blockschaltbild der Implementierung des VT-Reglers in Simulink ersichtlich.

Das Eingangssignal f passsiert zunächst einen Transport-Delay-Block, welcher die eingebrachte Zeitverzögerung t_{delay} repräsentiert. Weiterhin wird ein Zero-Order-Hold Block, ein Halteglied nullter Ordnung, eingesetzt, welcher das kontinuierliche Eingangssignal mit einer festgelegten Abtastrate diskretisiert. Die Diskretisierung des Reglers wird mithilfe des impliziten Euler-Verfahrens durchgeführt, vgl. Kapitel 2-3-2. In Simulink wird ein Zero-Order-Hold Block, ein Halteglied nullter Ordnung, eingesetzt, welcher das kontinuierliche Eingangssignal mit einer festgelegten Abtastrate diskretisiert. Der Memory-Block dient der Speicherung des Wertes des vorangegangenen Abtastschritt. Dieser wird dann vom aktuellen Wert subtrahiert. Die Division durch den jeweiligen Zeitschritt Δt in Höhe des festgelegten Abtastintervalls setzt dann einen diskreten Differenzierer nach dem impliziten-Euler-Verfahren (vgl. Abschnitt 2-3-2) um. Der Initialwert des Memory-Block wird auf die Netzfrequenz vor Eintritt der Störung (50 Hz) eingestellt. Der so ermittelte RoCoF wird durch den Einsatz eines Tiefpassfilters geglättet und mit f_v sowie im Anschluss mit $-K_{VT}$ multipliziert, wodurch das Ausgangssignal des VT-Reglers ΔP_{VM} bestimmt wird. Die Einstellungen des Solvers zur Durchführung der Simulationen sind in Tabelle 3-3 ersichtlich.

Dem Nyquist-Shannon-Abtasttheorem, vgl. Kapitel 2-3-2, zufolge ist die Abtastrate mindestens doppelt so hoch zu wählen, wie die höchste Frequenzkomponente, um Informationsverlust zu vermeiden. Die Höhe des Abtastintervalls wird in der Praxis, in Hinblick auf numerische

32 Modellbildung

Stabilität, um Faktor 10 kleiner als die Eigenfrequenz gewählt. Mit der in Abschnitt 3-2-2 bestimmten Eigenfrequenz des Systems in Höhe von $w_n=0.41\,\mathrm{Hz}$, wird das Abtastintervall mit maximal $t_s=\frac{1}{10w_n}=0,25\,s$ ermittelt. Im Hinblick auf die Implementierung des Reglers wird das Abtastintervall in Höhe der Rechenzeit des Mikrocontrollers gewählt, wodurch Aliasing ausgeschlossen ist.

Parameter	Einstellung
Simulation time	$50\mathrm{s}$
Solver Type	Fixed-step
Solver	ode2(Heun)
Fixed-step size	$2\times 10^{-4}\mathrm{s}$

Tabelle 3-3: Übersicht der verwendeten Simulationsparameter

Kapitel 4

Simulation

Die durchgeführten Simulationen dienen der Beantwortung folgender, in Kapitel 1 aufgestellten, Forschungsfragen:

- Lässt sich eine robuste Reglerparametrierung ermitteln, für die eine destabilisierende Wirkung des VT-Reglers auf den Frequenzverlauf infolge eines plötzlichen Wirkleistungsungleichgewichts im elektrischen Netz ausgeschlossen werden kann?
- Welche ist hierbei die maximal zulässige durch Frequenzschätzung, Signalverarbeitung und Datenübertragung eingebrachte Zeitverzögerung?
- Lassen sich Grenzbereiche bei Systemträgheit und Zeitverzögerung identifizieren und quantifizieren, für die der Einsatz des VT-Reglers die Frequenzstabilität erhöht?

Im Anschluss werden zunächst der Parameterraum und die Kostenfunktionen aufgestellt. Die Monte-Carlo Simulationen werden zu Beginn mit Variation der festgelegten Parameter im gesamten Parameterraum durchgeführt, welcher dann entsprechend der gewonnenen Erkenntnisse weiter eingeschränkt wird. Hierbei werden jeweils eine große Anzahl an Simulationen durchgeführt, wobei jede Simulation für ein Parameterset durchgeführt wird. Die Werte der einzelnen Parameter werden mittels Zufallszahlen generiert, sodass die einzelnen Parametersets eine Vielzahl an möglichen Kombinationen der Netz- und Reglerparameter repräsentieren. Die Visualisierung der Simulationsergebnisse erfolgt mithilfe von Level-Diagrammen. Anschließend werden Szenarien entworfen, in denen die Frequenzverläufe für eine jeweils bestimmte Parametrierung grafisch und numerisch ausgewertet werden. Generell erfahren, im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung, die Grenzen der Wertebereiche, welche eine problematische Netzsituation in Bezug auf die Frequenzstabilität repräsentieren, besondere Beachtung.

4-1 Aufstellung der Kostenfunktionen

Wie in Abschnitt 2-4-1 beschrieben, erfolgt bei der Anwendung einer multikriteriellen Optimierung zunächst die Problembeschreibung sowie die Auswahl der Kostenfunktionen

$$J = [J_1(\Theta), \dots, J_m(\Theta)]$$

und Entscheidungsvariablen

$$\Theta = [\Theta_1, \dots, \Theta_n].$$

Hierbei entspricht ein möglichst kleiner Wert der Kostenfunktion dem gewünschten Verhalten des Reglers ($J^{min} = J^{ideal}$). Die Indikatoren für das gewünschte Verhalten des VT-Reglers werden nach [40] und den allgemeinen Vorgaben durch die ENTSO-E festgelegt mit:

- Geringer RoCoF (J1),
- geringe dynamische Frequenzabweichung (J2),
- geringe Einschwingzeit (J3),
- geringe Standardabweichung (J4).

Die Standardarbweichung wird herangezogen, da ein Überschwingen der Sprungantwort ein unerwünschtes Verhalten darstellt. Eine Einschwingzeit in Höhe der Simulationsdauer zusammen mit einer hohen Standardabweichung dient dem Nachweis der Instabilität der Regelstrecke.

Die erste Kostenfunktion wird somit definiert als

$$J_1(\Theta) = \max \left| \frac{\Delta f(\Theta)}{\Delta t_{meas}} \right| \tag{4-1}$$

als der maximale Betrag des RoCoF , wobei gemäß Abschnitt 2-2-1 $\Delta t_{meas} = 500\,\mathrm{ms}$ festgelegt wird.

Die zweite Kostenfunktion

$$J_2(\Theta) = \max|f(t,\Theta) - f_0| \tag{4-2}$$

ist der maximale Betrag der Frequenzabweichung von der Nennfrequenz f_0 . Die dritte Kostenfunktion

$$J_3(\Theta) = t_{98\%}(\Theta) \tag{4-3}$$

definiert die Einschwingzeit als die Zeit, welche die Frequenz f(t) braucht, um in den Bereich innerhalb von 2 % des Endwertes zu gelangen.

Die vierte Kostenfunktion

$$J_{A}(\Theta) = STD(f(\Theta)) \tag{4-4}$$

definiert die Standardabweichung der Frequenz. Die Entscheidungsvariablen, welche mit den jeweiligen unteren und oberen Grenzen den Parameterraum aufspannen, sind im Folgenden aufgeführt.

4-2 Aufstellung des Parameterraums

Die Entscheidungsvariablen

$$\Theta = [T_A, k_L, k_P, t_{delay}, K_{VT}, T_R]$$

$$\tag{4-5}$$

sind mit den jeweiligen unteren Θ_l und oberen $\overline{\Theta_l}$ Grenzen in Tabelle 4-1 aufgeführt. Wie bereits in Abschnitt 3-2-3 erläutert, bilden sowohl Netz- als auch Regler-Parameter den Parameterraum. Da keine optimale sondern eine robuste Reglerparametrierung angestrebt wird, wird kein Optmierungsalgorithmus angewendet. Es werden die einzustellenden Reglerparameter als Teil des Parameterraums betrachtet und so mithilfe der Visualisierung die robuste Parametrierung grafisch ermittelt. Physikalische und technische Grenzen bestimmen die Wertebereiche der einzelnen Entscheidungsvariablen.

Wie in Abschnitt 2-1-2 aufgezeigt wurde, beträgt die für das Jahr 2025 erwartete minimale in einer Stunde des Jahres vorkommende Netzanlaufzeitkonstante $T_A = 4.4\,\mathrm{s}$ bzw. $T_A = 3\,\mathrm{s}3\,\mathrm{s}$ für das Jahr 2040. T_A wird zunächst in den Grenzen 1 s bis 10 s variiert, wobei Netzsituationen niedriger Systemträgheit besonders untersucht werden. Wie bereits erwähnt, werden generell diejenigen Grenzen der Wertebereiche der Parameter analysiert, für welche die Frequenzstabilität des elektrischen Netzes im Falle eines plötzlichen Wirkleistungsungleichgewichts gefährdet ist. Es wird demnach stets ein Schwachlastszenario mit einer Gesamtlast in Höhe von $P_0 = 150\,\mathrm{GW}$ zugrunde gelegt. Ist von einer Worst-Case-Betrachtung die Rede, werden jeweils die unterern Grenzen des Wertebereichs von T_A , k_L und k_N sowie die obere Grenze des Wertebereichs von t_{delay} herangezogen.

Der Selbstregeleffekt der Lasten k_L kann nach [5] mit $1\% \, \mathrm{Hz}^{-1}$ angenommen werden, was als minimale Abschätzung anzusehen ist. In der Realität können deutlich höhere Werte vorkommen [6]. Der Wert wird daher zwischen $1\% \, \mathrm{Hz}^{-1}$ und $4\% \, \mathrm{Hz}^{-1}$ variiert. Das entspricht in einer Schwachlastsituation mit $k_L = 1500 \, \mathrm{MW \, Hz}^{-1}$ bis $k_L = 6000 \, \mathrm{MW \, Hz}^{-1}$. Die ENTSO-E schreibt eine minimale Netzleistungszahl des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes von $k_N = 15\,000 \, \mathrm{MW \, Hz}^{-1}$ vor, [5]. Damit ist die Frequenzabweichung für den Referenzfall eines Kraftwerksausfalls in Höhe von $3000 \, \mathrm{MW}$

$$\Delta f = -\frac{3000\,\mathrm{MW}}{15\,000\,\mathrm{MW\,Hz^{-1}}} = -0.2\,\mathrm{Hz}$$

auf die vorgeschriebene maximale quasistationäre Frequenzabweichung begrenzt. Die minimal vorzuhaltende Primärregelleistung ist somit $k_P = 13\,500\,\mathrm{MW\,Hz^{-1}}$, wobei der durchschnittliche Wert 2009 nach [5] bei $k_P = 19\,500\,\mathrm{MW\,Hz^{-1}}$ lag.

Die Parameter des VT-Reglers sind die Zeitverzögerung t_{delay} , der Verstärkungsfaktor K_{VT} und die Zeitkonstante des Tiefpass-Filters T_R . Die minimal zu erreichende Zeitverzögerung für Frequenzschätzung, Datenübertragung und Signalverarbeitung bei einer VT-Regelung wird in [29] mit 40 ms angegeben. Die obere Grenze wird mit 3 s angenommen. In [4] wurde für eine bestimmte Netzsituation ein optimaler Wert für T_R von 7.8 s ermittelt. Da für eine möglichst niedrige Zeitverzögerung ein niedriger Wert anzustreben ist, wird T_R im Bereich von 2 s bis 10 s variiert.

Der Verstärkungsfaktor K_{VT} skaliert die Nennleistung des Batteriespeichers. Um den Einfluss des VT-Reglers sichtbar zu machen, werden hohe Nennleistungen des Batteriespeichers zugelassen, die in der Praxis nicht erreicht werden. Ebenfalls bildet dies die Situation einer

Parameter	Formelzeichen	$\underline{\Theta}$	$\overline{\Theta}$	Einheit
Netzanlaufzeitkonstante	T_A	1	10	s
Lastleistungszahl	k_L	1500	6000	$\rm MWHz^{-1}$
Reglerleistungszahl	k_P	13500	25000	$\rm MWHz^{-1}$
Zeitverzögerung Frequenzschätzung	t_{delay}	0,04	3	\mathbf{s}
Verstärkungsfaktor VT-Regler	K_{VT}	10	500	-
Zeitkonstante Tiefpassfilter	T_R	2	10	s

Tabelle 4-1: Parameterraum

Teilnetzbildung ab, vgl. Abschnitt 2-1-2. Kommt es zu diesem Ereignis, ist die Nennleistung des Batteriespeichers im Verhältnis zur Gesamtlast entsprechend höher. K_{VT} wird zwischen 10 und 500 variiert, was einer Nennleistung des Batteriespeichers zwischen 5 MW und 250 MW entspricht, wie im Anschluss erläutert.

4-3 Einbindung der Nennleistung des Batteriespeichers

Da der Verstärkungsfaktor K_{VT} die Nennleistung des Batteriespeichers beinhaltet, wird ein Faktor ermittelt, der mit der Höhe der Nennleistung eines Batteriespeichers multipliziert werden kann. So kann die Höhe von K_{VT} in der Interpretation der Simulationsergebnisse in Bezug zur Nennleistung des Batteriespeichers gebracht werden. Dafür wird die Peak Leistung der virtuellen Momentanreserve $\Delta P_{VM,Peak}$ in Verbindung mit einer bestimmten Höhe von K_{VT} ausgewertet. Dies ist in Tabelle 4-2 für die Worst-Case-Betrachtung mit $k_N = 15\,000\,\mathrm{MW\,Hz^{-1}}$, $t_{delay} = 2\,\mathrm{s}$ und $T_R = 8\,\mathrm{s}$ dargestellt.

Es wird nun ein neuer Reglerparameter definiert als

$$K_{VT,bat} = \frac{K_{VT}}{\Delta P_{VM,max}},\tag{4-6}$$

	$\Delta P_{VM,Peak}$		
K_{VT}	$T_A = 1 \mathrm{s}$	$T_A = 4 \mathrm{s}$	
1	3.6	2.0	
5	18.0	9.8	
10	35.9	19.6	
50	179.4	98.0	
500	1255.8	971.0	

Tabelle 4-2: Peak-Leistung virtuelle Momentanreserveleistung in Abhängigkeit von K_{VT}

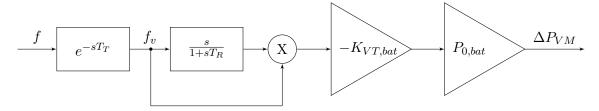


Abbildung 4-1: Erweitertes Blockschaltbild VT-Regler

mit

$$\Delta P_{VM,max} = P_{0,bat}. (4-7)$$

Die Peak-Leistung der virtuellen Momentanreserve soll der Nennleistung des Batteriespeichers entsprechen. Das sich so ergebende erweiterte Blockschaltbild des VT-Reglers ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Da die Wahrscheinlichkeit eines Auftretens von Netzanlaufzeitkonstanten in Höhe von $T_A = 1$ s im normalen Betrieb des Verbundnetz der ENTSO-E als sehr gering einzuschätzen ist, wird der neue Reglerparameter für den Fall $T_A = 4$ s eingestellt mit $K_{VT,bat} = 0.5$. Dies stellt eine grobe Abschätzung dar. Eine genauere Betrachtung ist außerhalb des Rahmens dieser Arbeit.

Um den Fall einer möglichen Teilnetzbildung zu beurteilen, ist das Verhältnis von Nennleistung des Batteriespeichers $P_{0,Bat}$ zur Gesamtlast vor Eintritt der Störung $P_{0,Netz}$ in der Auswertung der Simulationsergebnisse von Bedeutung. Für dessen Bezeichnung wird der Faktor

$$v_{Bat,Netz} = \frac{P_{0,Bat}}{P_{0,Netz}} \tag{4-8}$$

eingeführt. Auch wenn dieser Faktor im normalen Netz-Betrieb sehr gering ist, kann er im Fall einer Teilnetzbildung deutlich höhere Werte annehmen.

4-4 Parameterstudie und Visualisierung

Für eine Worst-Case-Betrachtung werden alle Simulationen und numerischen Analysen für ein Schwachlastszenario durchgeführt, in dem die Gesamtlast im kontinentaleuropäischen Verbundnetz $P_0 = 150\,\mathrm{GW}$ beträgt. In diesem Fall ist das Verhältnis von Störleistung zu Gesamtlast am höchsten, was höhere Frequenzabweichungen und einen höheren RoCoF als in einem Starklastszenario bewirkt. Die Störleistung wird in Höhe des, durch die ENTSO-E definierten, Referenzfalls von 3 GW festgelegt. Die Netzfrequenz vor Eintritt der Störung beträgt stets 50 Hz.

Monte-Carlo-Simulationen mit zunächst jeweils 500, mit Zufallszahlen generierten, Parametersets dienen als Grundlage der Parameterstudie. Es wird jeweils überprüft, dass die Werte näherungsweise gleichverteilt sind. Die Kostenfunktionen $J_i(\Theta)$ werden für jedes generierte Parameterset Θ bestimmt. Ziel ist es hierbei, zu erkennen welche der Entscheidungsvariablen den größten Einfluss auf die Höhe der Kostenfunktionen haben. Der Parameterraum wird dann weiter eingegrenzt, bis die definierten Ziele erreicht werden. Dies sind das Einschwingen des Frequenzverlaufs innerhalb der Simulationsdauer und die Einhaltung der in Kapitel 2-2-1 definierten Grenzwerte. In diesen Parameter-Bereichen soll eine robuste Reglerparametrierung

grafisch ermittelt werden. Weiterhin sind Abhängigkeiten zwischen den signifikanten Parametern, Netzanlaufzeitkonstante T_A und eingebrachte Zeitverzögerung t_{delay} , zu identifizieren und zu quantifizieren.

Die Ergebnisse werden mithilfe von Level Diagrammen visualisiert. Hierbei werden jeweils die Kosten sowie die einzelnen Entscheidungsvariablen gegen die Norm abgebildet. Die euklidische Norm wird zur Synchronization der y-Achse angewendet.

4-4-1 Gesamter Parameterraum

Zunächst wird die Simulation im gesamten, in Tabelle 4-1 definierten, Parameterraum durchgeführt. In Abbildung 4-2 sind die Höhe der einzelnen Kosten in Abhängigkeit des jeweiligen Parametersets gegen die euklidische Norm abgebildet. In Abbildung 4-3 sind die Werte der einzelnen Entscheidungsvariablen gegen die euklidische Norm abgebildet. Ein Datenpunkt repräsentiert ein Parameterset, wobei aufgrund der Normierung ein einzelnes Parameterset in jedem Diagramm auf der gleichen Höhe der y-Achse zu finden ist.

Erkennbar ist, dass mehrere Parametersets kein Einschwingen innerhalb des Simulationszeitraums von $50\,\mathrm{s}$ zeigen, was auf eine Instabilistät des Regelkreises hindeutet. Ebenfalls die deutlich erhöhte Standardabweichung unterstreicht die vermutete Instabilität bei drei dieser Parametersets. Ebenfalls hinsichtlich der anderen definierten Kosten zeigen diese drei ein Verhalten, das deutlich von den übrigen abweicht. Die maximale dynamische Frequenzabweichung liegt hier bei über $10\,\mathrm{Hz}$, was eine klare Grenzwertverletzung bedeutet. Ein RoCoF größer $7\,\mathrm{mHz}\,\mathrm{s}^{-1}$ unterscheidet diese Parametersets ebenfalls klar von den übrigen.

In Bezug auf die Werte der einzelnen Entscheidungsvariablen, welche jeweils ein Parameterset bilden, fallen Wertebereiche auf, in deren Grenzen keine hohen Kosten auftreten. Bei den Netzparametern k_L und k_P sind diese nicht zu finden. Jedoch bei T_A treten hohe Kosten vermehrt bei Werten kleiner 4s auf. Beim einzustellenden Reglerparameter T_R führt ein Wert von $8 \, \text{s} < T_R > 10 \, \text{s}$ zu niedrigen Kosten. Hohe Kosten zeigen sich vermehrt bei $K_{VT} > 200$ und bei $t_{delay} < 1.5 \, \text{s}$.

Da die Netzparameter k_L , k_P und T_A nicht beeinflussbar sind, werden die Wertebereiche nicht eingeschränkt. Der Einfluss der Höhe von K_{VT} und somit der Nennleistung des Batteriespeichers soll weiter untersucht werden, weshalb der Wertebereich ebenfalls beibehalten wird. Somit wird die untere Grenze des Wertebereichs von T_R auf 8s angehoben und die obere Grenze bei t_{delay} zunächst auf 2s gesenkt.

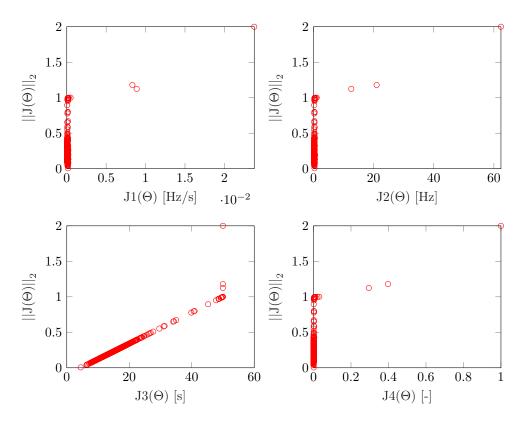


Abbildung 4-2: Höhe der Kosten für RoCoF (J1), maximale dynamische Frequenzabweichung (J2), Einschwingzeit (J3) und Standardabweichung (J4) gegen die euklidische Norm für die Simulationen im gesamten Parameterraum

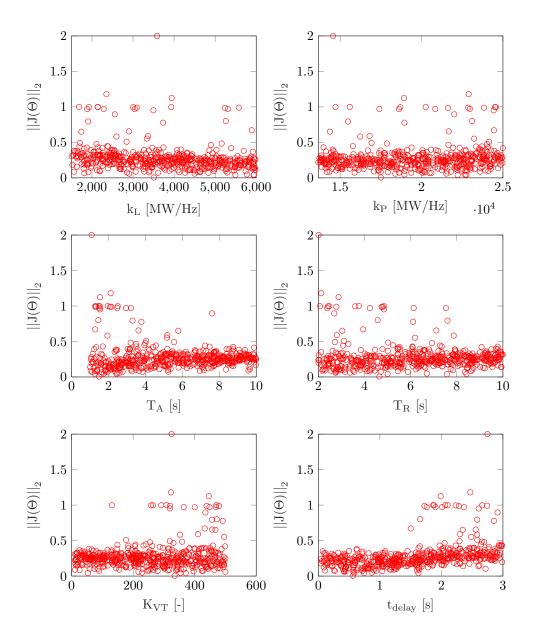


Abbildung 4-3: Werte der Entscheidungsvariablen gegen die euklidische Norm für die Simulationen im gesamten Parameterraum

4-4-2 Eingeschränkter Parameterraum

Der Parameterraum wird nun entsprechend der gewonnenen Erkenntnissen weiter eingeschränkt mit

$$8 s \le T_R \ge 10 s$$
$$0.04 s \le t_{delay} \ge 2 s$$

und es werden erneut Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Erkennbar ist nun, dass mit jedem generierten Parameterset eine Einschwingzeit unter 25 s erreicht wird. Die Grenzwerte für dynamische Frequenzabweichung und RoCoF werden eingehalten. Es zeigt sich nun eine deutliche Streuung, was bedeutet, dass die getroffenen Einschränkungen zielführend waren.

Bei den einzelnen Kostenfunktionen zeigt sich ein tendenziell proportionales Verhalten bei J1, J2 sowie J4. Je höher hier die einzelnen Kosten, desto höher ebenfalls die euklische Norm. Bei der Einschwingzeit ist erkennbar, dass auch Parametersets mit geringer Einschwingzeit zu hohen Gesamt-Kosten, dargestellt als euklidische Norm, führen können. Es bestätigt sich hier, dass die Höhe der Einschwingzeit nicht alleinstehend für die Bewertung der Güte einzelner Parametersets herangezogen werden darf. Lediglich bei gleichzeitig hohen Werten in der Standardabweichung und einer Einschwingzeit in Höhe der Simulationsdauer, lässt sich so eine durch den VT-Regler hervorgerufene Instabilität grafisch nachweisen.

Es lässt sich nun klar ein umgekehrt proportionales Verhalten der Höhe von T_A und auch tendenziell bei k_L in Bezug auf die Höhe der Gesamt-Kosten erkennen. Parametersets mit insgesamt hohen Kosten enthalten stets niedrige Werte dieser beiden Entscheidungsvariablen. Hier lässt sich wiederrum der Grenzbereich von $T_A < 4$ s identifizieren, für den vermehrt hohe Kosten auftreten.

Aus den Simulationen im eingeschränken Parameterraum lässt sich die robuste Reglerparametrierung von $T_R=8\,\mathrm{s}$ ableiten. Die Simulationsergebnisse lassen den Schluss zu, dass der VT-Regler bis zu einer maximalen Höhe der Zeitverzögerung von 2 s mit dieser Parametrierung keine destabilisierende Wirkung auf den Frequenzverlauf hat. Dies gilt auch für eine Netzsituation mit sehr geringer Systemträgheit mit einer minimalen Netzanlaufzeitkonstante bis zu 1 s.

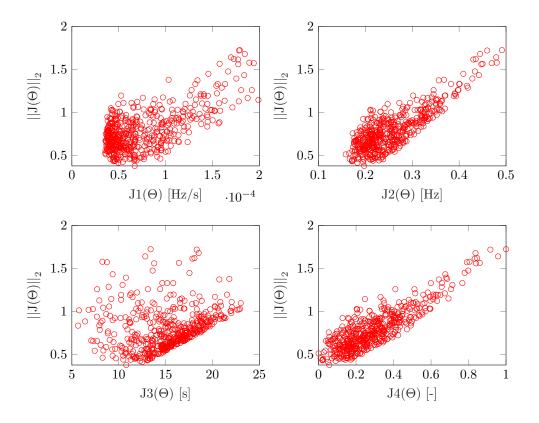


Abbildung 4-4: Höhe der Kosten für RoCoF (J1), maximale dynamische Frequenzabweichung (J2), Einschwingzeit (J3) und Standardabweichung (J4) gegen die euklidische Norm für die Simulationen im eingeschränkten Parameterraum

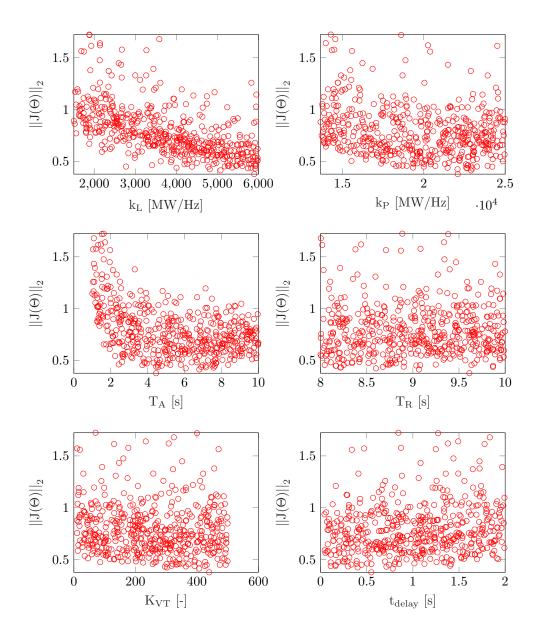


Abbildung 4-5: Werte der Entscheidungsvariablen gegen die euklidische Norm für die Simulationen im eingeschränkten Parameterraum

4-4-3 Szenarien geringer Systemträgheit

Aufgrund der zu erwartenden Reduzierung der rotierenden Massen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz ist es von besonderem Interesse, Netzsituationen mit einer geringen Systemträgheit zu untersuchen. Auch und vor allem in diesen Situationen soll der Einsatz des VT-Reglers und die eingespeiste bzw- aufgenommene virtuelle Momentanreserve möglichst zu einer Erhöhung der Frequenzstabilität führen. Ziel des VT-Reglers ist es, maximale dynamische Frequenzabweichung und RoCoF zu verringern und in den zulässigen Grenzen zu halten.

Um die aufgestellten Forschungsfragen zu beantworten, ist nicht nur der Nachweis erforderlich in welchen Grenzbereichen der Einsatz des VT-Reglers keine Instabilität hervorruft sondern ebenfalls in welchen Grenzbereichen der einzelnen Parameter er den Frequenzverlauf positiv beeinflusst. Es wird zunächst der visuelle Vergleich zwischen dem Frequenzverlauf infolge eines Lastsprungs für das Netzbilanzmodell mit und ohne Einsatz des VT-Reglers durchgeführt.

Hierfür werden die folgenden Szenarien definiert:

- Szenario 1: Netzsituation mit extrem geringer Systemträgheit mit $T_{A,Netz} = 1 \,\mathrm{s},$
- Szenario 2: Netzsituation mit geringer Systemträgheit mit $T_{A,Netz}=4\,\mathrm{s}=.$

Im Sinne eines Worst-Case-Szenarios wird nun die Netzleistungszahl auf den durch die ENTSO-E vorgeschriebenen minimalen Wert von $k_N=15000 \mathrm{MW\,Hz^{-1}}$ festgelegt, mit $k_L=1500 \mathrm{MW\,Hz^{-1}}$. Die Zeitkonstante des VT-Reglers wird auf 8 s und die Nennleistung des Batteriespeicher wird mit KVT=300 auf ca. 600 MW festgelegt. Dies entspricht 20 % der Störleistung und 0.4 % der Gesamtlast vor Eintritt der Störung ($v_{Bat,Netz}=0.4$ %). Es wird jeweils die Höhe der eingebrachten Zeitverzögerung

$$t_{delay} = [0.5, 1.0, 1.5, 2.0]$$

variiert.

Frequenzverlauf Szenario 1

Im Szenario mit extrem geringer Systemträgheit in Abbildung 4-6 ist zu erkennen, dass bis zu einer Messverzögerung von maximal 0.5 s der Einsatz des VT-Reglers den Frequenzverlauf im Sinne einer verringerten dynamischen Frequenzabweichung positiv beeinflusst. Für höhere Zeitverzögerungen bringt der VT-Regler den Frequenzverlauf verstärkt zum Schwingen, ein Aufschwingen ist jedoch nicht zu erkennen.

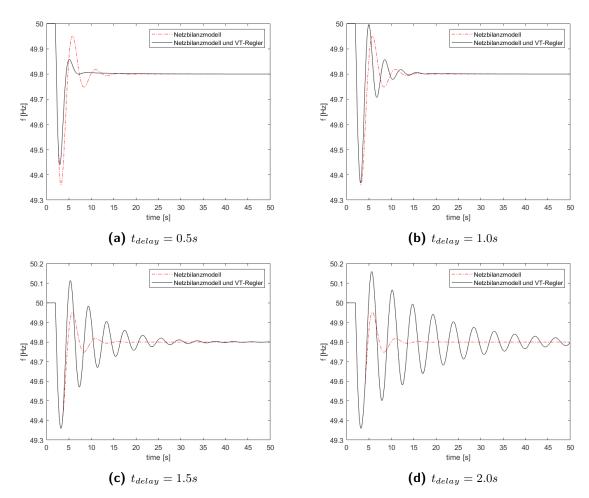


Abbildung 4-6: Vergleich Frequenzverlauf von Netzbilanzmodell und Netzbilanzmodell mit VT-Regler infolge eines Lastsprungs für Szenario 1

Frequenzverlauf Szenario 2

Im Szenario mit geringer Systemträgheit in Abbildung 4-7 ist zu erkennen, dass für alle untersuchten Zeitverzögerungen, der Einsatz des VT-Reglers den Frequenzverlauf im Sinne einer verringerten dynamischen Frequenzabweichung positiv beeinflusst. Hier zeigt sich, dass der VT-Regler die Frequenzstabilität erhöht, auch für Zeitverzögerung bis zu 2 s.

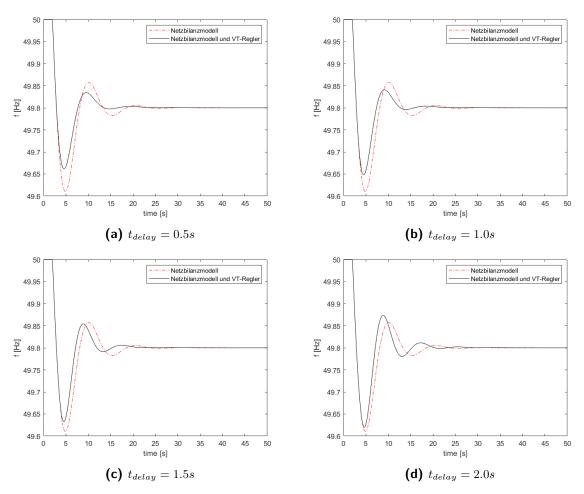


Abbildung 4-7: Vergleich Frequenzverlauf von Netzbilanzmodell und Netzbilanzmodell mit VT-Regler infolge eines Lastsprungs für Szenario 2

4-4-4 Numerische Analyse des Einflusses des VT-Reglers

Um zu ermitteln, in welchen Grenzbereichen von Systemträgheit und Zeitverzögerung der Einsatz des VT-Reglers die Frequenzstabilität in jeder Netzsituation erhöht, wird ebenfalls ein numerischer Vergleich der Höhe der Kosten für das Netzbilanzmodell und das Netzbilanzmodell unter Ergänzung des VT-Reglers durchgeführt. So lässt sich ebenfalls nachweisen, ob der Einsatz des VT-Reglers den RoCoF verringert, was sich aus dem visuellen Vergleich nicht ableiten lässt. Das hierfür verwendete Skript ist in Anhang A-3 ersichtlich. Die Anzahl der generierten Parametersets beträgt 200. Die Wertebereiche der Parameter entsprechen dem uneingeschränkten Parameterraum (siehe Tabelle 4-1), falls nicht anders angegeben. Die Analyse wird für $T_R = 8$ s unter Variation der unteren Grenze des Wertebereichs von T_A und der oberen Grenze des Wertebereichs von t_{delay} durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-3 dargestellt. Die Analyse zeigt, dass der Einsatz des VT-Reglers den RoCoF in jedem Fall verringert. Für eine minimale Netzanlaufzeitkonstante in Höhe von 1 s und eine maximale Zeitverzögerung von 2 s, kommt es in 2 % der Fälle zu einer höheren maximalen dynamischen Frequenzabweichung durch den Einsatz des VT-Reglers. In 25.5 % der Fälle wird

die Einschwingzeit durch den VT-Regler erhöht. Eine maximale Einschwingzeit in Höhe der Simulationsdauer spricht hier für ein Aufschwingen des Frequenzverlaufs und somit Instabilität. Die Standardabweichung wird in 9 % der Fälle erhöht.

Bei einer maximalen Zeitverzögerung in Höhe von $0.5\,\mathrm{s}$, wird lediglich in $9.5\,\%$ der Fälle eine längere Einschwingzeit durch den VT-Regler verursacht. Jedoch deutet die maximale Einschwingzeit mit $19.7\,\mathrm{s}$ zusammen mit der nicht erhöhten Standardabweichung darauf hin, dass der Frequenzverlauf durch den Einsatz des VT-Reglers positiv beinflusst wird. Er erzielt deutliche Verbesserungen bei RoCoF und maximaler dynamische Frequenzabweichung.

Die Ergebnisse zeigen weiterhin auf, dass bis zu einer maximalen Zeitverzögerung von 1.5 s, keine destabilisierende Wirkung durch den VT-Regler zu erwarten ist. Jedoch auch keine deutliche Verbesserung der Frequenzstabilität. Wird von einer minimalen Netzanlaufzeitkonstante in Höhe von 3 s ausgegangen, wird selbst bei dieser hohen Zeitverzögerung von 1.5 s noch eine Verbesserung der Frequenzstabilität durch den Einsatz des VT-Reglers erreicht.

$\underline{\Theta}_{T_A}$	$\overline{\Theta}_{t_{delay}}$	i	$J_{i,VT} > J_{i,Netz}$	$J_{i,max,VT}$	$J_{i,max,Netz}$
1.0	2.0	1	0.0%	$2.02 \times 10^{-4} \mathrm{Hz s^{-1}}$	$3.93 \times 10^{-4} \mathrm{Hz}\mathrm{s}^{-1}$
		2	2.0%	$0.538\mathrm{Hz}$	$0.538\mathrm{Hz}$
		3	25.5%	$49.7\mathrm{s}$	$22.2\mathrm{s}$
		4	9.0%	0.10	0.07
1.0	0.5	1	0.0%	$1.96 \times 10^{-4} \mathrm{Hz s^{-1}}$	$3.93 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$
		2	0.0%	$0.466\mathrm{Hz}$	$0.538\mathrm{Hz}$
		3	9.5%	$19.7\mathrm{s}$	$22.2\mathrm{s}$
		4	0.0%	0.06	0.07
1.0	0.8	1	0.0%	$2.02 \times 10^{-4} \mathrm{Hz s^{-1}}$	$3.93 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$
		2	0.0%	$0.479\mathrm{Hz}$	$0.538\mathrm{Hz}$
		3	7.5%	$19.7\mathrm{s}$	$22.2\mathrm{s}$
		4	0.0%	5.8×10^{-5}	8.0×10^{-5}
1.0	1.0	1	0.0 %	$2.02 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$	$3.93 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs}^{-1}$
		2	0.0%	$0.494\mathrm{Hz}$	$0.538\mathrm{Hz}$
		3	7.0%	$19.7\mathrm{s}$	$22.2\mathrm{s}$
		4	0.0%	5.8×10^{-5}	8.0×10^{-5}
1.0	1.2	1	0.0%	$2.02 \times 10^{-4} \mathrm{Hz}\mathrm{s}^{-1}$	$3.93 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$
		2	0.0%	$0.514\mathrm{Hz}$	$0.538\mathrm{Hz}$
		3	8.5%	$19.7\mathrm{s}$	$22.2\mathrm{s}$
		4	0.0%	0.06	0.07
1.0	1.5	1	0.0 %	$2.02 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$	$3.93 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$
		2	1.0%	$0.533\mathrm{Hz}$	$0.538\mathrm{Hz}$
		3	15.5%	$23.1\mathrm{s}$	$22.2\mathrm{s}$
		4	4.0%	0.07	0.07
3.0	1.5	1	0.0%	$1.08 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$	$1.33 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs^{-1}}$
		2	0.0%	$0.365\mathrm{Hz}$	$0.400\mathrm{Hz}$
		3	7.5%	$19.7\mathrm{s}$	$22.4\mathrm{s}$
		4	0.0%	0.05	0.06
3.0	2.0	1	0.0%	$1.08 \times 10^{-4} \mathrm{Hz}\mathrm{s}^{-1}$	$1.33 \times 10^{-4} \mathrm{Hzs}^{-3}$
		2	0.0%	$0.384\mathrm{Hz}$	$0.400\mathrm{Hz}$
		3	16.5%	$22.9\mathrm{s}$	$22.4\mathrm{s}$
		4	0.0%	0.06	0.06

Tabelle 4-3: Numerischer Vergleich der Höhe der Kosten für Netzbilanzmodell (Netz) und Netzbilanzmodell mit VT-Regler (VT)

4-4-5 Einfluss der Höhe der Nennleistung des Batteriespeichers

Um den Einfluss des Parameters K_{VT} , genauer zu untersuchen werden im Folgenden wiederrum Monte-Carlo Simulationen durchgeführt, mit jeweils 200 mit Zufallszahlen generierten Parametersets. Diesmal wird allerdings lediglich der Parameter T_A variiert. $T_R = 8\,\mathrm{s}$ verbleibt weiterhin, k_N und t_{delay} werden entsprechend der Worst-Case-Betrachtung festgelegt. Die Simulationsergebnisse für $K_{VT} = 5\,\mathrm{sind}$ in Abbildung 4-8, die für $K_{VT} = 500\,\mathrm{in}$ Abbildung 4-9 dargestellt. Anhang C enthält die jeweiligen Simulationsergebnisse für $t_{delay} = 0.5\,\mathrm{s}$

Auffälligstes Ergebnis ist der Verlauf der normierten Kosten für unterschiedlich hohe Netzanlaufzeitkonstanten. Es sind Sprünge zu beobachten bei der Höhe der Kosten für bestimmte Werte von T_A . Diese sind vermutlich auf Grenzbereiche zurückzuführen aufgrund des nichtlinearen Verhaltens des VT-Reglers. Es wird vermutet, dass hier jeweils die Grenzen eines lokalen Minimums verlassen werden.

Die Ergebnisse der ersten Simulationen, durchgeführt für $K_{VT}=5$, zeigen einen Sprung bei $T_A\approx 5\,\mathrm{s}$ und $T_A\approx 9\,\mathrm{s}$. Bei diesen Werten für T_A werden die geringsten Kosten erreicht, im eingeschlossenen Bereich steigen die Kosten verbleiben jedoch auf einem niedrigen Niveau. Für $T_A<5\,\mathrm{s}$ treten zwar mit abnehmender Netzanlaufzeitkonstante höherer Kosten bei J1, J2 und J4 auf jedoch geringere Einschwingzeiten.

Bei $K_{VT}=500$ verschiebt sich der Grenzbereich hin zu $T_A\approx 4.5\,\mathrm{s}$ bis $T_A\approx 8\,\mathrm{s}$. Hier tritt ein proportionales Verhalten bei der Höhe der Einschwingzeit in Bezug auf die Höhe der normierten Gesamt-Kosten auf. Ebenfalls ist zu beobachten, dass es für kleine Netzanlaufzeitkonstanten unter $2\,\mathrm{s}$ zu einer Grenzwertverletzung der dynamischen Frequenzabweichung kommen kann. Hier werden Frequenzabweichungen von bis zu über 4 Hz erreicht. Ebenso deuten Einschwingzeiten in Höhe der Simulationsdauer bei einigen Parametersets eine Instabilität des Regelkreises vermuten, welche in Abbildung 4-10 grafisch nachgewiesen wird.

Ein Wert von $K_{VT}=500$ entspricht nach Abschnitt 4-3 einer Nennleistung des Batteriespeichers von $1000\,\mathrm{MW}$. Dies kommt in der Praxis nicht vor. Jedoch verdeutlicht es, was im Falle einer Teilnetzbildung passieren kann. Herrscht in diesem Teilnetz ein hoher Anteil von umrichterbasierter Einspeisung Erneuerbarer Energien kann es theoretisch zu einer sehr niedrigen Netzanlaufzeitkonstante von $T_A < 2\,\mathrm{s}$ kommen. Ebenfalls nimmt hier das Verhältnis von Nennleistung des Batteriespeichers zur Gesamtlast vor Eintritt der Störung $v_{Bat,Netz}$ (vgl. Abschnitt 4-3) höherere Werte an als im normalen Netzbetrieb. Ob ein Fall eintreten kann, in dem das Verhältnis so hohe Werte annimmt, dass der VT-Regler eine destabilisierende Wirkung auf den Frequenzverlauf annimmt, bleibt zu klären.

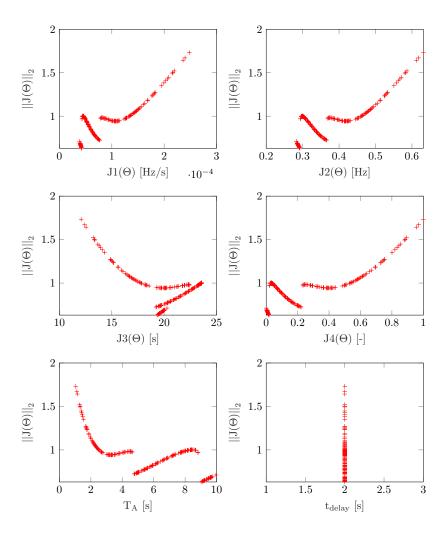


Abbildung 4-8: Höhe der Kosten unter Variation der Systemträgheit bei niedriger Nennleistung des Batteriespeichers $K_{VT}=5$

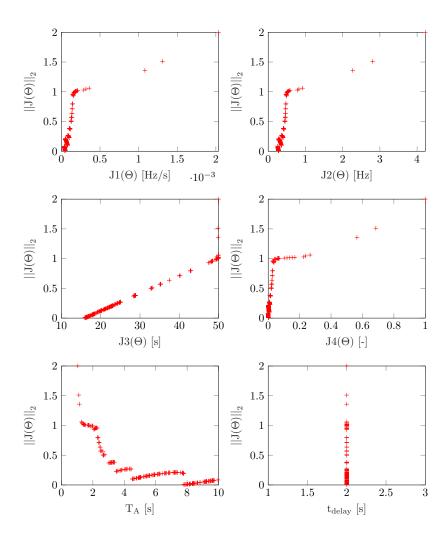


Abbildung 4-9: Höhe der Kosten unter Variation der Systemträgheit bei hoher Nennleistung des Batteriespeichersund $K_{VT}=500$

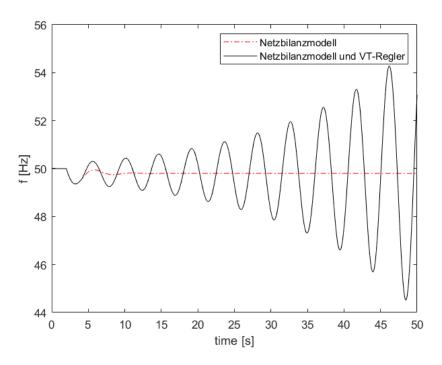


Abbildung 4-10: Aufschwingen des Frequenzverlaufs bei hoher Nennleistung des Batteriespeichers $(K_{VT}=500)$, niedriger Systemträgheit $(T_A=1\,\mathrm{s})$ und hoher Zeitverzögerung $(t_{delay}=2\,\mathrm{s})$

4-5 Diskussion und Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Die Aufgabe des VT-Reglers liegt in der Erbringung virtueller Momentanreserve, die in den ersten Sekunden nach Eintreten eines Wirkleistungsungleichgewichts im elektrischen Netz bis zur Einspeisung der Primärregelleistung, den RoCoF begrenzt. Der wesentliche Unterschied zwischen virtueller und konventioneller Momentanreserve liegt in der eingebrachten Zeitverzögerung. Diese kann dazu führen, dass der Einsatz des VT-Reglers den Frequenzverlauf negativ beeinflusst bis hin zum Hervorrufen von Instabilität.

Die durchgeführten Analysen verdeutlichen, dass hohe Zeitverzögerungen eine negative Wirkung des VT-Reglers auf die Frequenzstabilität bewirken. Auffällig ist, dass dies besonders für Situationen niedriger Systemträgheit gilt, in denen die virtuelle Trägheit zu einer Erhöhung der Frequenzstabilität führen soll.

Es konnte gezeigt werden, dass für die Worst-Case-Betrachtung, dargestellt in Abbildung 4-10, mit $K_{VT}=500$, ein Aufschwingen des Frequenzverlaufs zu beobachten ist. Dieselbe Simulation für den Fall mit $K_{VT}=300$ ($v_{Bat,Netz}=0.4\,\%$) zeigt allerdings nicht die, hierdurch grafisch nachgewiesene, Instabilität der Regelstrecke. Dies zeigt den Einfluss, den eine hohe Nennleistung des Batteriespeichers bei gleichzeitig hoher Zeitverzögerung der Frequenzschätzung und geringer Systemträgheit hat. Der VT-Regler kann bei dieser Kombination der Parameter-Werte eine destabilisierende Wirkung auf den Frequenzverlauf haben.

Ein Verstärkungsfaktor des Reglers in Höhe von $K_{VT}=500$ entspricht allerdings einer Nennleistung des Batteriespeichers von 1000 MW und einem Faktor $v_{Bat,Netz}=0.670\,\%$. Dies liegt weit über den, in der Praxis vorkommenden, Werten. Die Nennleistung des Batterie-

Θ_{T_A}	$\overline{\Theta}_{t_{delay}}$	Einsatz des VT-Reglers bewirkt
1 s	$2\mathrm{s}$	keine Destabilisierung
$1\mathrm{s}$	$0.5\mathrm{s}$	Erhöhung der Frequenzstabilität
$3\mathrm{s}$	$2\mathrm{s}$	Erhöhung der Frequenzstabilität

Tabelle 4-4: Wirkung des VT-Reglers mit robuster Reglerparametrierung in Abhängigkeit der identifierten Grenzen der Wertebereiche für Netzanlaufzeitkonstante und Zeitverzögerung

speichers, an dem der Einsatz des VT-Reglers zur Erbringung von virtueller Momentanreserve, im Rahmen des N.E.W 4.0 Projektes, geprobt wird, beträgt $2\,\mathrm{MW}$, was $v_{Bat,Netz}=0.003\,\%$ entspricht. Im Fall einer Teilnetzbildung können theoretisch höhere Werte von $v_{Bat,Netz}$ vorkommen, jedoch handelt es sich hierbei um ein sehr seltenes Ereignis und nicht um den Auslegungsfall. Es wird demnach die Möglichkeit einer, durch den VT-Regler hervorgerufenen, Instabilität der Regelstrecke als sehr unwahrscheinlich eingestuft.

Es konnte die robuste Reglerparametrierung von $T_R=8\,\mathrm{s}$ ermittelt werden, für die eine destabilisierende Wirkung des VT-Reglers, bis maximal $v_{Bat,Netz}=0.4\,\%$ ausgeschlossen werden kann. Dies gilt, wie in Tabelle 4-4 dargestellt, bis zu einer maximalen Höhe der eingebrachten Zeitverzögerung von 2 s. Weiterhin lassen die Simulationsergebnisse den Schluss zu, dass eine Erhöhung der Frequenzstabilität bis zu einer maximalen Höhe der eingebrachten Zeitverzögerung von 0.5 s zu erwarten ist. Dies gilt, unter der Annahme einer minimalen Netzanlaufzeitkonstante von 3 s, bis zu einer maximalen Höhe der eingebrachten Zeitverzögerung von 2 s. Entsprechend Abschnitt 2-1-2 wird diese minimale Netzanlaufzeitkonstante für das Jahr 2040 prognostiziert. Bis zu diesem Zeitpunkt wird nach [25] genügend Systemträgheit im kontinentaleuropäischen Verbundnetz vorhanden sein, um Netzanlaufzeitkonstanten größer 3 s zu gewährleisten. Die Möglichkeit des Vorkommens niedrigerer Werte ist in naher Zukunft demnach als gering einzustufen.

Es ist festzuhalten, dass eine Erhöhung der Frequenzstabilität durch den Einsatz des VT-Reglers mit der ermittelten robusten Parametrierung, auch bei hohen Zeitverzögerungen bis zu 2 s zu erwarten ist. Eine destabilisierende Wirkung wird aufgrund der realen Nennleistungen von Batteriespeichern, welche weit unter den hier simulierten liegen, ausgeschlossen.

Fazit und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde der Einfluss eines Reglers für virtuelle Trägheit nach dem SEBIR-Ansatz auf die Frequenzstabilität des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes untersucht. Der VT-Regler regelt die Leistungseinspeisung eines, über einen Umrichter ans elektrische Netz angeschlossenen, Batteriespeichers. Kommt es zu einem plötzlichen Wirkleistungsungleichgewicht im elektrischen Netz, erbringt dieser virtuelle Momentanreserve, eine Leistungeinspeisung bzw. -Aufnahme in Abhängigkeit der Frequenzabweichung und deren Änderungsrate. Hierfür muss die aktuelle Netzfrequenz, das Eingangssignal des Reglers, zunächst geschätzt werden, weshalb die Einspeisung der virtuellen Momentanreserve nicht, wie die konventionelle, instantan erfolgt. Diese eingebrachte Zeitverzögerung führt zu einer potenziellen Verschlechterung der Frequenzstabilität durch den Einsatz des VT-Reglers, was im Gegensatz zu dessen Funktion und Zielvorgabe steht. Die maximale Höhe der Zeitverzögerung, für die der VT-Regler eine frequenzstützende Wirkung hat, sollte daher ermittelt werden.

Systemträgheit, Frequenzabhängigkeit der Lasten sowie Primärregelung wurden mithilfe eines Bilanzmodells des elektrischen Netzes modelliert. Die Robustheit des VT-Reglers in verschiedenen Netzsituationen, wurde im Rahmen einer simulationsgetützten Parameterstudie grafisch und numerisch untersucht. Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulationen mit einer hohen Anzahl an zufällig generierten Parametersets wurden in Level Diagrammen visualisiert.

Es konnte gezeigt werden, dass Situationen geringer Systemträgheit hierbei besonders kritisch sind. In diesen Situationen kann eine hohe Zeitverzögerung eine destabilisierende Wirkung des VT-Reglers bewirken. Die Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt jedoch, dass dies nur bei hohen Nennleistungen des Batteriespeichers eintritt, die in der Realität nicht vorkommen.

Die Simulationsergebnisse zeigen auf, dass die durch Frequenzschätzung, Signalverarbeitung und Datenübertragung eingebrachte Zeitverzögerung maximal 0.5 s betragen sollte, um eine frequenzstützende Wirkung des VT-Reglers für Netzanlaufzeitkonstanten bis minimal 1 s zu gewährleisten. Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz ist jedoch in naher Zukunft keine so niedrige Systemträgheit zu erwarten. Unter der Annahme einer minimalen Netzanlaufzeitkonstante in Höhe von 3 s, konnte gezeigt werden, dass der Einsatz des VT-Reglers auch bis zu einer Zeitverzögerung von maximal 2 s eine Erhöhung der Frequenzstabilität bewirkt.

56 Fazit und Ausblick

Jedoch ist das verwendete Bilanzmodell des elektrischen Netzes stark vereinfacht und vernachlässigt Polradschwingungen der Synchrongeneratoren. Die Aussagekraft der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Analysen ist demnach eingeschränkt. Eine realistischere Darstellung, insbesondere der Dynamik der Primärregelung, wird sehr viel detailliertere Erkenntnisse ermöglichen. Weiterführende Analysen sollten mithilfe eines EMT-Modells des elektrischen Netzes durchgeführt werden. Ebenfalls die Modellunsicherheiten, welche durch unmodellierte Dynamik entstehen, wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet. Dahingehend sollte die, in [29] entwickelte, Methode zur Frequenzschätzung in das Modell des Regelkreises integriert werden, da diese neben der Zeitverzögerung ebenfalls eine bestimmte Dynamik einbringt. So kann untersucht werden, ob der VT-Regler auch unter Beachtung von hochfrequenten Schwingungen, keine Instabilität hervorruft.

Der untersuchte VT-Regler nach dem SEBIR-Ansatz beinhaltet den Einsatz eines Differenzierers. Um das hierdurch verstärkte Rauschen zu glätten, wird ein Tiefpassfilter eingesetzt. Dessen Zeitkonstante sollte für ein robustes Verhalten des VT-Reglers 8s betragen. Hier sollte im Anschluss geprüft werden, ob eine Implementierung des VT-Reglers ohne den Einsatz eines Differenzierers möglich ist. Hierfür ist es notwendig, Zugang zur Umrichter-Regelung des Batteriespeichers zu erhalten und diese entsprechend zu modifizieren. Die Implementierung der SEBIR-Regelung nach dem Ise-Lab Ansatz, welcher in [27] beschrieben ist, sollte hierfür in Betracht gezogen werden.

Anhang A

MATLAB Code

A-1 Skript zur Bestimmung der Eigenfrequenz

```
1  clc; clear all; close all;
2
3  %Initialisierung Variablen
4  f_0=50; T_P=3; P_0=150000; T_A=1; M_N=P_0*T_A;; k_L=1500; k_P=13500; k_N =15000;
5
6  W=tf([f_0*T_P f_0], [M_N*T_P M_N+f_0*k_L*T_P f_0*k_N])
7  W_zpk=zpk(W)
8  [wn,zeta,p]=damp(W_zpk)
9
10  W_pr=tf([k_P], [T_P 1])
11  [wn_pr, zeta_pr,p_pr]=damp(W_pr)
12
13  W_nl=tf([f_0], [M_N f_0*k_L])
14  [wn_nl, zeta_nl, p_nl]=damp(W_nl)
```

A-2 Skript zur Durchführung der Monte-Carlo-Simulationen und Visualisierung

```
10 t_step=2;
              -----Abtastintervall
11 %-----
12 t_s=2e-4;
13
14 %%
15 %-----Anzahl Parameter-Sets
16 n=300;
17
18 %-----Initialisierung Vektoren zum Speichern der Zufallswerte je
19 %Variable
20 vector_k_P=zeros(1,n);
21 vector_k_L=zeros(1,n);
22 vector_T_A=zeros(1,n);
23 vector t delay=zeros(1,n);
24 vector_K_VT=zeros(1,n);
vector_T_R=zeros(1,n);
27 %-----Initialisierung Vektoren zum Speichern der Kosten
28 J1_max_rocof=zeros(1,n);
29 J2_{max_df=zeros(1,n)};
30 J3_settlingtime=zeros(1,n);
  J4\_std=zeros(1,n);
32
33 %-----Initialisierung Vektoren zum Speichern der normierten
      Kosten
34 \quad J1_norm=zeros(1,n);
35 \quad J2\_norm=zeros(1,n);
36 \quad J3\_norm=zeros(1,n);
  J4\_norm=zeros(1,n);
38
  J2norm=zeros(1,n);
39
40
41
42 rng('default');
43
44 for i=1:n
       k P = rand * 11500 + 13500;
45
  set_param('myModel_closed_loop/Netzmodell und Primaerregelung/
      Primaerregler','Numerator','[k_P]');
       k L=rand*4500+1500;
47
  set_param('myModel_closed_loop/Netzmodell und Primaerregelung/
48
      Frequenzabhaengigkeit der Lasten','Gain','k_L');
49
       T_A=rand*9+1;
       P_0 = 150000;
  set_param('myModel_closed_loop/Netzmodell und Primaerregelung/Netzmodell'
       ,'Denominator','[P_0*T_A 0]');
       t_delay=rand*2.96+0.04;
   set_param('myModel_closed_loop/virtuelle Momentanreserve/Messverzoegerung
       ','DelayTime','t_delay');
       K_VT = rand * 490 + 10;
54
   set_param('myModel_closed_loop/virtuelle Momentanreserve/K_VT','Value','
      K_VT');
       T_R=rand*2+8;
56
```

```
set_param('myModel_closed_loop/virtuelle Momentanreserve/Tiefpass-Filter'
      ,'Denominator','[T_R 1]');
58
59
60 vector_k_P(i)=k_P;
61 vector_k_L(i)=k_L;
62 vector_T_A(i)=T_A;
63 vector_t_delay(i)=t_delay;
64 vector_K_VT(i)=K_VT;
65 vector_T_R(i)=T_R;
66
67
       simOut=sim('myModel_closed_loop');
68
70
  settling=stepinfo(simOut.f.Data,simOut.f.Time)
71 %-----Kosten
72 J1_{\max}(cof(i)) = -1*(\min(simOut.rocof.Data));
73 J2_{\max_df(i)}=-1*(\min(simOut.df.Data));
74 J3_settlingtime(i)=settling.SettlingTime;
   J4_std(i)=std(simOut.f.Data);
77
       i=i+1;
   end
78
79
80 minJ1=min(J1 max rocof);
81 maxJ1=max(J1_max_rocof);
82 minJ2=min(J2_max_df);
83 \max J2 = \max (J2 \max_d f);
84 minJ3=min(J3_settlingtime);
85 maxJ3=max(J3_settlingtime);
86 \min J4 = \min (f_std);
87 \max J4 = \max (f_std);
88 %-----
                 ------normierte
      Kosten
   for j=1:n
89
      J1\_norm(j) = (J1\_max\_rocof(j)-minJ1)/(maxJ1-minJ1);
      J2\_norm(j)=(J2\_max\_df(j)-minJ2)/(maxJ2-minJ2);
91
      \verb"J3_norm"\,(\verb"j")=(\verb"J3_settlingtime"\,(\verb"j")-minJ3")\,/\,(\verb"maxJ3-minJ3")\,;
92
93
      J4\_norm(j) = (f\_std(j)-minJ4)/(maxJ4-minJ4);
      95
96
   j=j+1;
97
   end
98
   %%
99
100
101 %-----plot
102 %Kostenfunktionen
103 figure(1);
104 subplot (2,2,1)
105 plot(J1_max_rocof, J2norm, 'ro');
106 xlabel('J1(\Theta) [Hz/s]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
107 subplot(2,2,2)
```

```
108 plot(J2_max_df, J2norm, 'ro');
109 xlabel('J2(\Theta) [Hz]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
110 subplot(2,2,3)
plot(J3_settlingtime, J2norm, 'ro');
112 xlabel('J3(\Theta) [s]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
113 subplot(2,2,4)
114 plot(J6_norm, J2norm, 'ro');
115 xlabel('J4(\Theta) [-]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
117 %%
118 %Netzparameter und Reglerparameter
119 figure(2);
120 subplot(3,2,1)
121 plot(vector_k_L, J2norm, 'ro');
122 xlabel('k_L [MW/Hz]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
123 subplot(3,2,2)
124 plot(vector_k_P, J2norm, 'ro');
125 xlabel('k_P [MW/Hz]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
126 subplot(3,2,3)
127 plot(vector_T_A, J2norm, 'ro');
128 xlabel('T_A [s]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
129 subplot (3, 2, 4)
130 plot(vector_T_R, J2norm, 'ro');
131 xlabel('T_R [s]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
132 subplot(3,2,5)
133 plot(vector_K_VT, J2norm, 'ro');
134 xlabel('K_{VT} [-]'); ylabel('||J(\Theta)||_2');
135 subplot(3,2,6)
136 plot(vector_t_delay, J2norm, 'ro');
137 xlabel('t_{delay} [s]');ylabel('||J(\Theta)||_2');
```

A-3 Skript zur Numerischen Analyse des Einflusses des VT-Reglers

```
18 vector_k_L=zeros(1,n);
19 vector_T_A=zeros(1,n);
20 vector_t_delay=zeros(1,n);
21 vector_K_VT=zeros(1,n);
23 %-----Initialisierung Vektoren Kosten open loop
J1 open=zeros(1,n);
25 J2_{open=zeros}(1,n);
J3_{pen=zeros}(1,n);
27 J4\_open=zeros(1,n);
28 %-----Initialisierung Vektoren Kosten closed loop
29 J1\_closed=zeros(1,n);
30 J2\_closed=zeros(1,n);
  J3 closed=zeros(1,n);
32 J4 closed=zeros(1,n);
33
34 % %-----Initialisierung Laufnummer Vergleich open und closed
      loop
      ogrcJ1=0;
35
       cgroJ1=0;
36
37
      ogrcJ2=0;
38
      cgroJ2=0;
      ogrcJ3=0;
39
40
      cgroJ3=0;
      ogrcJ4=0;
      cgroJ4=0;
42
43 %-----Initialisierung Vektoren zum Speichern der Parametersets,
      bei denen Kosten closed
44 %loop hoeher als open loop
45 nJ1=zeros(n,6);
46 nJ2=zeros(n,6);
47 nJ3=zeros(n,6);
48 nJ4=zeros(n,6);
50 rng('default');
52 for i=1:n
       k_P=rand*11500+13500;
53
  set_param('myModel_closed_loop/Netzmodell und Primaerregelung/
      Primaerregler','Numerator','[k_P]');
  set_param('myModel_open_loop/Netzmodell und Primaerregelung/Primaerregler
      ','Numerator','[k_P]');
      k_L = rand *4500 + 1500;
  set_param('myModel_closed_loop/Netzmodell und Primaerregelung/
      Frequenzabhaengigkeit der Lasten', 'Gain', 'k_L');
   set_param('myModel_open_loop/Netzmodell und Primaerregelung/
      Frequenzabhaengigkeit der Lasten', 'Gain', 'k_L');
       T_A=rand*2+3;
59
60
       P_0 = 150000;
   set_param('myModel_closed_loop/Netzmodell und Primaerregelung/Netzmodell'
      ,'Denominator','[P_0*T_A 0]');
  set_param('myModel_open_loop/Netzmodell und Primaerregelung/Netzmodell','
      Denominator','[P_0*T_A 0]');
```

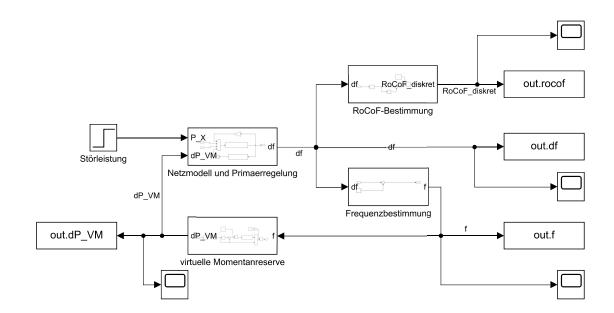
```
63
        t delay=rand*1.96+0.04;
    set_param('myModel_closed_loop/virtuelle Momentanreserve/Messverzoegerung
64
        ','DelayTime','t_delay');
        K VT = rand * 490 + 10;
65
    set param ('myModel closed loop/virtuelle Momentanreserve/K VT', 'Value', '
66
        K VT');
67
   vector_k_P(i)=k_P;
68
69 vector_k_L(i)=k_L;
70 vector_T_A(i)=T_A;
71 vector_t_delay(i)=t_delay;
72 vector_K_VT(i)=K_VT;
73
74
        simOut open loop=sim('myModel open loop');
75
        simOut closed loop=sim('myModel closed loop');
76
    settling_open_loop=stepinfo(simOut_open_loop.fOpenLoop.Data,
        simOut open loop.fOpenLoop.Time)
    settling_closed_loop=stepinfo(simOut_closed_loop.f.Data,
78
        simOut_closed_loop.f.Time)
79
                                                                    ----costs
   J1\_open(i) = -1*(min(simOut\_open\_loop.rocofOpenLoop.Data));
   J2_{pen}(i) = -1*(min(simOut_{pen_loop.dfOpenLoop.Data));
   J3_open(i)=settling_open_loop.SettlingTime;
    J4 open(i)=std(simOut open loop.fOpenLoop.Data);
84
    J1\_closed(i) = -1*(min(simOut\_closed\_loop.rocof.Data));
85
    J2\_closed(i) = -1*(min(simOut\_closed\_loop.df.Data));
86
    J3_closed(i)=settling_closed_loop.SettlingTime;
    J4_closed(i)=std(simOut_closed_loop.f.Data);
88
89
90
        if J1_open(i)>J1_closed(i)
91
             ogrcJ1 = ogrcJ1 + 1;
92
        else
93
94
         cgroJ1=cgroJ1+1;
             nJ1(i,1)=k_P;
95
             nJ1(i,2)=k_L;
96
97
             nJ1(i,3)=T_A;
             nJ1(i,4)=t_delay;
98
             nJ1(i,5)=K_VT;
99
             nJ1(i,6)=T_R;
100
101
        end
102
103
             if J2_open(i)>J2_closed(i)
             ogrcJ2=ogrcJ2+1;
104
105
        else
          cgroJ2=cgroJ2+1;
106
             \mathtt{nJ2}\,(\,\mathtt{i}\,,1\,) \!=\! \!\mathtt{k}_{\mathtt{L}}\mathtt{P}\,;
107
             nJ2(i,2)=k_L;
108
             nJ2(i,3)=T_A;
109
             nJ2(i,4)=t_delay;
110
             nJ2(i,5)=K_VT;
111
```

```
112
               nJ2(i,6)=T_R;
113
                end
114
               if J3_open(i)>J3_closed(i)
115
               ogrcJ3 = ogrcJ3 + 1;
116
117
               else
               cgroJ3=cgroJ3+1;
118
               nJ3(i,1)=k_P;
119
               \mathtt{nJ3}\,(\,\mathtt{i}\,,2\,) {=} \mathtt{k\_L}\,;
120
               nJ3(i,3)=T_A;
121
               nJ3(i,4)=t_delay;
122
               \mathtt{nJ3}(\mathtt{i},5) = \mathtt{K\_VT};
123
               nJ3(i,6)=T_R;
124
125
               end
126
             if J4_open(i)>J4_closed(i)
127
               ogrcJ4 = ogrcJ4 + 1;
128
129
          else
           cgroJ4=cgroJ4+1;
130
131
               nJ4(i,1)=k_P;
               nJ4(i,2)=k_L;
132
               nJ4(i,3)=T_A;
133
               \mathtt{nJ4}\hspace{0.05cm}(\hspace{0.1cm}\mathtt{i}\hspace{0.1cm}, 4\hspace{0.1cm}) \hspace{-2pt}=\hspace{-2pt}\mathtt{t\_delay}\hspace{0.1cm};
134
               nJ4(i,5)=K_VT;
135
               nJ4(i,6)=T_R;
136
137
             end
138
          i=i+1;
139
140
     end
141
142
    minJ1_open=min(J1_open);
    maxJ1_open=max(J1_open);
    minJ2_open=min(J2_open);
    maxJ2_open=max(J2_open);
    minJ3_open=min(J3_open);
146
    maxJ3_open=max(J3_open);
147
    minJ4_open=min(J4_open);
148
149
    maxJ4_open=max(J4_open);
150
    minJ1_closed=min(J1_closed);
151
    maxJ1_closed=max(J1_closed);
    minJ2_closed=min(J2_closed);
153
154 maxJ2_closed=max(J2_closed);
    minJ3_closed=min(J3_closed);
155
    maxJ3_closed=max(J3_closed);
    minJ4_closed=min(J4_closed);
157
158 maxJ4_closed=max(J4_closed);
```

Anhang B

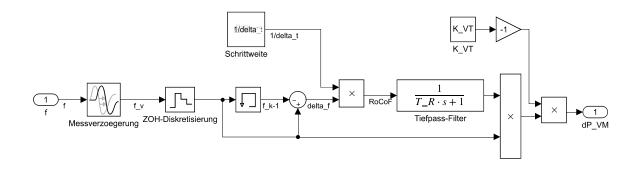
Simulink Modelle

B-1 Höchste Ebene des Netz- und Reglermodells

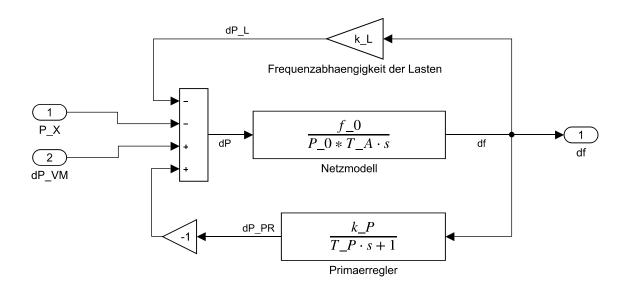


66 Simulink Modelle

B-2 VT-Regler



B-3 Netz-Bilanzmodell

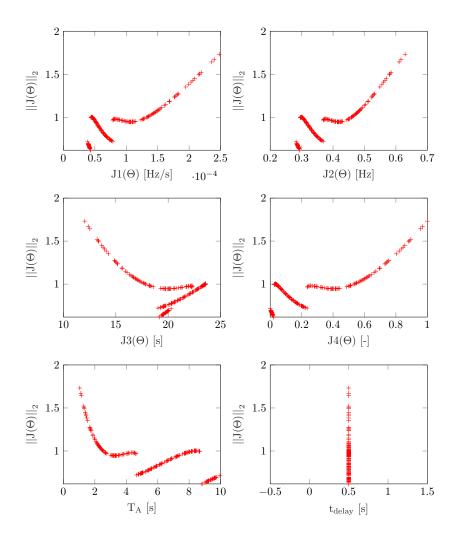


Anhang C

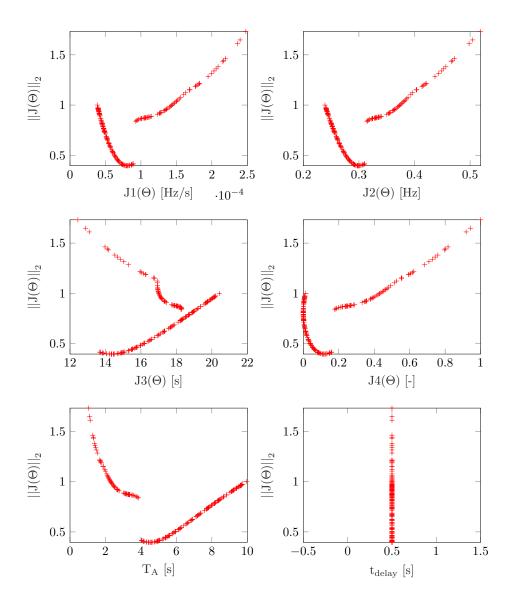
Weitere Simulationsergebnisse

Hier werden die Simulationsergebnisse mit der in Abschnitt 4-4-5 genannten Parametrierung für $t_{delay}=0.5\,\mathrm{s}$ mit $K_{VT}=5\,\mathrm{und}$ $K_{VT}=500$ dargestellt.

C-1 Simulationen für $K_{VT}=5$



$\textbf{C-2} \quad \textbf{Simulationen für } K_{VT} = 500$



Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, "Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental europe Requirements and impacting factors," report, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Mar. 2016.
- [2] ENTSO-E, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS) ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection," tech. rep., European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brüssel, Mar. 2017.
- [3] "Europäisches Verbundsystem," Wikipedia, Mar. 2020. Page Version ID: 197661941.
- [4] J. Franz, C. Cateriano Yáñez, and G. Pangalos, "Optimized Swing Equation Control for Battery Energy Storage Systems," in 2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), pp. 1–6, Apr. 2019.
- [5] ENTSO-E, "Operation Handbook. Policy 1, Load-Frequency Control and Performance," 2009.
- [6] DENA, "Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen.," Feb. 2016.
- [7] A. Bosl, "Einführung in das Programm MATLAB/SIMULINK," tech. rep., Hochschule Ravensburg-Weingarten Labor Regelungstechnik, Ravensburg, Mar. 2007.
- [8] J. Lunze, Regelungstechnik 1: Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen. Springer-Lehrbuch, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, eighth ed., 2010.
- [9] G. R. Meza, X. B. Ferragud, J. S. Saez, and J. M. H. Durá, Controller Tuning with Evolutionary Multiobjective Optimization. Springer, 2017.
- [10] L. Hofmann, Systemverhalten Und Berechnung von Drehstromsystemen. Walter de Gruyter GmbH & Co KG, 2019.

72 Literaturverzeichnis

[11] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung Und Verteilung Elektrischer Energie. Springer-Verlag, 2017.

- [12] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, Mar. 2016.
- [13] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, "Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 47, pp. 7290–7297, Jan. 2014.
- [14] G. Andersson, "Power system analysis," *EEH-Power Systems Laboratory, ETH Zurich, Lecture Notes*, 2012.
- [15] W. Beba and S. A. Meyer, "N.E.W. 4.0- Norddeutsche EnergieWende: Broschüre Deutsch," 2019.
- [16] S. M. Alhejaj and F. M. Gonzalez-Longatt, "Impact of inertia emulation control of grid-scale BESS on power system frequency response," in 2016 International Conference for Students on Applied Engineering (ICSAE), pp. 254–258, Oct. 2016.
- [17] F. M. Gonzalez-Longatt and S. M. Alhejaj, "Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system," in 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT-Asia), pp. 605–610, Nov. 2016.
- [18] T. Kerdphol, F. S. Rahman, Y. Mitani, M. Watanabe, and S. Küfeoğlu, "Robust Virtual Inertia Control of an Islanded Microgrid Considering High Penetration of Renewable Energy," *IEEE Access*, 2018.
- [19] T. Kerdphol, F. S. Rahman, M. Watanabe, and Y. Mitani, "Robust Virtual Inertia Control of a Low Inertia Microgrid Considering Frequency Measurement Effects," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 57550–57560, 2019.
- [20] ENTSO-E, "Nordic report Future system inertia ENTSO-E Docs," tech. rep., European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, June 2018.
- [21] 50hertz, Amprion, Tennet, and T. BW, "Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb," Apr. 2014.
- [22] B. Fuchs, A. Roehder, M. Mittelstaedt, J. Massmann, H. Natemeyer, and A. Schnettler, "Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023 Abschlussbericht," tech. rep., Institut für Hochspannungstechnik RWTH Aachen University, Aachen, June 2015.
- [23] P. Lewicki, "Erneuerbare Energien in Zahlen." https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen, June 2013.
- [24] S. Wilke, "Europäische Energie- und Klimaziele." https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/europae energie-klimaziele, July 2013.
- [25] D. E. Künle, "Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem - Studie im Auftrag der Siemens AG," tech. rep., Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Köln, Dec. 2019.

- [26] B. Hartmann, I. Vokony, and I. Táczi, "Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 12, p. e12128, 2019. _eprint: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/2050-7038.12128.
- [27] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual inertia: Current trends and future directions," *Applied Sciences*, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017.
- [28] H. Bevrani, Robust Power System Frequency Control, vol. 85. Springer, 2009.
- [29] C. Kaufmann, "Development of a Frequency Estimation Method to supply Synthetic Inertia by Battery Energy Storage Systems," Nov. 2019.
- [30] J. Franz, "Development of a Concept for Supplying System Inertia by Battery Energy Storage Systems in Northern Germany," Sept. 2018.
- [31] ENTSO-E, "Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability," tech. rep., Brussels, Mar. 2017.
- [32] DENA, "Innovationsreport Systemdienstleistungen Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030," Dec. 2017.
- [33] C. Rehtanz, M. Greve, and T. Noll, "Sicherer Systembetrieb bei geringer rotierender Schwungmasse." https://www.bulletin.ch/de/news-detail/alexia-sicherer-systembetrieb-bei-geringer-rotierender-schwungmasse.html, July 2017.
- [34] J. Adamy, Nichtlineare Systeme Und Regelungen. Springer, 2018.
- [35] T. Hrycej, Robuste Regelung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2018.
- [36] J. Lunze, Regelungstechnik 2, vol. 6. Springer, 1996.
- [37] R. Herzog and J. Keller, "Advanced control-an overview on robust control," *Master Sci. Eng*, vol. 6, pp. 14–20, 2009.
- [38] D. Oeding and B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke Und Netze, vol. 6. Springer, 2011.
- [39] "Systemtheorie Online: Kausalität." https://www.eit.hs-karlsruhe.de/mesysto/teil-a-zeitkontinuierliche-signale-und-systeme/zeitkontinuierliche-systeme-im-zeitbereich/grundlegende-eigenschaften-zeitkontinuierlicher-systeme/kausalitaet.html.
- [40] A. Ademola-Idowu and B. Zhang, "Optimal Design of Virtual Inertia and Damping Coefficients for Virtual Synchronous Machines," in 2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1–5, Aug. 2018.