

Abschlussbericht für das Gesamtprojekt „DisrupSys“



Vorhabensbezeichnung

Verbundvorhaben: DisrupSys- Disruptive Funktionen und Technologie für den winkelbasierten Verbundnetzbetrieb in Umrichter dominierten Energiesystemen mit überwiegend regenerativer Einspeisung

Berichtszeitraum

01.08.2021-31.12.2024

Erstellt durch

Alhomsy, Hassan (TUIL)¹

Gierschner, Magdalena (URO)²

Halawi, Nizam (TUIL)¹

van der Straeten, Michael (AMP)³

Woidelko, Mirco Fabian (TUHH)⁴

¹Linke, Franz; Schlegel, Steffen; Westermann, Dirk (TUIL)

²Eckel, Hans-Günter (URO)

³Hennig, Tobias (AMP)

⁴Becker, Christian (TUHH)

Erstellt am

30.06.2025

FKZ: 03EI6056A, 03EI6056B, 03EI6056C, 03EI6056D



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Executive Summary	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.1.1	Säule 1 Modellsystem	2
1.1.2	Säule 2 Module der Netzleittechnik	2
1.1.3	Säule 3 Betrieb Energiespeichereinheit	3
1.1.4	Säule 4 Spannungseinprägende Umrichter	3
1.1.5	Säule 5 Transformationspfad	3
1.1.6	Säule 6 Echtzeit-Demonstrator	4
1.2	Ziele des Projektes	4
1.3	Planung und Ablauf	5
1.4	Wissenschaftlich-technischer Stand	6
1.4.1	Aktueller Stand der Technik	6
1.4.2	Netzregelung und Netzbetrieb	6
1.4.3	Integration direkt gekoppelter Synchronmaschinen, (Drehzahlregelung)	7
1.4.4	Spannungseinprägende Netzregelungsverfahren	7
1.4.5	Konzept der winkelbasierten Netzregelung	9
1.4.6	Sektorengekoppelte Netzbetriebsführung	9
1.4.7	Modellierung von sektorengekoppelten Technologien	10
2	Modellsystem	11
2.1	Netzmodelle	11
2.2	Erarbeitung von Testszenarien	13
2.3	H2-Schnittstelle und die zugehörige Netznachbildung	14
2.4	Anforderungen an die Umrichtermodellierung	14
3	Module der Netzleittechnik (TUIL)	15
3.1	Definition lege artis Netzbetrieb mit Winkelbasierter Regelung	15
3.1.1	Bedeutung des Spannungswinkels in der elektrischen Energieübertragung	15
3.1.2	Architektur des Netzbetriebs mit winkelbasierter Regelung	17
3.1.3	Primärregelung	20
3.1.4	Sekundärregelung	22
3.1.5	Bedarf an GPS	25
3.2	Beeinflussung der Bereitstellung von Regelleistung	25

3.2.1	Problembeschreibung.....	25
3.2.2	Regelungskonzept.....	26
3.3	Sonderfall - Energiebilanz-neutraler Arbeitspunkt.....	27
3.3.1	Problembeschreibung.....	27
3.3.2	Methode zum Lösen des Problems mit energieneutralen Arbeitspunkt	29
3.4	Beherrschung n-1 mit kurativen Arbeitspunkte.....	31
3.5	Allokation Energiereserve	33
3.5.1	Problembeschreibung.....	33
3.5.2	Methode zur Allokation Energiereserve	33
3.6	Untersuchungsfälle	35
3.6.1	Status Quo Leistung-Frequenz-Regelung	35
3.6.1.1	Primärregelung	35
3.6.1.2	Sekundärregelung	36
3.6.2	Konstant-Frequenz-Regelung	38
3.6.2.1	Primärregelung	38
3.6.2.2	Sekundärregelung	40
3.6.3	Arbeitspunktwechsel.....	42
3.6.4	Beeinflussung der Bereitstellung von Regelleistung.....	44
3.6.4.1	Fixierte Spannungswinkelregelung	45
3.6.4.2	Arbeitspunkt innerhalb des Todbandes	46
3.6.4.3	Arbeitspunkt innerhalb des Todbandes	47
3.6.5	Energieneutraler Arbeitspunkt	48
3.6.5.1	Energieneutraler Arbeitspunkt bei LFR.....	48
3.6.5.2	Energieneutraler Arbeitspunkt bei KFR	49
3.6.5.3	Beispielfall zum Umgehen mit energieneutralen Arbeitspunkt.....	50
3.6.6	Beherrschung n-1	52
3.6.7	Allokation Energiereserve.....	53
3.7	Vergleich LFR mit Spannungswinkelregelung.....	57
3.7.1	Indikatoren	59
3.7.1.1	Index für Regelleistungsverteilung (VRLI).....	59
3.7.1.2	Index für mittlere Auslastung der Leitungen (MALI)	59
3.7.1.3	Ausregelungsgeschwindigkeitsindex (ARGI)	60
3.7.1.4	Maximale Frequenzabweichungsindex (MFDI).....	61

3.7.1.5	Dynamischer Spannungsindex (DVI)	61
3.7.1.6	Quasistationäre Spannungsindex (QSVI).....	62
3.7.1.7	Spannungswinkeldifferenzindex (SWDI)	62
3.7.1.8	Wirkleistungsverlustindex (WLVI).....	63
3.7.2	Vorgehensweise und Annahmen.....	64
3.7.3	Ergebnisse.....	66
3.7.3.1	Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)	66
3.7.3.2	Lastzunahme (21 % der Lasten sind dynamische Lasten).....	68
3.7.3.3	Lastzunahme (50 % der Lasten sind dynamische Lasten).....	70
3.7.3.4	Lastzunahme (Alle Lasten sind dynamische Lasten)	73
3.7.3.5	Leitungsausfall (Lasten mit konstanter Leistung)	75
3.7.3.6	Erzeugungseinheitsausfall (Lasten mit konstanter Leistung).....	77
3.7.3.7	Auswertung der Ergebnisse.....	79
4	Betrieb Energiespeichereinheit (TUHH)	83
4.1	Dynamische Modellierung von H2-Infrastruktur.....	83
4.1.1	Dynamik der Brennstoffzelle.....	84
4.1.2	Dynamik der Batterie.....	84
4.1.3	Dynamik des Elektrolyseurs	84
4.2	Modellierung von H2-/Speicher- und Elektrizitätssystemen.....	85
4.2.1	Dimensionierung.....	85
4.2.2	Gesamtmodell des Kraftwerks und Parametrisierung.....	88
4.2.3	Ergebnisse der unterschiedlichen Regelungsansätze	90
4.2.4	Perspektiven.....	93
4.3	Echtzeitbetrieb des H2-Systems.....	94
5	Spannungseinprägende Umrichter (URO).....	95
5.1	Aufbau des Modells	95
5.2	Das Regelungskonzept.....	96
5.2.1	Regelung der Spannungsamplitude am Bus.....	96
5.2.2	Regelung des Spannungszeigerwinkel am Bus.....	97
5.2.3	Strombegrenzung.....	97
5.2.4	Gegensystemregelung.....	99
5.2.5	Raumzeigermodulation.....	100
5.3	Simulationsergebnisse.....	101

5.3.1	Lastsprünge	101
5.3.2	Symmetrische Netzfehler	103
5.3.2.1	Spannungseinbruch	103
5.3.2.2	Phasensprung	106
5.3.3	Unsymmetrische Netzfehler	108
5.4	Stabilität	111
5.4.1	Stabilität der Umrichterregelung	111
5.4.2	Stabilität des Gesamtsystems	111
6	Transformationspfad (AMP)	114
6.1	Perspektive Netzbetrieb & Netzleittechnik	114
6.2	Perspektive Umrichter	123
7	Echtzeit-Demonstrator (TUIL)	128
7.1	Aufbau des Demonstrators	128
7.1.1	Technische Umsetzung:	128
7.1.1.1	Modellimplementierung Umrichtermodell im Netzmodell der TUIL	129
7.2	Demo-Szenarien	129
7.3	Validierung der Demonstrationsergebnisse	130
7.3.1	Änderung des Sollwerts	130
7.3.2	Lastzunahme	132
7.4	Kupplung von Echtzeitsimulatoren	133
7.4.1	Test des Kommunikationsnetzes	134
7.4.2	Kupplung des Netzmodells mit der H ₂ -Infrastruktur	135
7.4.3	Ergebnis der Tests und Lösungsansatz für den Demonstrator	136
7.4.4	Simulation eines Kommunikationsnetzes	137
7.5	Echtzeitsimulation H2 Infrastruktur	137
7.6	Modellimplementierung Umrichtermodell	137
8	Zusammenfassung	139
A	Abbildungsverzeichnis	V
B	Tabellenverzeichnis	XII
C	Abkürzungsverzeichnis	XIV
D	Literaturverzeichnis	XV

1 Einleitung und Executive Summary

1.1 Aufgabenstellung

Das Grundprinzip des Betriebs elektrischer Energienetze ist unmittelbar durch das elektromechanische Verhalten von Synchrongeneratoren bestimmt. Dabei dient die Netzfrequenz als zentrale Führungsgröße und ist ein Indikator für das Gleichgewicht zwischen Wirkleistungserzeugung und -verbrauch. Mit dem Wegfall von Kernkraft- und Kohlekraftwerken sowie der zunehmend regenerativ geprägten elektrischen Energieerzeugung fällt auch eine signifikante Anzahl Synchrongeneratoren weg. Hieraus resultiert die Notwendigkeit, perspektivisch den Verbundnetzbetrieb an die neuen Rahmenbedingungen anzupassen und weiterzuentwickeln.

Eine Möglichkeit, einem spannungseinprägend-geregelten Umrichter auf Basis des Netzzustands kommunikationsbasiert einen Arbeitspunkt zuzuweisen, besteht in einem winkelbasierten Verbundnetzbetrieb, der so genannten Winkelregelung. Für ein System mit klassischen Synchrongeneratoren gab es bereits vor geraumer Zeit akademische Untersuchungen [1].

Im Projekt DisrupSys sollten vor diesem Hintergrund der winkelbasierte Verbundnetzbetrieb in Umrichter dominierten Energieversorgungssystemen unter Wahrung des Wirk- und Blindleistungsgleichgewichts erforscht und entwickelt werden. Dabei steht im Fokus, wie das Verbundnetz dahingehend transformiert werden kann. Ausgangspunkt sind heute funktional bekannte Basistechnologien aus den Anwendungsdomänen Umrichter, Speicher und Netzleittechnik. Diese sollen durch ein neues Netzregelungsverfahren so nutzbar gemacht werden, dass eine insgesamt bessere und effektivere Ausnutzung der technischen Möglichkeiten und Funktionen eines mit diesen Technologien ausgestatteten elektrischen Netzes erfolgen kann. Insbesondere soll das neue Netzregelungsverfahren die individuellen oben beschriebenen Funktionen in einem solchen Netz unterstützen.

Zur Sicherstellung ist die Weiterentwicklung und Einbindung der Schlüsselkomponenten „Umrichter“, „Energiespeicher“ und „Netzleittechnik“ notwendig.

- Eine Schlüsselkomponente für den weiterentwickelten Verbundnetzbetrieb mit Winkelregelung sind unter anderem im Transportnetz installierte Umrichter als spannungseinprägende (netzbildende) Betriebsmittel. Diese Umrichter bewirken instantane Leistungsflussänderungen an ihrem Netzverknüpfungspunkt, wenn das Energiegleichgewicht im Netz gestört ist. Wie ein solch spannungseinprägendes Verhalten technologisch realisiert werden kann, ist für Synchrongeneratoren und Umrichter Stand der Wissenschaft. Bezogen auf die Umrichterregelung gibt es dazu einige Forschungsprojekte, in denen das netzbildende Verhalten von Umrichtern untersucht wird. Beispiele sind die Projekte Netzregelung 2.0 (FKZ 0350023A), das von der Landesexzellenzinitiative Mecklenburg-Vorpommern geförderte Projekt Netz-Stabil oder auch das seitens der EU geförderte Projekt MIGRATE [2].
- Damit bei spannungseinprägendem Verhalten ein bidirektionaler Energieausgleich im elektrischen Netz erfolgen kann, müssen die Umrichter als zweite Schlüsselkomponente entweder mit einem Energiespeicher, oder einem anderen Energiesystem verknüpft sein. Wie Umrichter mit Energiespeichern gekoppelt werden können, ist seit vielen Jahren Stand der Technik. Weiterhin gibt es seit einigen Jahren Konzepte für Anlagen, die über verschiedene Speichertechnologien als Schnittstelle zu einem anderen Energieträgersystem dienen und somit Leistungsungleichgewichte über längere Zeiträume ausgleichen können. Eine mögliche Realisierung ist das 2017 vorgestellte Konzept des Speicherkraftwerks [3], das auch als Kopplung zu einer Wasserstoffinfrastruktur eingesetzt werden kann.

- Dritter technologischer Schlüssel ist eine Netzleittechnik, die den aus einem winkelgeregelten Verbundbetrieb resultierenden Anforderungen gerecht wird. Dies umfasst die Ausgestaltung zuverlässiger IKT-Systeme und Prozesse. Im Projekt DynaGridCenter (FKZ: 03ET7541) werden erste Lösungen für einen entsprechenden Netzbetrieb adressiert. Der Fokus hier liegt allerdings nicht auf einem neuen Betriebsführungsregime, sondern auf Verfahren zur Integration von HGÜ-Strecken und den dazu erforderlichen „HEO-Funktionalitäten“ (HEO = höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen). Die Einbeziehung von hochpräzisen, zeitsynchronisierten Phasor-Messdaten erlaubt hier bereits die Anwendung von Algorithmen zur Ermittlung und Handhabung eines dynamischen Netzzustandes. Weiterführend wird dazu im Projekt HyLite (FKZ: 0350034C) auf Basis einer „Digital-Twin“-zentrischen Architektur der Grundstein für eine netzleittechnische Architektur zum Betrieb hochdynamischer Energiesysteme gelegt.

Zur Beantwortung dieser Fragestellung gliedert sich das Forschungsprojekt in sechs Säulen, die wie folgt gegliedert sind:

- Säule 1 Modellsystem
- Säule 2 Module der Netzleittechnik
- Säule 3 Betrieb Energiespeichereinheit
- Säule 4 Spannungseinprägende Umrichter
- Säule 5 Transformationspfad
- Säule 6 Echtzeit-Demonstrator

1.1.1 Säule 1 Modellsystem

Die Komponentenmodelle mehrerer beteiligter Projektpartner muss in einem gemeinsamen Modellsystem integriert werden. Die Netzmodelle für das gemeinsame Modellsystem werden unter Berücksichtigung der Anforderungen der jeweiligen Akteure hinsichtlich Detaillierungsgrad, Zeitbereich, Schnittstellen usw. angepasst. Neben dem Netzmodell werden auch Testszenarien festgelegt, die als Basis für Untersuchungen dienen und sich an aktuellen Entwicklungen im Energieversorgungssystem orientieren. Die Ergebnisse dieses Arbeitspakets werden als Leitfaden für weitere Untersuchungen und Modellierungsansätze dienen. Als Ergebnisse liegen vor:

- Modellsystem als Grundlage für die Modellierungsansätze
- Modellsystem ist definiert
- Testszenarien sind definiert
- Schnittstellen und Anforderungen an die Komponentenmodelle sind definiert

1.1.2 Säule 2 Module der Netzleittechnik

Erarbeitet werden Verfahren zur Spannungswinkel basierten Netzregelung. Dabei wird insbesondere auf die Prozessschritte des Systembetriebs- Betriebsplanung und Echtzeitbetrieb, eingegangen. Weiterhin wird das Verfahren um das n-1-Prinzip erweitert und damit verbundene Anpassungen implementiert. Auf Basis des entwickelten Verfahrens werden die damit verbundenen Echtzeitbedingungen für eine spätere Realisierung abgeleitet. Als Ergebnisse liegen vor:

- Verfahren für die Betriebsplanung und Echtzeitbetrieb bzgl. Allokation der Regelenenergieserven, Bestimmung Winkelarbeitspunkte, Ausregelung Energieungleichgewicht und Beherrschung (n-1)-Fälle in Modulen für die Netzleittechnik umgesetzt.
- Echtzeitanforderungen für Verfahren der Winkelregelung abgeleitet und die Schnittstellenanforderungen für den Demonstrator überführt.

1.1.3 Säule 3 Betrieb Energiespeichereinheit

Die existierenden Konfigurationen der Komponenten innerhalb des Wasserstoffspeicherkraftwerks werden genutzt, um unterschiedliche Regelkonzepte für den Leistungsfluss innerhalb des Kraftwerks zu untersuchen. Des Weiteren wird der Einfluss von unterschiedlichen Positionen der einzelnen Energiewandlungs- und Speicherbauteile auf den Leistungsfluss innerhalb des Kraftwerks untersucht. Dabei wird insbesondere auf die inhärente und kommunikationsfreie Regelung und Abstimmung des Leistungsflusses zwischen den einzelnen Bauteilen geachtet.

Als Ergebnisse liegen vor:

- Konzept zur Dimensionierung von Wasserstoffspeicherkraftwerken basierend auf dem Zubau von erneuerbaren Energien und dem steigenden elektrischen Energiebedarf
- Modelle der Komponenten für die Simulation eines kompletten Wasserstoffspeicherkraftwerks
- Betriebskonzept des Wasserstoffspeicherkraftwerkes: Regelungsverfahren zum Erhalt der DC-Bus-Spannung für unterschiedliche Netzereignisse sowohl für die Erzeugungsfunktion als auch die Speicherfunktion des Kraftwerks
- Über den Projektumfang hinausgehende weitere Modellanforderungen im Hinblick auf die Realisierung von Wasserstoffspeicherkraftwerken im Netzbetrieb

1.1.4 Säule 4 Spannungseinprägende Umrichter

Netzseitige Umrichter sind das Bindeglied zwischen der Energieerzeugung und dem Verteilnetz. Es gibt zwei grundsätzliche Konzepte: Umrichter können entweder stromeinprägend sein und dabei das primäre Ziel verfolgen die gesamte momentan erzeugte Energie in das Netz einzuspeisen oder sie können spannungseinprägend geregelt sein und sich somit netzbildend verhalten. Für das winkelbasierte Netz sollen Regelungskonzepte für spannungseinprägende Umrichter untersucht werden. Die Umrichter bekommen einen Sollwert für den Ausgangsspannungszeiger gegeben, welcher mit der festen Frequenz von 50Hz rotiert. Dieser Zeiger muss solange gehalten werden, wie genug Energieerzeugung (aus Wind, Solar oder wie im Projekt untersucht H2) zur Verfügung steht. Reicht die erzeugte Energie nicht aus, dreht der Spannungszeiger sich und die elektrisch nächstgelegene Erzeugungseinheit übernimmt die Leistung. Zum Eigenschutz des Umrichters ist die Strombegrenzung der Halbleiter zu beachten. Vor allem im Netzfehlerfall ist eine instantane Strombegrenzung unabdingbar.

1.1.5 Säule 5 Transformationspfad

Es wird die Möglichkeit einer Transformation des elektrischen Verbundsystems hin zu einem Regime mit Spannungswinkelregelung aufgezeigt und ein möglicher Hybridbetrieb analysiert. Ausgehend von dem heutigen Betriebsregime in Form der Leistungs-Frequenz-Regelung wird dafür schrittweise die Transformation zunächst zu einer hybriden Verbundnetzregelung, bestehend aus Leistungs-Frequenz-Regelung und Winkelregelung beschrieben. Deren Zusammenspiel soll dabei auch hinsichtlich der entwickelten Durchdringungs-Szenarien und Allokationen der Einheiten analysiert werden. In einem weiteren Schritt wird dann der Übergang zu einer reinen Winkelregelung beschrieben. Der Transformationspfad gliedert sich dabei in die verschiedenen im Projekt behandelten Aspekte auf: Dies inkludiert den eigentlichen Netzbetrieb und die Netzleittechnik, wie auch die notwendigen technologischen Entwicklungen hinsichtlich der Umrichter und Energiewandler. Weiterhin werden auch Abschätzungen der künftigen Anforderungen an technische Regeln, die Kommunikationstechnik und Datenverarbeitung berücksichtigt.

1.1.6 Säule 6 Echtzeit-Demonstrator

Die entwickelten Verfahren und Modelle in echtzeitfähige Demonstrationsumgebung werden überführt. Damit kann das Zusammenspiel aller notwendigen Komponenten und Verfahren im Hinblick auf deren zeitsynchrone Umsetzung evaluiert werden. Im Gegensatz zur Simulation von Einzelmodulen und Verfahren ergibt sich damit die Evaluierung der Wirkung im Gesamtsystem. Als Ergebnisse liegen vor:

- System zur Demonstration der Funktionsfähigkeit und Eigenschaften des erarbeiteten Verbundregelungssystems auf Basis von Winkelregelung
- Demonstrator ist aufgebaut
- Demonstrationsszenarien sind implementiert und Untersuchungen damit abgeschlossen

1.2 Ziele des Projektes

Mit dem Systemansatz in dem Projekt DisrupSys sollen die Funktionen und Technologien entwickelt werden, um ein elektrisches Verbundnetz mit Winkelregelung zu betreiben und dabei spannungseinprägende Umrichter optimal einzubinden. Dabei wird eine effizientere Bewirtschaftung von Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie, ein stabileres Netzverhalten vor allem vor dem Hintergrund des Wegfalls konventioneller Kraftwerke und eine bessere Systemreaktion in Folge von Fehlerfällen erwartet. Die wissenschaftlichen Projektziele im Einzelnen sind in Tab. 1.1 dargestellt.

Tab. 1.1 Wissenschaftliche Ziele des DisrupSys-Projekts

Ziel	Inhalt
Z1	Erarbeitung eines auf Winkelregelung basierenden Betriebsregimes für ein elektrisches Verbundnetz mit Einsatz von netzbildenden Umrichtern und überwiegend erneuerbaren Energieeinspeisern nach Szenario 2040
Z2	Entwurf von Modulen für Netzleittechnik zur optimalen Allokation von Energiereserven für Ausgleichsenergie, für Sollwertzeitreihen für Umrichter, für Ausregelung eines Erzeugungsungleichgewichts und zur Bestimmung und Auslösung von Maßnahmen zur Beherrschung von (n-1)-Fällen
Z3	Entwicklung von netzleittechnischen Assistenzsystemen zur zukünftigen vollständigen oder teilweisen Integration des neuen Betriebsregimes in netzleittechnische Systeme
Z4	Modellierung der Komponente am Umrichter zur Umsetzung des winkelbasierten Betriebsregimes im Wechselspiel mit der Netzleittechnik
Z5	Entwicklung von Methoden zur optimalen Dimensionierung der Energiespeichereinheit am Umrichter zur Wahrnehmung der Betriebsaufgaben im Verbundnetz sowie Methoden zum Betrieb der Schnittstelle zu einer parallelen Energieträgerinfrastruktur am Beispiel Wasserstoff (H ₂)
Z6	Aufbau eines Demonstrators zur Demonstration und Validierung des winkelbasierten Betriebsregimes unter Berücksichtigung netzleittechnischer Latenzen
Z7	Darstellung des Transformationspfads vom heutigen System zur einem winkelbasierten Betriebsregime und Abbildung geeigneter Schritte als Szenarien im Demonstrator
Z8	Analyse des Zusammenspiels aus Leistungs-Frequenz-Regelung und Winkelregelung in Bezug auf das Systemverhalten anhand von Durchdringungs-Szenarien und Ableitung geeigneter örtlicher und zeitlicher Allokationen
Z9	Analyse unterschiedlicher Konzepte in Bezug auf die Umsetzung einer netzbildenden Regelung von Umrichtern in Bezug auf die Implementierung in einer Winkelregelung

1.3 Planung und Ablauf

Die Gliederung des Verbundvorhabens ist in der Abb. 1.1 gezeigt. Innerhalb der Säulen ergeben sich in Tab. 1.2 aufgeführten Meilensteine

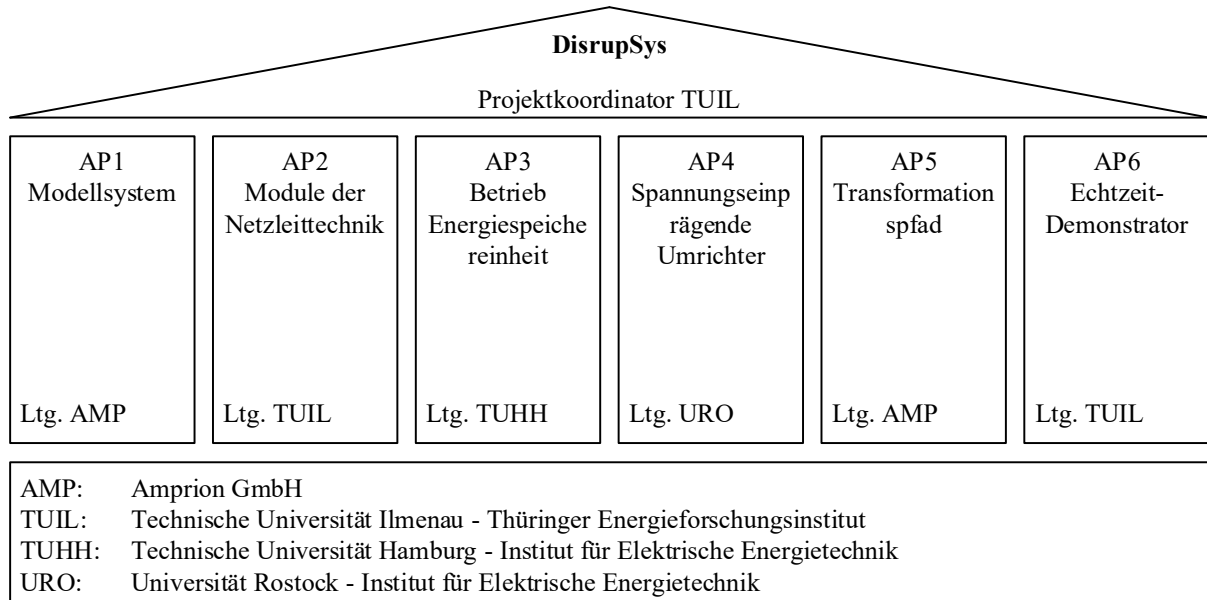


Abb. 1.1 Struktur und Partner des Verbundvorhabens

Tab. 1.2 Meilensteine

Meilenstein	Ziel	Projektmonat
M0.1	Projektstart	1
M1.1	Modellsystem ist definiert	6
M1.2	Testszenarien sind definiert	6
M1.3	Schnittstellen und Anforderungen an die Komponentenmodelle sind definiert	9
M0.2	Umsetzung Projektziele Jahr 1	12
M2.1.1	Status Quo zu relevanten Prozessen des Netzbetriebs und Abgleich der Funktionen mit Anforderungen an Winkelregelung	12
M2.6.1	Ableitung der Echtzeitbedingungen für Verfahren der Winkelregelung	18
M3.1	Die dynamische Modellierung der H2-Infrastruktur und die entsprechenden reduzierten Modelle für Netzstudien sind fertig.	18
M4	Betrieb spannungseinspeisender Umrichter am Netz auf winkelbasierter Regelung	18
M0.3	Umsetzung Projektziele Jahr 2	24
M3.5.1	Anforderungsdefinition für die Demonstratorkopplung mit H2-Infrastruktursimulation	27
M4.7.1	Umsetzung der Umrichtermodelle im Demonstrator	27
M6.1.1.	Demonstratoraufbau	27
M2.2.1	Verfahren zur Prognose des winkelbasierten „Regelleistungsbedarfs“	30
M2.3.1	Verfahren zur Bestimmung von Winkelarbeitspunkten und Modellierung eines generischen Kommunikationsnetzes	30
M2.4.1	Modulaufbau zur Ausregelung des Energieungleichgewichts mit Speichereinheiten	30
M2.5.1	Ableitung von Kriterien zur Quantifizierung der besseren Ausnutzung von Netzbetriebsmitteln	30
M5.3.1	Abgeschlossene Analyse des erforderlichen Entwicklungspfads H2-Schnittstellentechnologie und nachgelagertes Infrastruktursystem	30

Meilenstein	Ziel	Projektmonat
M3.4	Verfahren für den Echtzeitbetrieb des H2-Systems sind definiert und validiert	30
M6.2	Echtzeitsimulation H2 Infrastruktur und gekoppelt / Kopplung der Sim-Standorte (Phasor) sind validiert	30
M6.3.1	Demonstration des Unterschieds zwischen frequenzbasierter und winkelbasierter Netzregelung	36
M5.1	Transformationspfad des Netzbetriebs ist erarbeitet	36
M0.4	Umsetzung Projektabschluss	36

1.4 Wissenschaftlich-technischer Stand

1.4.1 Aktueller Stand der Technik

Die Untersuchung des netzbildenden Einsatzes von Umrichtern durch eine Einprägung der Ausgangsspannung anstelle einer Stromregelung wird aktuell in verschiedenen Dimensionen untersucht. So gibt beispielsweise Heising in [4] anhand von Beispielen an, wie verschieden typische Regelungsansätze in speziellen Netzzuständen reagieren und zu einem netzdienlichen Verhalten führen können. Der konkrete Einsatz vor allem im Zusammenhang mit der Kopplung von erneuerbaren Energieanlagen heute wird im Projekt Netzregelung 2.0 (FKZ 0350023A) untersucht. Der Fokus liegt dabei nicht auf der Umstellung des Verbundbetriebs, sondern auf der Bereitstellung netzbildender Funktionen, die bei einer verringerten Anzahl von Synchronmaschinen im Netz den derzeitigen Verbundbetrieb auf Basis der Frequenzregelung unterstützen können (vgl. auch [5]). Besonders positiv wird die netzbildende Eigenschaft im Rahmen vom Netzwiederaufbau betrachtet (vgl. [6] und [7]). Auch seitens der Transportnetzbetreiber gibt es aktuelle Überlegungen zu netzbildenden Eigenschaften von HGÜ- und anderen Umrichtern, um die absehbarer geringer werdende netzbildende Wirkung von Synchrongeneratoren zu kompensieren und perspektivisch das Netz überhaupt noch betreibbar zu machen (vgl. [8]). Dies findet sich auch bereits in den Netzanschlussregeln für HGÜ-Anlagen in den Kapiteln zur dynamischen Spannungsstützung und der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung wieder [9]. Es fehlt bislang eine Lösung für einen systemtechnischen Einsatz netzbildender Umrichter in dem perspektivisch auch andere Energieträgernetze berücksichtigt werden können (z.B. Gasnetz). Einen ersten Vorstoß in diese Richtung hat Weber [3] im Zusammenhang mit der Vorstellung eines Speicherkraftwerks gemacht, in dem er aufzeigt, wie durch Spannungseinprägung und Kopplung der elektrischen mit einer H2-Infrastruktur grundsätzlich eine andere Netzbetriebsweise möglich gemacht werden kann.

Das Projekt DisrupSys setzt auf dem Stand der Technik auf und zielt auf die neuartige systemtechnische Entwicklung disruptiver Funktionen bzw. Technologie für den winkelbasierten Verbundnetzbetrieb und leistet damit einen signifikanten Beitrag zur Weiterentwicklung des Stands der Technik. Aus der nachfolgenden Darstellung des Standes der Technik wird zum einen deutlich, welches bereits etablierte Umfeld an Netzregelungsverfahren existiert und wie mit spannungsstabilisierenden Eigenschaften von systemrelevanten Umrichtern ein neu-artiges Regelungskonzept umgesetzt werden kann. Wobei es dabei nicht ausschließlich um Spannungshaltung geht, vielmehr soll das Modell des Spannungszeigers mit Betrag und Phasenlage als systemische Regelungsgröße anstelle der Systemfrequenz genutzt werden.

1.4.2 Netzregelung und Netzbetrieb

Die heutige Aktivierung von Regelreserven in Kontinentaleuropa besteht aus zwei wesentlichen Bestandteilen, welche in der Guideline on electricity transmission system operation [10] beschrieben sind.

Die Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR) ist für die Frequenzhaltung (Artikel 142 [10]) zuständig und als Proportionalregelung mit der Frequenzabweichung als Führungsgröße dezentral in den für FCR präqualifizierten Anlagen implementiert.

Für die Frequenzrückführung (Artikel 143 [10]) werden die Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) sowie die Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) eingesetzt. Die Sekundärregelleistung wird in jeder Regelzone (RZ) durch jeweils einen zentralen Leistungs-Frequenz-Regler aktiviert. Dieser hat proportional-integrierendes Verhalten und die Aufgabe, den Area Control Error (ACE) der RZ gegen null zu regeln, um die aktivierte FCR schrittweise abzulösen (Artikel 145 [10]). Der ACE stellt das Leistungsungleichgewicht der RZ dar und wird aus der Differenz aus Soll und Ist des Leistungsaustausches über die Regelzonengrenzen summiert mit dem Frequenzregelfehler berechnet. Der Frequenzregelfehler berücksichtigt die Aktivierung von FCR sowie den Selbstregeleffekt der rotierenden Last in der RZ in Abhängigkeit der Netzfrequenz. Die mFRR wird bei langanhaltendem Leistungsungleichgewicht manuell aktiviert, um Kapazitäten der aFRR wieder für die automatische Regelung freizugeben.

Vor dem Hintergrund eines zunehmend durch Umrichter dominierten Energieversorgungssystems entwirft das Projekt DisrupSys einen neuartigen Ansatz der sich von dem netzfrequenzbasierten Einsatz von Regelreserven unterscheidet. Dabei wird untersucht, wie die vielseitigen Regelungsmöglichkeiten von leistungselektronischen Umrichtern die Frequenzregelung ergänzen bzw. später möglicherweise ersetzen können. Da die frequenzabhängige Aktivierung von FCR durch die Berücksichtigung des Frequenzregelfehlers auch in den Prozess zur Aktivierung von aFRR eingeht, wird im Rahmen des Projekts auch das Zusammen-spiel einer Winkelregelung mit dem Leistungs-Frequenz-Regler betrachtet.

1.4.3 Integration direkt gekoppelter Synchronmaschinen, (Drehzahlregelung)

Im implementierten Stand der Technik – der Leistungs-Frequenz-Regelung (LFR) – ist die Integration direkt gekoppelter Synchrongeneratoren inhärent gegeben. Durch die direkte Kopplung wird bei einem negativen Frequenzgradienten rotatorisch gespeicherte Energie aus dem mechanischen System instantan ausgekoppelt, bei einem positiven Gradienten eingekoppelt. Die LFR ist daher eine direkte Folge der physikalischen Eigenschaften der Synchronmaschine. Die Primärregelung verstellt bei einer Abweichung der Frequenz gegenüber dem Sollwert die mechanische Leistung. Regelungstechnisch handelt es sich also um eine Drehzahlregelung mit Proportionalregler und dem Drehmoment als Stellgröße.

Dieses Konzept kann für die Leistungs-Winkel-Regelung erweitert werden, in dem der Drehzahlregelung eine Lageregelung überlagert wird. Es ist allerdings unklar, ob solch eine Regelung bei starken Anregungen noch stabil ist. Außerdem verliert das Gesamtsystem die Momentanreserve, da keine Frequenzänderung mehr auftritt.

1.4.4 Spannungseinprägende Netzregelungsverfahren

Die Klassifizierung spannungseinprägender Umrichterregelungsverfahren ist gemäß gegenwärtigem Stand der Technik noch nicht einheitlich festgelegt. Zur Einordnung ist es zunächst wichtig, anhand des bekannten Verhaltens von Synchrongeneratoren typische Merkmale netzbildenden Verhaltens zu definieren. Diese netzbildenden Eigenschaften einer Synchronmaschine sind

- die Generatorklemmenspannungsregelung,
- die Trägheit der rotierenden Massen sowie
- die Bildung eines hohen Beitrages zum Kurzschlussstrom.

Die gebräuchliche Modellierung besteht aus einer Ersatzschaltung mit idealer Spannungsquelle und Innenimpedanz zusammen mit einer nichtlinearen Bewegungsdifferentialgleichung. Darauf basierend kann

netzbildendes Verhalten mit dem Blick auf alternative, d.h. Realisierungen mit selbstgeführten Spannungsumrichtern (Voltage Source Converter – VSC) beispielsweise durch folgende Eigenschaften charakterisiert werden:

- direkte, schnelle Spannungsregelung
- Entkopplung von Amplituden- und Phasenregelung, d. h. unabhängige Regelung von Spannung und Frequenz
- Trägheit

Dabei ist heute noch nicht einheitlich festgelegt, welche dieser netzbildenden (engl.: grid forming) Eigenschaften in welcher Kombination unter spannungseinprägenden Netzregelungsverfahren verstanden werden. Eine Klassifikation gemäß CIGRÉ TF 77 [11] unterscheidet zwischen folgenden Arten von Regelungsverfahren selbstgeführter Spannungsumrichter:

- Grid Following: Umrichter arbeitet netzspeisend im Netzparallelbetrieb mit dynamischer Netzstützung bei Kurzschlüssen. Der Kurzschlussstrombeitrag orientiert sich am Bemessungsstrom. Dieses Verhalten entspricht der stromeinprägend geregelten Betriebsweise.
- Grid Forming: Umrichter kann Betrag und Frequenz der Ausgangsspannung regeln und ist nur für den Inselnetzbetrieb geeignet. Sein Kurzschlussstrombeitrag orientiert sich am Bemessungsstrom. Dieses Verhalten entspricht einer spannungseinprägend geregelten Betriebsweise.
- Synchronous Grid Forming: Umrichter kann Betrag und Frequenz der Ausgangsspannung regeln und ist für den Netzparallelbetrieb geeignet. Sein Kurzschlussstrombeitrag orientiert sich am Bemessungsstrom. Dieses Verhalten entspricht einer spannungseinprägend geregelten Betriebsweise.
- Virtual Synchronous Machine: Umrichter kann Betrag und Frequenz der Ausgangsspannung regeln und ist für den Netzparallelbetrieb geeignet. Er greift auf zusätzliche Energiereserven zurück und kann einen hohen Kurzschlussstrombeitrag leisten. Dieses Verhalten entspricht einer spannungseinprägend geregelten Betriebsweise.

Nach einer von der Universität Aalborg 2012 eingeführten Nomenklatur kann dem gegenüber zwischen vier unterschiedliche Regelungsverfahren für am Netz betriebene Umrichter unterschieden werden:

- Grid-forming converter stellen unabhängig vom Netzzustand eine Spannungsquelle mit fester Amplitude und Frequenz zur Verfügung. In einem Netz kann es nur eine solche Quelle geben. Im Verbundnetz ist diese Betriebsart nicht sinnvoll, typische Anwendungen sind unterbrechungsfreie Stromversorgungen.
- Grid-feeding converter synchronisieren sich auf die Netzspannung und speisen, unabhängig vom Netzzustand, die von der Quelle (z.B. einer Windenergie- oder Photovoltaikanlage) zur Verfügung gestellte Leistung in das Netz. Dies ist der normale Betriebsmodus für die meisten heute im Netz vorhandenen erneuerbaren Erzeuger. Diese Betriebsart gewährleistet den maximalen Ertrag, kann aber nur funktionieren, wenn genügend konventionelle Kraftwerke die Netzstabilität gewährleisten.
- Grid-supporting current source converter synchronisieren sich ebenfalls auf die Netzspannung und speisen einen Strom ein, berücksichtigen dabei allerdings den Netzzustand. Der Wirkstrom wird proportional zur Netzfrequenz, der Blindstrom proportional zur Netzspannung eingespeist. Damit kann Primärregelleistung bereitgestellt werden, wenn entsprechende Energiereserven vorhanden sind. Wenn zudem noch das elektromechanische Verhalten einer Synchronmaschine emuliert wird („Virtual Synchronous Machine“, VISMA), kann auch Momentanreserve (virtuelle Schwungmasse) bereitgestellt werden.
- Grid-supporting voltage source converter prägen eine Spannung ein und benötigen daher kein bereits vorhandenes Netz. Der Phasenwinkel der Spannung und damit die Wirkleistung werden dabei in

Abhängigkeit von der Netzfrequenz, die Amplitude der Spannung und damit die Blindleistung abhängig von der Netzspannung gesteuert. In Kombination mit der elektromechanischen Emulation einer Synchronmaschine ist dieses Verfahren als Synchronverter aus der Literatur bekannt. Es ermöglicht die weitgehende Nachbildung des Verhaltens der Synchronmaschine (auch die Synchronmaschine verhält sich mit ihrer Regelung wie eine „grid-supporting voltage source“).

1.4.5 Konzept der winkelbasierten Netzregelung

Eine Möglichkeit, einem spannungseinprägend-geregelten Umrichter auf Basis des Netzzustands kommunikationsbasiert einen Arbeitspunkt zuzuweisen, besteht in einem winkelbasierten Verbundnetzbetrieb, der so genannten Winkelregelung.

Ein innovativer Ansatz zur Winkelregelung mit Umrichtern zur Bereitstellung netzbildender Maßnahmen wird durch Weber in [3] vorgestellt. Durch die Einführung von Speicherkraftwerken soll der Betrieb des Drehstromnetzes mit einer konstanten Netzfrequenz möglich werden, wobei die Aufgaben der Netzregelung über die Spannungswinkel am Netzanschlusspunkt der Speicherkraftwerke realisiert wird. Voraussetzung für eine winkelbasierte Regelung ist die genaue Messung der Spannungswinkel aller Kraftwerke am jeweiligen Netzanschlusspunkt und die Festlegung eines 50 Hz-Winkelnormals innerhalb der RZ vorgestellt [3]. Durch die Einführung von Speicherkraftwerken soll der Betrieb des Drehstromnetzes mit einer konstanten Netzfrequenz möglich werden, wobei die Aufgaben der Netzregelung über die Spannungswinkel am Netzanschlusspunkt der Speicherkraftwerke realisiert wird. Voraussetzung für eine winkelbasierte Regelung ist die genaue Messung der Spannungswinkel aller Kraftwerke am jeweiligen Netzanschlusspunkt und die Festlegung eines 50 Hz-Winkelnormals innerhalb der RZ.

Die Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung kann nach Weber auf Basis der Winkelverhältnisse im Netz bereitgestellt werden. Erfolgt ausgehend von einem definierten Anfangszustand mit Lastfluss von den Erzeugern zu den Verbrauchern ein Anstieg der Verbraucherleistung, verändern sich bei einer erneuten Lastflussrechnung alle Winkel bis auf diejenigen der Slack-Speicherkraftwerke. Die netzbildenden Umrichter der Slack-Speicherkraftwerke können ihre Spannungen nach Betrag und Winkel konstant halten. Die Slack-Speicherkraftwerke teilen sich die benötigte Leistungsabgabe entsprechend ihrer elektrischen Nähe zum Verbraucher auf, d.h. die Primärregelung ist lastflussorientiert, da die in der Nähe des Störorts liegenden Speicherkraftwerke mehr Primärregelleistung beitragen als die störungsfernen [3].

Bei dem umgekehrten Fall einer erhöhten Erzeugung speisen daraufhin die Slack-Speicherkraftwerke weniger Leistung in das Netz ein, wobei sich die zusätzlich erzeugte Leistung entsprechend der Admittanzverhältnisse im Netz auf die Slack-Speicherkraftwerke aufteilt.

1.4.6 Sektorengekoppelte Netzbetriebsführung

Es fehlt bislang eine Lösung für einen systemtechnischen Einsatz netzbildender Umrichter in dem perspektivisch auch andere Energieträgernetze berücksichtigt werden können (z.B. Gasnetz). Einen ersten Vorstoß in diese Richtung hat Weber [3] im Zusammenhang mit der Vorstellung eines Speicherkraftwerks gemacht, in dem er aufzeigt, wie durch Spannungseinprägung und Kopplung der elektrischen mit einer H₂-Infrastruktur grundsätzlich eine andere Netzbetriebsweise möglich gemacht werden kann. Vor kurzem wurde in [12] ein umfassendes dynamisches Modell einer HT-P2G-Anlage vorgestellt, um die Leistungsfähigkeit der vorgeschlagenen Maximum-Production-Point Tracking-Regelstrategie zu testen. Das Modell beinhaltet eine einfache Darstellung des Umrichters, der Pumpe, des Ofens und der Verdichterkomponente. Für das Umrichtermodell wird das vereinfachte Modell erster Ordnung verwendet, um die schnelle Regelung der Wirk- und Blindkomponenten des netzseitigen Stroms zu modellieren. Im Hinblick auf den Betrieb und die Regelstrategie hat Ezeodili ein

"Coordinated Power Balance (CPB)"-Steuerungsschema für einen Wind-Wasserstoff-Satz entwickelt, das darauf abzielt, die Energieerzeugung und die Last in einem isolierten Stromsystem zu decken [13]. Cai entwickelt seit kurzem ein Simulationsmodell für die Modellierung von PtG-Anlagen im elektrischen Energiesystem [14]. Dazu gehören die Elektrolyse von Wasser, die Methanisierung von Wasserstoff, die Modellierung von Gasspeichern und die Regeneration von synthetischen Gasen über Brennstoffzellen oder Gaskraftwerke. Das Modell soll wesentliche Erkenntnisse über das dynamische Verhalten von PtG-Systemen liefern, um deren Eignung für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung (Leistungs-Frequenz-Regelung) zu ermitteln. Zusätzlich zu den AC-Systemen hat Bhosale Regelungsstrategien für ein Wasserstoffspeichersystem entwickelt, um auf eine kontinuierliche Fehlanpassung zwischen der Erzeugung und Last zu reagieren, indem die DC-Bus-Spannung geregelt wird [15]. Die vorgeschlagene Strategie regelt die Leistung durch den Elektrolyseur, die Fuel Cell und den Ultra-Capacitor, um die DC-Bus-Spannung zu regulieren.

1.4.7 Modellierung von sektorengekoppelten Technologien

Sektorengekoppelte Energiesysteme können sowohl stationär als auch dynamisch simuliert werden. Während die stationäre Modellierung die Resilienz eines Energiesystems nur basierend auf Leistungsbilanzen adressieren kann z.B. wie das REMoD-D-Modell des Fraunhofer ISE [16], ermöglicht eine dynamische Modellierung auch die Untersuchung des Stabilitäts- und Interaktionsverhaltens. Damit muss eine dynamische Modellierung und die Verwendung der dynamischen Simulation als Methodik erfolgen, um die Resilienz eines gekoppelten Energiesystems abbilden zu können.

Um Mehrfachentwicklungen zu vermeiden und den wissenschaftlichen Austausch zu fördern, wurde im Projekt TransiEnt.EE die frei verfügbare Modellbibliothek TransiEnt Library, die in der offenen mathematischen und akausalen Beschreibungssprache Modelica implementiert ist, eingeführt. Diese beinhaltet Komponentemodelle aus den Sektoren Strom, Gas und Wärme für die dynamische Simulation gekoppelter Energiesysteme [17]. Im Nachfolgeprojekt ResiliEntEE wird die TransiEnt Library derzeit weiterentwickelt und regelmäßig in neuen Versionen veröffentlicht [18]. Zu den aktiven Nutzern der TransiEnt Library gehören auch die Wissenschaftler, die das Projekt IntegraNet - Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze - bearbeitet haben und das Nachfolgeprojekt IntegraNet II bearbeiten [19]. In diesen Projekten wird ein an der Bedarfsstruktur orientierender Modellierungsansatz basierend auf der TransiEnt Library entwickelt. Diese Methodik dient als Basis für die Entwicklung von sich an Siedlungsstrukturen orientierenden Topologien, die eine Bottom-Up-Analyse regionalspezifischer Unterschiede ermöglicht. Diese Analyse ermöglicht es, die Potenziale zum Energieausgleich durch Kopplung der Energienetze der Energieträger Strom, Gas und Wärme zu ermitteln.

2 Modellsystem

Die erfolgreiche Integration der benötigten Komponentenmodelle für den Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung sowie die Untersuchung der Betriebsführungskonzepte erfordert die Schaffung eines kohärenten Modellsystems. Im Fokus steht dabei die Entwicklung von Netzmodellen, die die individuellen Anforderungen berücksichtigen. Diese Anforderungen umfassen Aspekte wie den gewünschten Detaillierungsgrad, den relevanten Zeitbereich sowie die erforderlichen Schnittstellen.

2.1 Netzmodelle

Als Netzmodell für die RMS-Simulation wird das IEEE 39-Bus New England Systems [20] modifiziert und verwendet. Für den Stromnetzbetrieb mit LFR bleiben die Synchrongeneratoren (SGs) bestehen. Allerdings beim Stromnetzbetrieb mit Winkelbasierter Regelung werden die SGs durch VSCs mit dem gleichen Scheinleistungen und Arbeitspunkte ersetzt.

Die Topologie-Modifikation besteht in die Einführung von 3 Regelzonen entsprechend Abb. 2.1.

Das Netzmodell hat die folgenden Vorteile:

- Die überschaubare Netzgröße (Anzahl der Knoten, Leitungen) ermöglicht eine gute Handhabung des Netzes (Einstellung von Szenarien / Lastverschiebungen etc.) sowie eine zielgenaue Interpretation ausgewählter Zusammenhänge.
- Transparenz und Nachvollziehbarkeit durch öffentliche Informationen (Verbreitung des Netzmodells in der wissenschaftlichen Literatur)
- Charakteristiken eines Übertragungsnetzes

Die Grenzen des Netzmodells besteht darin, dass die Eigenschaften des europäischen Übertragungsnetzes sich nur qualitativ nachbilden lassen.

Die gesamte Erzeugung und die gesamte Last in jeder Regelzone jeweils sind in der Tab. 2.1 aufgezeigt.

Tab. 2.1 Erzeugung und Verbrauch in jeweiliger Regelzone

	Gesamte Erzeugung in MW	Gesamte Last in MW
Regelzone 1	1620,00	1613,50
Regelzone 2	3520,81	3379,60
Regelzone 3	1000,00	1104,00

Die Anzahl der Generatoren und Lasten in jeder Regelzone jeweils ist in der Tab. 2.2 dargestellt.

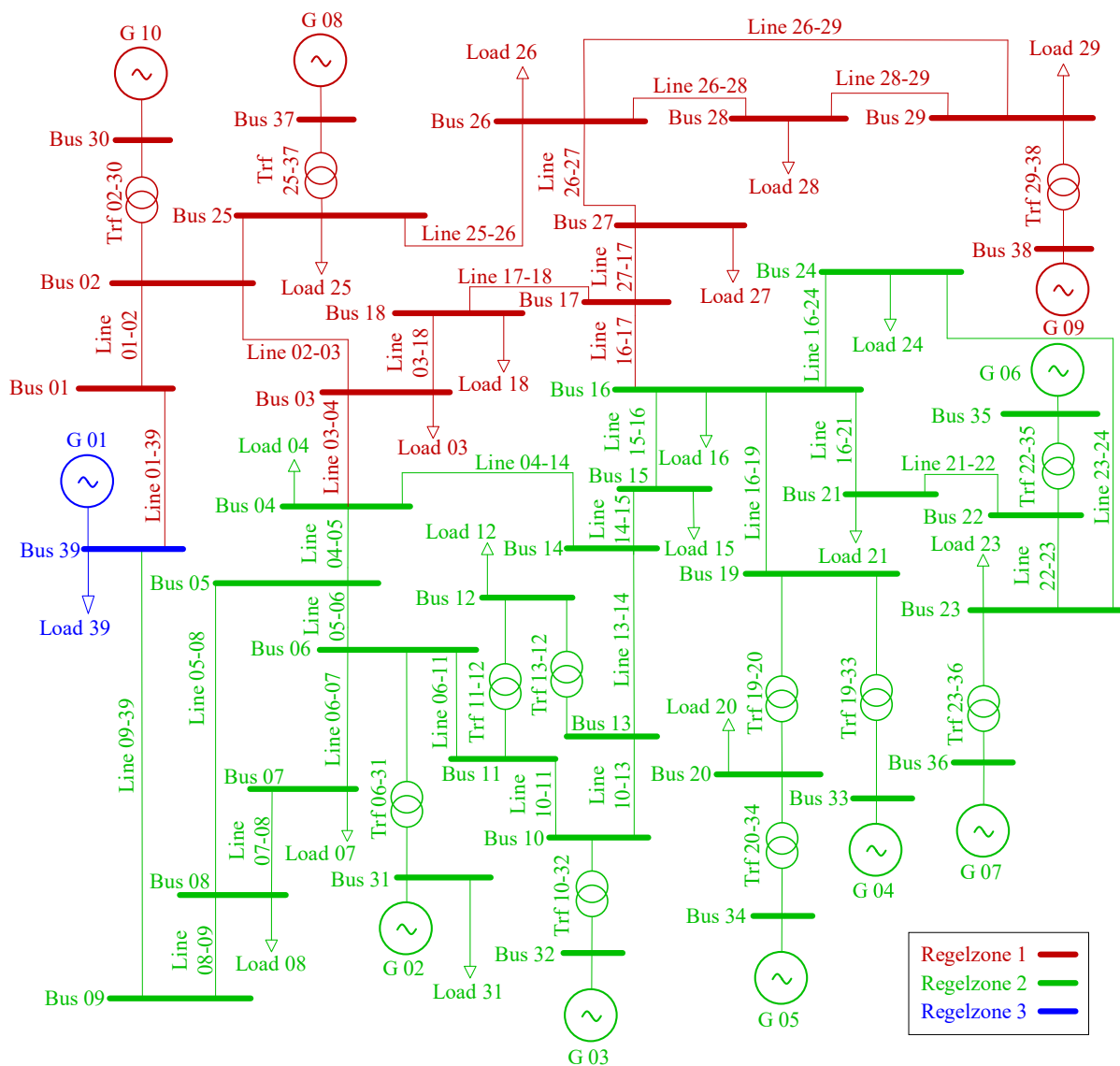
Tab. 2.2 Anzahl der Generatoren und Lasten in jeder Regelzone jeweils

	Anzahl der Lasten	Anzahl der Generatoren	Größte Einzellast in MW	Maximale Erzeugungseinheit in MW
Regelzone 1	7	3	322	850
Regelzone 2	11	6	628	680
Regelzone 3	1	1	1104	8500

Die angenommen dynamische Modelle für die Generatoren im Testnetz sind in der Tab. 2.3 zu sehen.

Tab. 2.3 Angenommene dynamische Modelle für die Generatoren

	Kategorie	Generator Typ	Erreger	Turbine
G 01	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 02	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 03	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 04	Kohle	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 05	Kohle	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 06	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 07	Kohle	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 08	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 09	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1
G 10	Nuklear	Vollpol	IEEE11	IEEEG1

**Abb. 2.1** IEEE 39-Bus New England System

Das modifizierte Testsystem für den Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung ist in der Abb. 2.2 aufgezeigt.

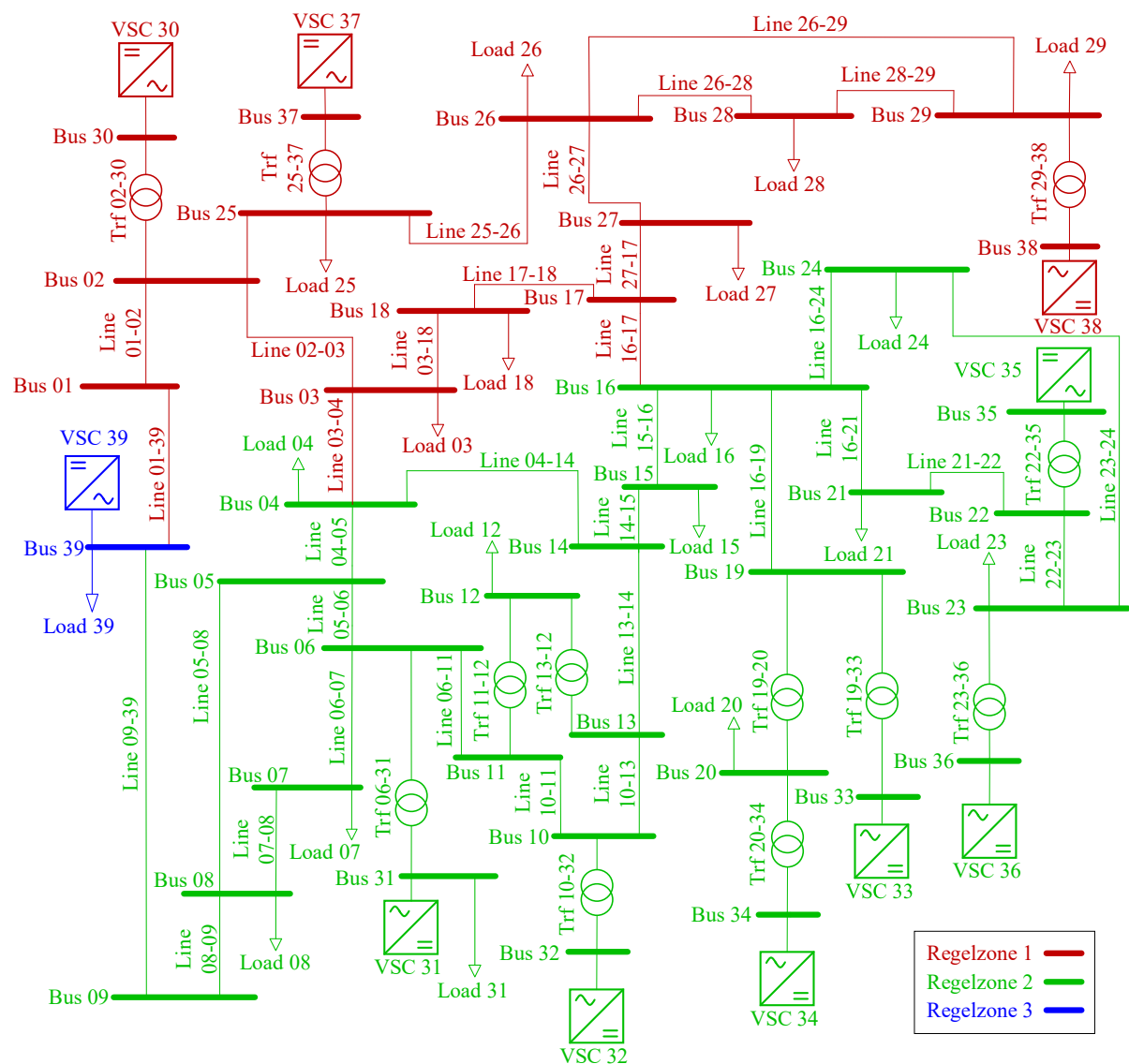


Abb. 2.2 Modifiziertes IEEE 39-Bus New England System

2.2 Erarbeitung von Testszenarien

Im Projekt wurden Testszenarien entwickelt, die den Anforderungen der jeweiligen Fragestellung gerecht werden. Alle verwendeten Szenarien wurden im Konsortium abgestimmt. Für die RMS-Simulationen wurden, die im Netzmodell hinterlegten Szenarien des IEEE 39-Bus New England Systems verwendet. Für einige Analysen wurden Modifizierungen (Lastverschiebungen, Integration von Betriebsmitteln, etc.) an den Szenarien vorgenommen, diese werden in dem entsprechenden Kapiteln erläutert. Um die Komplexität zu minimieren und zielgerichtete Analysen durchführen zu können wurde für die EMT-Analysen ein 3-Bus-System verwendet. Dieses Modell ist in Kapitel 5 näher beschrieben.

Auch die Simulationsergebnisse wurden im Konsortium abgestimmt und variieren je nach Fragestellung. Da sich ein System mit Spannungswinkelregelung im Wesentlichen durch abweichende Mechanismen zum Ausgleich und der Aufteilung von Wirkleistungsänderungen von einem System mit Leistungs-Frequenzregelung unterscheidet sind Leistungssprünge ein wesentlicher Bestandteil der Untersuchungen. Insbesondere bei hohen X/R Verhältnissen, wie Sie im Übertragungsnetz üblich sind, resultiert eine Wirkleistungsänderung in einer Änderung des Spannungswinkels. Durch die in RMS-Modellen vereinfachte Abbildung des Netzes über analytische

Gleichungen resultieren aus Wirkleistungssprüngen auch sprungförmige Änderungen des Netzspannungswinkels. Auch Leitungsausfälle führen zu lokalen Sprüngen des Spannungswinkels und wurden daher ebenfalls untersucht.

2.3 H2-Schnittstelle und die zugehörige Netznachbildung

Im Projekt wurden unterschiedliche Modelle und Konfigurationen des Wasserstoffspeicherkraftwerks entworfen, welche vorab mit den Verbundpartnern abgestimmt und anschließend genutzt wurden, um Schnittstellen zu definieren. Eine detaillierte Beschreibung des finalen Modells des Kraftwerks, welches als Schnittstelle zwischen dem H2-Speicher oder -Netz und dem Stromnetz dient, findet sich in Kapitel 4. Die H2-Schnittstelle wurde hierbei in Form eines Massenstroms, der in die Brennstoffzelle fließt und aus dem Elektrolyseur fließt, definiert. Im DC-Netz ist der Zwischenkreiskondensator als Schnittstelle zum Umrichter definiert. Ein besonderes Augenmerk galt dabei der Brennstoffzelle, deren anti-proportionales Verhalten zwischen Spannung und Leistung berücksichtigt werden musste, um die erforderliche minimale Zwischenkreisspannung für den Umrichter zu gewährleisten.

2.4 Anforderungen an die Umrichtermodellierung

Der Detaillierungsgrad für die Umrichtermodellierung wurde mit den Verbundpartnern abgestimmt, eine Beschreibung befindet sich in Kapitel 5.1. Die Schnittstelle zum H2-Speicherkraftwerk ist der Zwischenkreiskondensator des netzseitigen Umrichters. Um die Bereitstellung der gewünschten Ausgangsspannung sicherstellen zu können, ist es notwendig, dass die Zwischenkreisspannung einen minimalen Wert nicht unterschreitet (kann arbeitspunktabhängig berechnet werden). Gleichzeitig darf die Spannung zum Schutz der Halbleiter im Umrichter nicht zu hoch sein (maximale Sperrspannung der Halbleiter).

3 Module der Netzleittechnik (TUIL)

3.1 Definition lege artis Netzbetrieb mit Winkelbasierter Regelung

Die grundlegende Idee ist, dass der Spannungswinkel an bestimmten Netzknotenknoten konstant gehalten wird. Auf diese Weise kann das Energiegleichgewicht im Netz automatisch bei einer konstanten Netzfrequenz sichergestellt werden. Voraussetzung für dieses Konzept ist eine neue Netzkomponente, die sogenannten Speicher-Kraftwerke [3], die sich als starre Knoten mit festem Knotenspannungswinkel an den Netzanschlusspunkten (NAP) verhalten. Das Speicher-Kraftwerk ermöglicht aufgrund seines Designs einen freien bidirektionalen Energiefluss von der Speicherseite zum Netz und umgekehrt. Auf der Speicherseite dieser Kraftwerksanlage befindet sich eine Brennstoffzelle mit Anbindung an eine Wasserstoffinfrastruktur sowie andere Speichergeräte, um bestimmte Reaktionszeiten zu erfüllen. Das Speicher-Kraftwerk ist über einen netzbildenden Umrichter mit dem Netz angeschlossen, der den Spannungszeiger am NAP konstant hält. Mit diesem Konzept dient die Systemfrequenz nicht mehr als Indikator für das Energiegleichgewicht im Stromnetz.

3.1.1 Bedeutung des Spannungswinkels in der elektrischen Energieübertragung

Die Spannungswinkel im Stromnetz spielen eine zentrale Rolle bei der elektrischen Energieübertragung. Einer der wichtigen Aspekte der Leistungsflusssteuerung im Stromnetz basiert auf der Beeinflussung der Phasenlage der Spannung. Durch die gezielte Anpassung der Phasenverschiebung an bestimmten Netzknoten können die Leistungsflüsse über die Leitungen beeinflusst werden. Dies kann dazu genutzt werden, Engpässe zu vermeiden und die Leistungsübertragung über die Leitungen optimal zu verteilen, um diese optimal auszulasten. Die weit verbreiteten Elemente im Stromnetz zur Beeinflussung der Spannungswinkel an den Knoten sind Phasenschiebertransformatoren (PST). PSTs sind spezielle Transformatorgeräte, die verwendet werden, um die Phasenverschiebung im Netz zu kontrollieren. Durch die Einstellung des Phasenwinkels können PSTs den Leistungsfluss zwischen verschiedenen Netzabschnitten steuern und somit die Netzbelastung ausgleichen. Weitere moderne Elemente sind Flexible Wechselstromübertragungssysteme (FACTS-Geräte) wie das Unified Power Flow Controller (UPFC). Die genannten Komponenten und Technologien ermöglichen es, den Leistungsfluss im Stromnetz gezielt zu steuern und dabei die Spannungswinkel zu beeinflussen. Eine präzise Steuerung des Leistungsflusses ist entscheidend, um die Engpässe zu vermeiden und eine effiziente Nutzung der Netzressourcen zu ermöglichen.

Um den Einfluss der Laständerung auf den Spannungswinkel anschaulicher zu machen, ist ein vereinfachtes Netzmodell in der Abb. 3.1 aufgezeigt. Das Netz besteht aus zwei Knoten in der Spannungsebene 400 kV, eine Leitung mit einer Impedanz von 0,25 p.u. und einer Nennleistung von 100 MVA sowie zwei Lasten. Die Last A ist angeschlossen und die Last B ist ausgetrennt. Der Knoten " i " ist ein Slack-Knoten mit der Spannung $1 \angle 0^\circ$ p.u. und repräsentiert die Verbindung mit dem benachbarten Stromnetz. Knoten " j " ist der Lastknoten.

Es wird angenommen, dass die Leitungsverluste vernachlässigt sind. Unter dieser Annahme wird die übertragene Leistung p_{ij} von Knoten " i " zu Knoten " j " in (3.1) beschrieben [21]:

$$p_{ij} = \frac{u_i \cdot u_j}{x_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (3.1)$$

Wobei:

u_i : Die Spannung am Knoten " i "

u_j : Die Spannung am Knoten " j "

x_{ij} : Die Leitungsimpedanz zwischen den Knoten "i" und "j"

δ_i : Der Spannungswinkel am Knoten "i"

δ_j : Der Spannungswinkel am Knoten "j"

Die übertragene Wirkleistung zwischen zwei Knoten gemäß (3.1) hängt von der Spannungswinkel-Differenz zwischen den Knoten ($\Delta\delta$) ab. Je größer die Differenz $\Delta\delta$ ist, desto mehr Leistung wird über die Leitung übertragen. Die maximale übertragene aktive Leistung tritt bei $\Delta\delta=90^\circ$ auf.

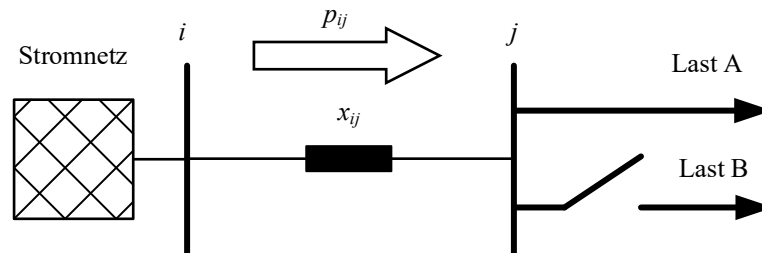


Abb. 3.1 Beispielnetz

Am Slack-Knoten "i" sind die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel immer konstant, da die Reaktion auf die Laständerung sofort erfolgt. Abhängig von der Lastnachfrage fließt der Strom in der Leitung, der einen Spannungsabfall Δu über x_{ij} verursacht. Die Spannung am Lastknoten "j" kann durch die (3.2) berechnet:

$$\underline{u}_j = \underline{u}_i - \Delta \underline{u} \quad (3.2)$$

Der resultierende Spannungswinkel am Lastknoten "j" erzeugt eine $\Delta\delta$, die die Übertragung einer bestimmten p_{ij} ermöglicht. Die übertragene Leistung p_{ij} beim Ausschalten der Last B beträgt 30 MW. Beim Zuschalten der Last B wird sich die Spannungswinkel-Differenz zwischen den Knoten vergrößern, damit die erforderliche Leistung übertragen wird. Die übertragene Leistung p_{ij} beim Zuschalten der Last B beträgt 100 MW. Die Tab. 3.1 zeigt einen Vergleich der Änderung des Spannungswinkels, einmal bei einer Leistungsübertragung von 30 MW und einmal bei einer Leistungsübertragung von 100 MW.

Tab. 3.1 Vergleich der Spannungswinkeländerung infolge einer Lastzunahme

p_{ij} in MW	u_i in p.u.	u_j in p.u.	δ_i in deg	δ_j in deg
30,00	1,00	0,997	0,00	-4,31
100,00	1,00	0,966	0,00	-15,00

Der einphasige ideale zeitliche Verlauf der Spannung aufgrund der Vernachlässigung der Querelemente der Leitung ist in Abb. 3.2 dargestellt. Bei 8 ms wird die Last B zugeschaltet und somit hat sich die übertragene Leistung p_{ij} von 30 MW auf 100 MW erhöht. Die Lastzunahme verursacht eine Phasenverschiebung des Spannungssignals am Lastknoten nach rechts. Folglich kann eine Lastabnahme eine Phasenverschiebung des Spannungssignals am Lastknoten nach links verursachen.

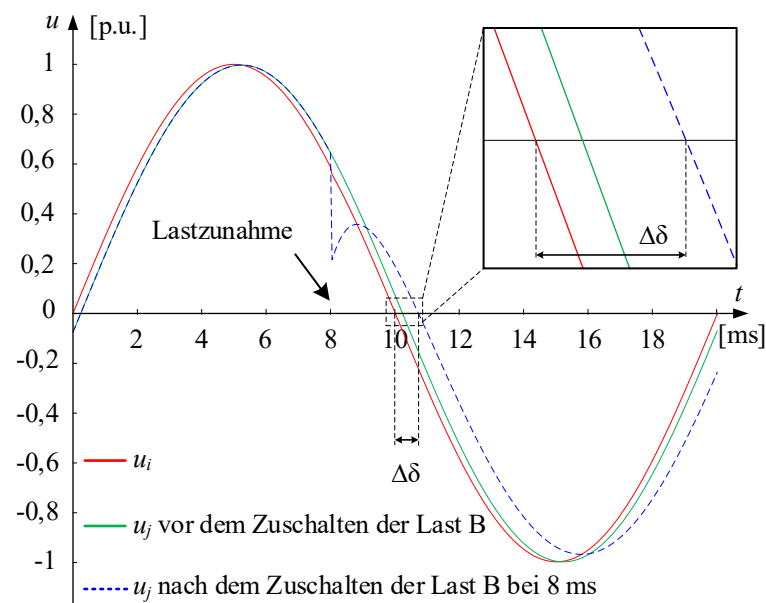


Abb. 3.2 Zeitverlauf der Spannung an den Netzknoten

Die Idee hinter dem Netzbetrieb mit winkelbasierter Regelung besteht darin, dass eine ausreichende Anzahl von Speicherkraftwerken sich wie Slack-Knoten im Stromnetz verhalten kann. Die netzbildenden Umrichter, die diese Einheiten mit dem Netz verbinden, sollen nach diesem Prinzip die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel an ihren Netzanschlusspunkte konstant halten.

Diese netzbildenden Umrichter passen ihren eingespeisten Strom automatisch an, basierend auf dem eingestellten Spannungswinkel und dem aktuellen Lastbedarf. An den Verbraucherknoten ändern sich die Spannungsamplitude und der Winkel entsprechend der Lastnachfrage. Im Gegensatz dazu bleiben die Spannungswinkel an den VSC-Knoten konstant. Die Änderung der Spannungswinkel an den Verbraucherknoten, bei gleichzeitig unveränderten Spannungswinkeln an den VSC-Knoten, bewirkt eine Vergrößerung der Spannungswinkeldifferenz im Netz bei Lastzunahme oder eine Verkleinerung bei Lastabnahme.

Aufgrund dieser Veränderung der Spannungswinkeldifferenz passen die VSCs instantan die eingespeiste Leistung an, um ihre Spannungswinkel konstant halten zu können. Auf diese Weise wird die erforderliche Leistung über die Leitungen übertragen, um den aktuellen Lastbedarf abzudecken. Dadurch wird sichergestellt, dass das Leistungsgleichgewicht zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch aufrechterhalten wird, ohne dass eine Frequenzregelung erforderlich ist.

3.1.2 Architektur des Netzbetriebs mit winkelbasierter Regelung

Ähnlich wie beim derzeitigen Netzbetrieb mit LFR besteht das vorgeschlagene Konzept der winkelbasierten Regelung bzw. der Konstant-Frequenz-Regelung (KFR) aus Primärregelung, Sekundärregelung (Regelzonenausgleichsregelung) und Tertiärregelung (siehe Abb. 3.3).

An jeder VSC-Station wird der Spannungszeiger mit einer Phasenmesseinheit (PMU) gemessen und an die Leitstelle des Übertragungsnetzbetreibers gesendet. Der ÜNB sammelt alle Messwerte der VSC-Stationen im Wide Area Measurement System (WAMS).

Anhand der Lastprognose, des Netzzustands und der Erzeugungsprognose der erneuerbaren Energien (EE) führt die HEO im Energiemanagementsystem (EMS) die optimale Lastflussberechnung (OPF) durch. Das Ergebnis des OPF sind die Referenzwerte der Spannungsamplitude und des Spannungswinkels für jede VSC-Station für jeden

Fahrplan. Die Referenzwerte werden von der Leitstelle an den primären Regelkreis in der lokalen Regelstation übertragen.

Solange sich der Netzarbeitspunkt und die Systemlast für das Fahrplanintervall nicht ändern, werden die VSCs in den vorgegebenen Arbeitspunkten betrieben. Tritt ein Energieungleichgewicht im Netz auf, reagiert die Primärregelung als erste Instanz des Regelsystems. Für den Primärregelkreis werden die Messungen der Spannungsamplitude und des Spannungswinkels benötigt. Die Messung des Spannungswinkels für den Primärregelkreis erfolgt durch Messung der dreiphasigen Spannung vor Ort. Danach wird eine Clarke-Transformation durchgeführt. Das bedeutet von abc nach $\alpha\beta$.

Schließlich werden die kartesischen Größen in polare Größen umgewandelt, so dass die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel bestimmt werden. Auf diese Weise erfolgen die Messungen für die lokale Regelung quasi instantan. Die Messung des Signals durch die PMU und die Weiterleitung an den jeweiligen Standort ist jedoch mit einer Zeitverzögerung zu erwarten.

Die Regelung des Spannungswinkels an den NAPs auf einen konstanten Wert hat den Vorteil, dass die Frequenz an den NAPs konstant bleibt.

Bei einer Laständerung oder Erzeugungsänderung von EE im Stromnetz wird zunächst die lokale Regelung aktiviert. Die Primärregelung regelt entsprechend der festgelegten Regelkennlinie. Im Gegensatz zum bisherigen Netzbetrieb mit LFR kommt es bei der Primärregelung mit der winkelbasierten Regelung zu keiner Frequenzabweichung. Die Aufgabe der Regelzonenausgleichsregelung ist es, die ausgetauschte Wirkleistung zwischen den Regelzonen auf den Sollwert vor dem Lastwechsel zurückzuführen und die bereitgestellte Primärregelleistung abzulösen.

Die neuen Sollwerte des Spannungswinkels an jeder VSC-Station, die die Wiederherstellung der ausgetauschten Wirkleistung zwischen den Regelzonen auf die Sollwerte vor der Laständerung ermöglichen, werden im Regelkreis der Regelzonenausgleichsregelung automatisch berechnet. Diese Betriebspunkte sind allerdings nicht optimal.

Daher wird in der Leitstelle durch die Führung von der OPF-Berechnung die optimalen Referenzwerte für die Spannungsamplitude und den Spannungswinkel an jeder VSC-Station ermitteln. Die Regelzonenausgleichsregelung ist somit eine optionale Funktion.

Nebenbei sollte ein Übertragungsnetzbetreiber Informationen über die Spannungswinkel in seinem Netz mit anderen Übertragungsnetzbetreibern austauschen. Die Kenntnis der Spannungswinkel ist entscheidend für die Steuerung des Leistungsflusses im Netz. Durch gezielte Anpassungen der Spannungswinkel können Übertragungsnetzbetreiber den Lastfluss optimieren und Engpässe minimieren.

Dazu ist es erforderlich, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber bei der Festlegung neuer Sollwerte die Spannungswinkel am Grenzknoten zwischen zwei oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern in Betracht zieht.

Eine unzureichende Berücksichtigung der Spannungswinkel am Grenzknoten bei der Festlegung neuer Sollwerte kann dazu führen, dass die Spannungswinkeldifferenz zwischen dem Grenzknoten und den nachfolgenden Knoten im Übertragungsnetz über 90° beträgt, was die Stabilität des Netzes gefährdet. Daher ist eine sorgfältige Abstimmung und Koordination der Spannungswinkel zwischen den Übertragungsnetzbetreibern unerlässlich, um die sichere und effiziente Funktion des gesamten Übertragungssystems zu gewährleisten.

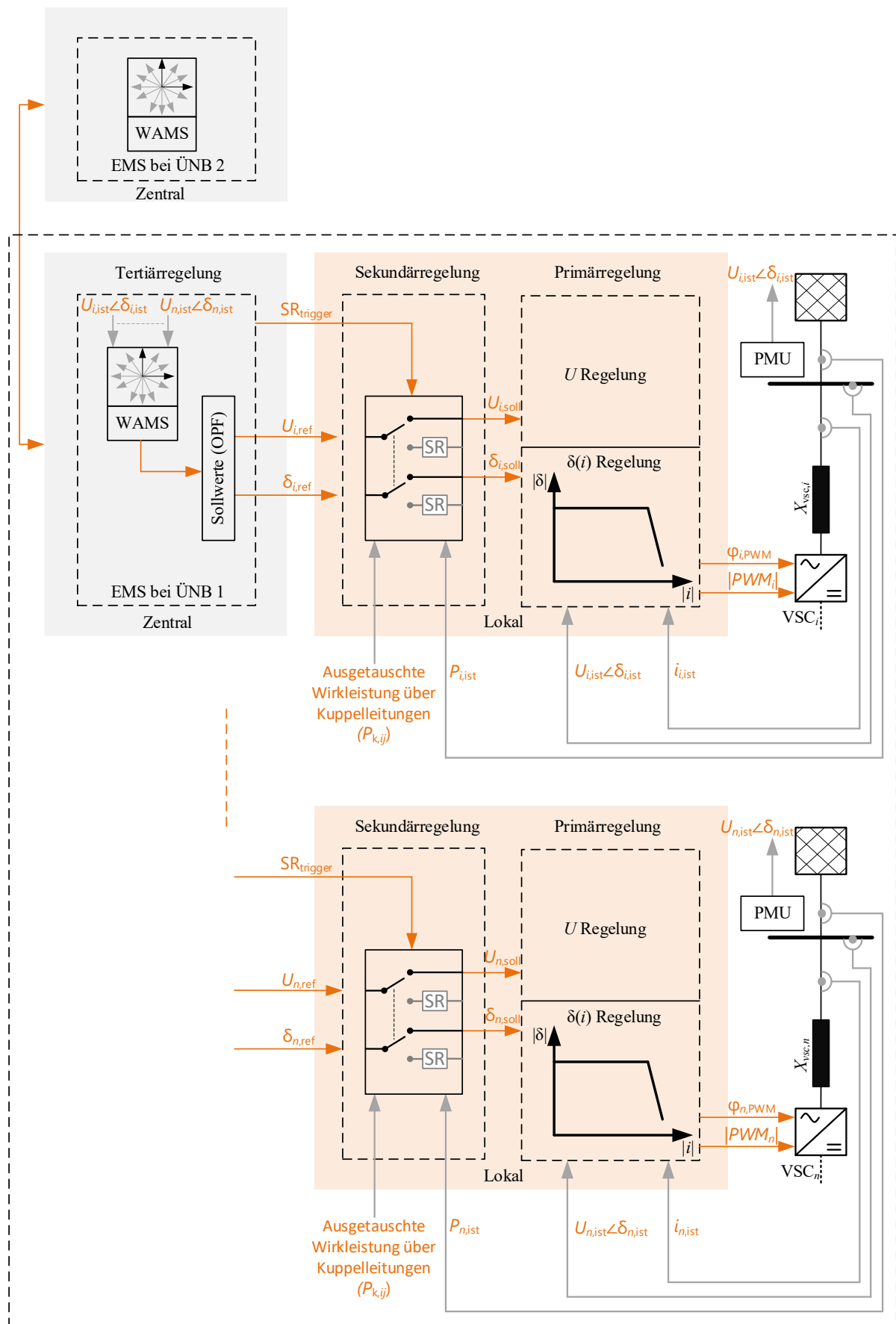


Abb. 3.3 Architektur des Stromnetzbetriebs mit winkelbasierter Regelung

3.1.3 Primärregelung

Der Ausgangspunkt für die VSC-Regeleung ist es, dass der VSC wie ein slack -Knoten sich verhalten soll. Basierend darauf wird das Betriebsdiagramm erstellt. Das Betriebsdiagramm des VSC mit Spannungswinkelregelung beschreibt, wie sich der VSC in Abhängigkeit vom gemessenen Strom verhalten soll. Die Abb. 3.4 zeigt das Betriebsdiagramm mit zwei Betriebszustände (Laden und Entladen). Jeder Betriebszustand besteht aus zwei Betriebsbereichen. Beim Entladen wird der VSC im ersten Betriebsbereich mit festem Spannungswinkel betrieben, solange der maximale VSC-Strom nicht erreicht wird. Wenn der maximale VSC-Strom erreicht wird, befindet sich der VSC im zweiten Betriebsbereich. Im zweiten Betriebsbereich sinkt der Spannungswinkel auf $\delta_{\text{lim,max}}$, sodass der VSC-Strom auf $i_{\text{lim,max}}$ begrenzt wird. Die Verringerung des Spannungswinkels sorgt dafür, dass der Ausgangstrom sich verkleinert. Wobei $\delta_{\text{lim,max}}$ entspricht dem Spannungswinkel, bei dem der maximale VSC-Strom eingespeist wird. Beim Laden wird ähnlich zum Entladen im ersten Betriebsbereich der Spannungswinkel am NAP konstant gehalten, solange der minimale VSC-Strom nicht erreicht wird. Wenn der minimale VSC-Strom erreicht wird, befindet sich der VSC im zweiten Betriebsbereich. Im zweiten Betriebsbereich steigt der Spannungswinkel auf $\delta_{\text{lim,min}}$, so dass der VSC-Strom auf $i_{\text{lim,min}}$ begrenzt wird. Die Vergrößerung des Spannungswinkels sorgt dafür, dass der Ausgangstrom sich vergrößert. Wobei $\delta_{\text{lim,min}}$ entspricht dem Spannungswinkel, bei dem der minimale VSC-Strom eingespeist wird.

Entsprechend den Anforderungen des Betriebsdiagramms wurde der Regelkreis entworfen (siehe Abb. 3.5). Die Regelstruktur besteht im Wesentlichen aus einem Regelkreis für die Spannungsamplitude, einem Regelkreis für den Spannungswinkel und einem Regelkreis für die Strombegrenzung. Die Sollwerte für den Spannungswinkel δ_{ref} und Spannungsamplitude U_{ref} werden vom ÜNB für jeden Fahrplan, z.B. 15 min, vorgegeben. Die Ist-Werte δ_{ist} , U_{ist} und i_{ist} werden durch Messgeräte am NAP ermittelt.

Der Strombegrenzungsregelkreis hat die Aufgabe, den Strom auf den maximalen Wert zu begrenzen. Wenn die Last steigt, bleiben die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel am NAP konstant, während die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel am Last-Knoten abnehmen. Die Spannungswinkeldifferenz ($\Delta\delta$) wird größer und somit die Übertragene Leistung wird folglich größer (siehe (3.1)).

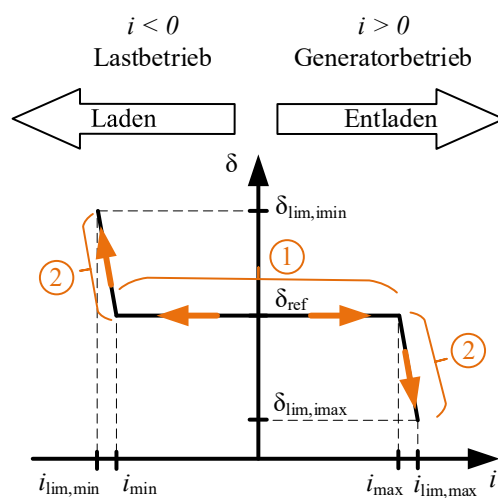


Abb. 3.4 Betriebsdiagramm eines VSC mit Spannungswinkelregelung

Bei weiterem Anstieg der Last nimmt $\Delta\delta$ weiter zu. Der Anstieg von $\Delta\delta$ kann dazu führen, dass der Höchstwert der VSC-Wirkleistung überschritten wird. Solange der VSC netzbildend ist, ist der Zugriff auf die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel am NAP möglich.

Um eine Überschreitung des maximalen VSC-Stroms zu vermeiden, sollte entweder die Spannungsamplitude oder der Spannungswinkel reduziert werden. damit die Spannungsstabilität nicht gefährdet wird, ist nur der Spannungswinkel zu reduzieren, bis der Strom auf die Maximalwerte begrenzt ist. Die Berechnung von $\delta_{\text{lim,max}}$, die den VSC-Strom auf $i_{\text{lim,max}}$ begrenzt, ist in (3.3) dargestellt. Wenn der gemessene Strom größer ist als der Maximalstrom, ist die Amplitude der Stromänderung ($\Delta i = i_{\text{max}} - i_{\text{ist}}$) negativ. Die Amplitude der Stromänderung Δi wird mit einem Droop „ k “ multipliziert. Je größer „ k “ ist, desto mehr wird der zweite Betriebsbereich von VSC in Abb. 3.4 wie eine vertikale Linie aussehen. Daraus ergibt sich, dass $i_{\text{lim,max}}$ ungefähr 1 p.u. beträgt.

$$\delta_{\text{lim,max}} = \delta_{\text{ref}} + k \times (i_{\text{max}} - i_{\text{ist}}) \quad (3.3)$$

Das Totenband im Strombegrenzungskreis ermöglicht die Aktivierung der Regelung erst dann, wenn der gemessene Strom i_{ist} den Wert 1 p.u. überschreitet. Der Strombegrenzungskreis liefert während des Betriebs im ersten Betriebsbereich keinen Beitrag.

Der Begrenzerblock im Strombegrenzungskreis macht den Regelkreis robuster, insbesondere beim Übergang vom zweiten Betriebsbereich in den ersten Betriebsbereich im Falle eines negativen Lastsprungs.

Die vereinfachte Regelstruktur ist für die RMS-Simulation bei kleinen Signalstörungen ausgelegt. Für große Signalstörungen oder für die EMT-Simulation muss die Kontrollstruktur angepasst und erweitert werden.

Die Eingangsgrößen für die VSC sind die Amplitude $|PWM|$ und der Winkel φ_{PWM} des Pulsweitenmodulationsindex. Die Ausgangsgrößen sind die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel.

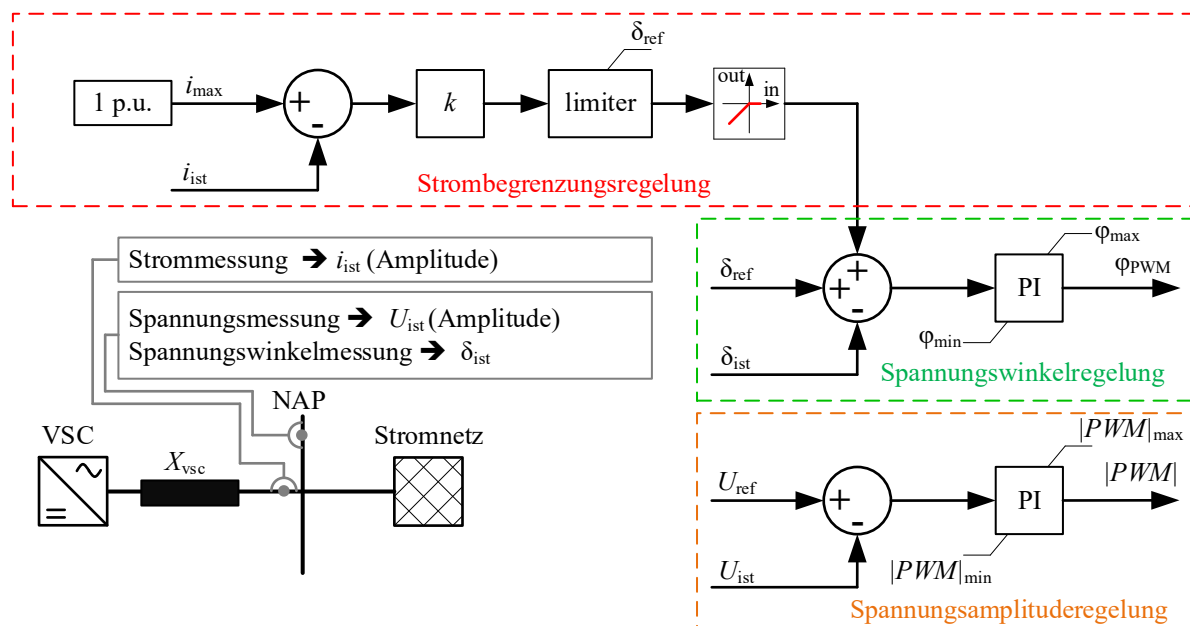


Abb. 3.5 Vereinfachter VSC-Regelkreis für RMS-Simulation und Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung

Durch die Auslegung der VSC-Regelung auf diese Weise wird die Bereitstellung der Primärregelleistung von einem VSC von der elektrischen Entfernung zum Ort der Last- oder Einspeiseänderung abhängen. Die VSCs, die sich elektrisch nah zum Ort der Laständerung befinden, werden den größten Anteil der Regelleistung bereitstellen, solange sie sich nicht in Limitierungsbereich befinden. Auf die andere Seite werden die VSCs, die elektrisch weit entfernt vom Ort der Laständerung sich befinden, fast keine Regelleistung einspeisen. Dies Verhalten vom Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung hat den Vorteil im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR, dass die Regelleistung lokal bereitgestellt wird.

Bei der LFR stellen die SGs die Primärregelleistung in Abhängigkeit von der Proportionalverstärkung des Primärreglers bereit. Der Ort der Laständerung spielt für die Bereitstellung der Primärregelleistung in der LFR fast keine Rolle. Bei der LFR kommt es zu ungeplanten Leistungsflüssen als Folge einer Laständerung. Die ungeplanten Leistungsflüsse können zu einer Überlastung der Leitungen führen. Die lokale Reaktion auf den Lastwechsel ermöglicht eine geringere systemweite Reaktion und kann so die Überlastung von schwach gekoppelten Leitungen zwischen den RZs aufgrund einer Laständerung verhindern. Die lokale Bereitstellung von Primärregelleistung erfordert eine angemessene Dimensionierung der Leitungen in der Nähe der VSC-Knoten, um Überlastungen zu vermeiden.

3.1.4 Sekundärregelung

Im Stromnetzbetrieb mit LFR wird die Sekundärregelung nur in gestörter Regelzone aktiviert. Nur die SGs mit Sekundärregelungsreserve werden an der Sekundärregelung teilnehmen. Der Regelfehler in Sekundärregelung ist (ACE) ergibt sich aus der Summe des Leistungsfehlers (PCE) und des Frequenzfehlers (FCR).

Allerdings wird im Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung die Frequenz nicht geregelt, deswegen wird ACE nur aus PCE bestehen.

Da keine Frequenzabweichung nach der Primärregelung im Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung vorliegt, hat die Sekundärregelung nur Aufgabe, die ausgetauschte Leistung über die Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen auf dem Sollwert vor der Laständerung zurückzuführen.

Wie beim Netzbetrieb mit LFR wird auch beim winkelbasierten Netzbetrieb die Regelzonenbilanzregelung nur in der gestörten Regelzone aktiviert und nur die VSCs mit Sekundärregelleistung nehmen daran teil.

Die Wirkleistung wird durch Anpassung des Spannungswinkels geregelt. Der Regelkreis in Abb. 3.5 wird um die Sekundärregelung erweitert. Das Signal SR kann nach (3.4) berechnet werden:

$$SR = PCE \times \beta \quad (3.4)$$

Dabei ist β der Verteilungsfaktor der Sekundärregelleistungsreserve auf die VSC-Stationen. Somit erhält jeder VSC ein SR-Signal. Wenn ein VSC nicht an der Regelzonenbilanzregelung beteiligt ist, wird β auf 0 % gesetzt. Wenn nur ein VSC in einer Regelzone an der Regelzonenbilanzregelung beteiligt ist, wird β auf 100 % gesetzt. Wenn mehrere VSC in einer Regelzone an der Regelzonenbilanzregelung beteiligt sind, muss die Summe aller Verteilungsfaktoren in einer Regelzone gleich 100 % sein. Die benötigte Messung für die Sekundärregelung ist die fließende Wirkleistung über die Kuppelleitungen. Die Abb. 3.6 zeigt ein Beispiel für die Messpunkte über die Kuppelleitungen zwischen Regelzone A und die anderen Regelzonen.

Die grafische Darstellung der Berechnung der SR-Signal in jedem VSC jeweils ist in der Abb. 3.7 zu sehen. Die PCE ergibt sich aus der Summe aller Wirkleistungen über die Kuppelleitungen minus den Referenzwert (P_{ref}). Der Referenzwert ist die Summe der vereinbarten Austauschleistung zwischen einer Regelzone und die anderen Regelzonen für jeden Fahrplan. Damit die SR-Signal in p.u. umgerechnet wird, wird auf die Scheinleistung der zugehörigen VSC dividiert (S_{base}).

Nachdem das SR-Signal für jeden VSC berechnet wird, wird es mit -1 multipliziert, sodass der Verursacher entgegenwirkt (siehe Abb. 3.8). Wenn eine Regelzone A die Leistung aufgrund einer Lastzunahme in einer anderen Regelzone B exportiert hat, wird die PCE positiv und somit das SR-Signal in Regelzone A dementsprechend positiv sein, da die Leistung exportiert wird.

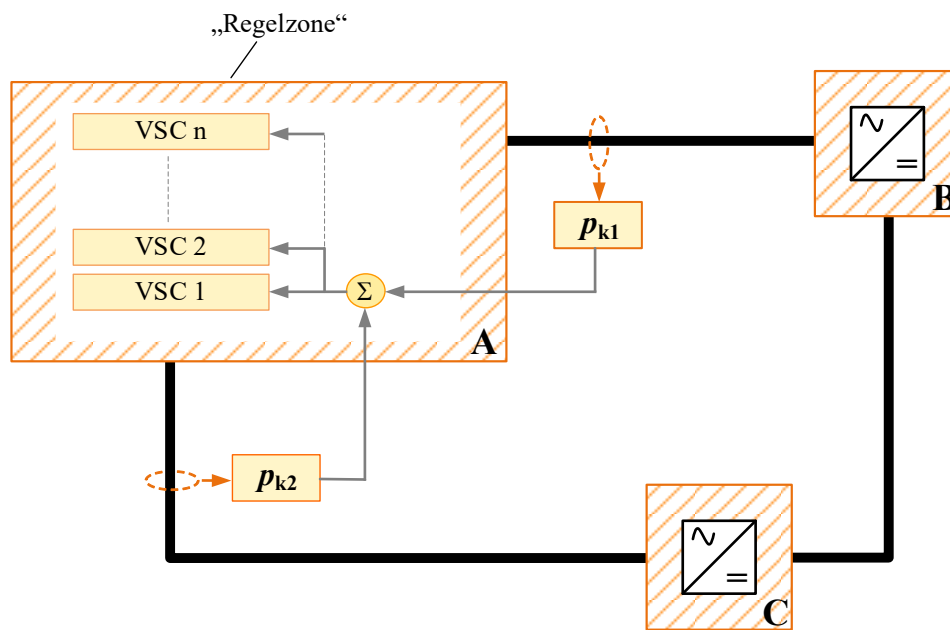


Abb. 3.6 Vereinfachte Darstellung der Messung an den Kuppelleitung zwischen RZ A und den anderen RZs

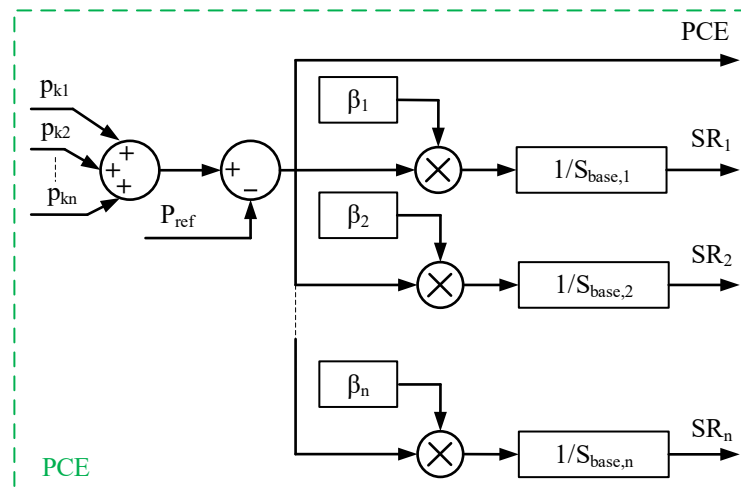


Abb. 3.7 Grafische Darstellung der Berechnung der SR-Signale

Um die ausgetauschte Leistung zwischen Regelzone A und Regelzone B wieder auf den Sollwert vor der Lastzunahme in Regelzone B zu bringen, muss der Spannungswinkel an VSC-Knoten mit Sekundärreserve in Regelzone A kleiner werden, so dass weniger Leistung ins Netz eingespeist wird.

Dagegen muss der Spannungswinkel an VSC-Knoten mit Sekundärreserve in Regelzone B größer werden, so dass mehr Leistung ins Netz eingespeist wird. Das SR-Signal in der Regelzone B wird negativ sein, da die Leistung importiert wird. Daher wird das SR-Signal mit -1 multipliziert, so dass der Verursacher entgegenwirkt. Der Verzögerungsblock wird verwendet, um sicherzustellen, dass die Regelzonenbilanzregelung nach der Primärregelung aktiviert wird und nicht zur gleichen Zeit. Auf diese Weise stellen die VSC mit Leistungsreserve sicher, dass die zwischen den Regelzonen ausgetauschte Leistung vor dem Lastwechsel wieder auf den Sollwert gebracht wird.

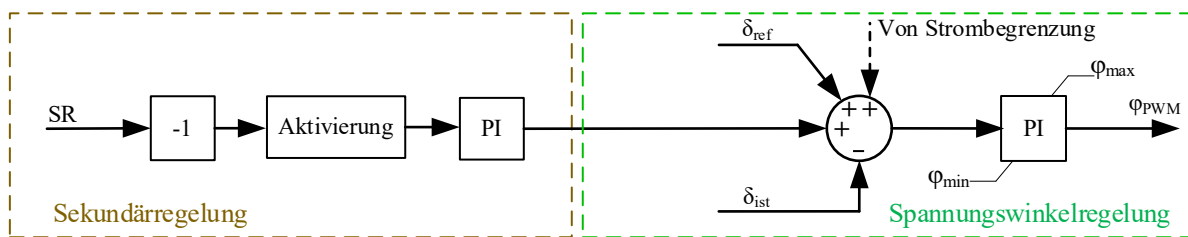


Abb. 3.8 Erweiterung des Regelkreises über die Sekundärregelung

Nach diesem Vorgang unterscheidet sich jedoch die eingespeiste Wirkleistung der VSCs, die keine Sekundärreserve haben, immer noch von der eingespeisten Wirkleistung vor dem Lastwechsel. Daher wird der Regelkreis der Regelzonenbilanzregelung um einen weiteren Teil erweitert. Der erweiterte Teil erfordert die lokale Messung der Wirkleistung am NAP. Die Wirkleistung vor dem Lastwechsel am NAP ist $P_{VSC,ref}$. Der Schalter S1 wird nur aktiviert, wenn der VSC nicht an der Regelzonenausgleichsregelung beteiligt ist und das PCE ungleich Null ist. Auf diese Weise wird der erweiterte Teil im stationären Zustand nicht aktiviert.

So werden beispielsweise bei einer Laststeigerung in Regelzone A die an der Regelzonenbilanzregelung teilnehmenden VSCs in Regelzone B die ausgetauschte Leistung durch Änderung des Spannungswinkels reduzieren, und die nicht an der Regelzonenbilanzregelung teilnehmenden VSC in Regelzone B werden die eingespeiste Leistung durch Verringerung des Spannungswinkels auf die Leistung vor der Laständerung reduzieren. Auf diese Art und wiese wird die bereitgestellte Primärregelleistung abgelöst. Die Erweiterung der Regelkreis um die Sekundärregelung ist in der Abb. 3.9 aufgezeigt.

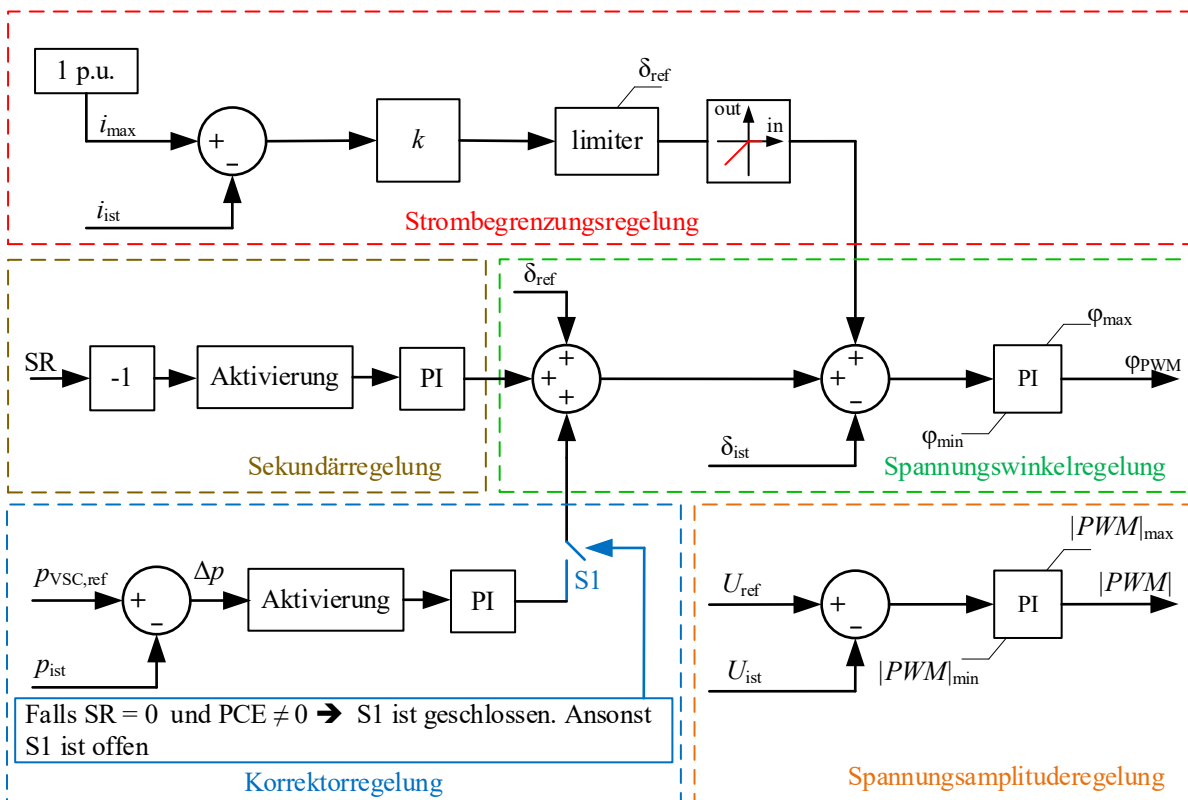


Abb. 3.9 Vereinfachter VSC-Regelkreis für RMS-Simulation und Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung mit Sekundärregelung

3.1.5 Bedarf an GPS

Eine wichtige Voraussetzung für den Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung ist, dass das Spannungsreferenzsignal im gesamten Netz identisch sein muss. Dies kann durch den Einsatz von GPS erreicht werden, da eine GPS-Uhr ein globales und synchronisiertes Zeitsignal liefert (siehe Abb. 3.10). Die Verwendung dieses Zeitsignals gewährleistet, dass das Spannungsreferenzsignal im gesamten Stromnetz konsistent ist. Die Sollwerte der Spannungswinkel beziehen sich auf das Spannungsreferenzsignal an jeder VSC-Station. Da das Spannungsreferenzsignal für den Betrieb des Stromnetzes entscheidend ist, ist Redundanz unerlässlich. Die Zeit von GPS kann in jedem Zeitschnitt von 50 μs empfangen. Die Genauigkeit beträgt typischerweise 40 ns [22]. Bei einem System mit 50 Hz beträgt die Periodendauer 20 ms. Das bedeutet, dass innerhalb einer vollen Welle 400 Zeitstempel bereitgestellt werden. Im Falle eines GPS-Ausfalls kann eine lokale Atomuhr an jeder VSC-Station, die mit dem GPS-Signal synchronisiert ist, die genaue Zeit liefern.

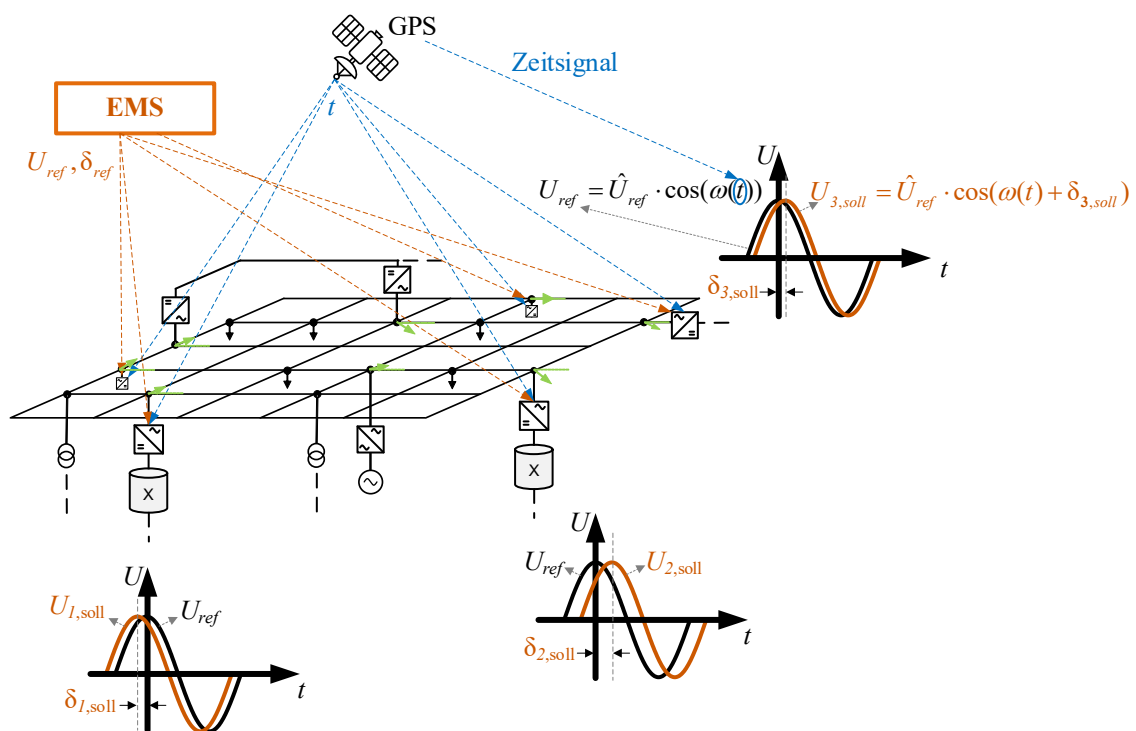


Abb. 3.10 Vereinfachte Darstellung für die Bereitstellung des Zeitreferenzsignals von GPS

3.2 Beeinflussung der Bereitstellung von Regelleistung

3.2.1 Problembeschreibung

Im Netzbetrieb mit festem Spannungswinkel wird die Regelleistung von den VSCs in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung eingespeist. Um die Bereitstellung der Regelleistung von VSCs in dieser Methode zu beeinflussen, kann die Grenzwerte der VSC-Ströme im Regelkreis eingestellt werden. Allerdings kann die Aufteilung der bereitgestellten Regelleistung auf die VSCs nicht beeinflusst werden.

Zur Veranschaulichung der Fragestellung wird das Beispielnetz in Abb. 3.11 verwendet. Das Beispielnetz besteht aus zwei Teilnetzen. Das Stromnetz in Teilnetz A und Teilnetz B enthält mehrere VSCs mit winkelbasierter Regelung. Die Leitung AB verbindet die beiden Teilnetze. Am Knoten NAP im Teilnetz A ist der VSC_{NAP} angeschlossen. Der VSC mit winkelbasierter Regelung hält die Spannungsamplitude und den Winkel am

Anschlusspunkt konstant, solange der maximale VSC-Strom nicht erreicht wird. Dies hat zur Folge, dass auf die Laständerung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung reagiert wird.

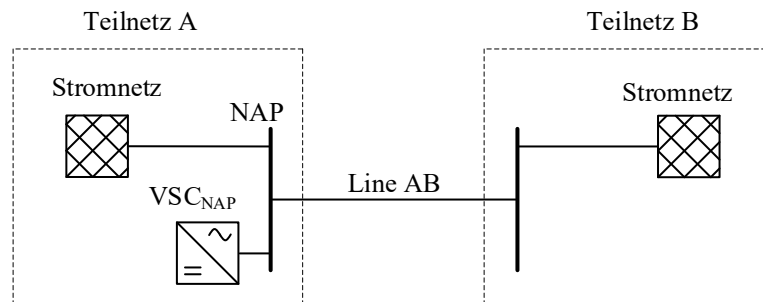


Abb. 3.11 Beispielnetz

Erhöht sich die Last im Teilnetz B, stellen die VSCs im Teilnetz B und der VSC_{NAP} im Teilnetz A je nach elektrischer Entfernung zum Ort der Laständerung Regelleistung bereit. Die anderen VSCs im Teilnetz A werden die Laständerung im Teilnetz B gar nicht bemerken, solange der VSC_{NAP} nicht ihren maximalen Strom erreicht. Folglich werden die VSCs in Teilnetz A mit Ausnahme des VSC_{NAP} keine Regelleistung bereitstellen. Der VSC_{NAP} stellt bei jeder Laständerung im Teilnetz B Regelleistung zur Verfügung. Die Bereitstellung der Regelleistung führt dazu, dass der Energiespeicher vorzeitig entladen wird. Damit die anderen VSCs im Teilnetz A bei einer Laständerung im Teilnetz B Regelleistung bereitstellen können, muss der VSC_{NAP} seinen maximalen Strom erreichen. Wenn der maximale Strom der VSC_{NAP} im engen Bereich um den Betriebspunkt eingestellt ist, wird der VSC_{NAP} keine Regelleistung bereitstellen. Der VSC_{NAP} ist allerdings nicht in der Lage, das Stromnetz bei größeren Laständerungen und einem hohen Bedarf an Regelleistung zu unterstützen. Dies Problem kann durch eine Anpassung der Regelcharakteristik der VSC_{PCC} gelöst werden.

Durch die Verwendung von der Spannungswinkelregelung mit Droop und Todband in VSC_{NAP} kann die Bereitstellung der Regelleistung von VSC_{NAP} beeinflusst werden. Liegt der Arbeitspunkt des VSC_{NAP} innerhalb des Todbandes, wird die Regelleistung nicht bereitgestellt. Bei einer größeren Laständerung wird der Arbeitspunkt des VSC_{NAP} außerhalb des Todbandes liegen. Demzufolge wird die Regelleistung des VSC_{NAP} bei einer größeren Laständerung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung und zusätzlich in Abhängigkeit von der Droop-Verstärkung außerhalb des Todbandes bereitgestellt. Auf diese Weise ermöglicht die Droop-Regelung die Verteilung der Regelleistung auf die VSCs sowie die Unterstützung des Stromnetzes bei großen Laständerungen.

3.2.2 Regelungskonzept

Der Betrieb mit fixierter Spannungswinkelregelung ist im Abschnitt 3.1.3 geschildert. Allerdings ermöglicht der Einsatz der Spannungswinkelregelung mit Droop im Vergleich zur konventionellen Regelung mit festen Spannungswinkeln eine ausfallsensitive und steuerbare Bereitstellung von Regelleistung aus jeder Umrichterstation. Eine vereinfachte Darstellung der Regelungscharakteristik ist in Abb. 3.5 zu sehen.

Die Regelcharakteristik mit Droop ohne Todband (siehe (a) in Abb. 3.12) besteht aus 2 Betriebsbereichen. Im Bereich "A" sinkt der Spannungswinkel in Abhängigkeit vom Droop-Koeffizienten k_d in [deg/A] als Folge einer Lastzunahme. Wenn der maximale VSC-Strom erreicht ist, befindet sich der VSC im Betriebsbereich "D". Hier sinkt der Spannungswinkel auf $\delta_{lim,max}$, so dass der VSC-Strom auf $i_{lim,max}$ begrenzt wird. Mathematisch wird der resultierende Spannungswinkel δ in der Region "A" in (3.5) beschrieben. Dabei ist i_{ref} der resultierende Strom, der durch den vordefinierten δ_{ref} fließt.

$$\delta = \delta_{\text{ref}} + k_d \times (i_{\text{ref}} - i_{\text{ist}}) \quad (3.5)$$

Die Winkelregelung mit Droop kann um ein Totband erweitert werden (siehe (b) in Abb. 3.12). Der Totbandbereich "B" hat den Vorteil, dass bei kleinen Laständerungen keine Regelleistung bereitgestellt wird. Dabei ist δ_{dbmax} die maximale Grenze des Totbandes und δ_{dbmin} die minimale Grenze des Totbandes. Allerdings wird bei einer großen Laständerung in Abhängigkeit vom Droop-Koeffizienten k_d eine Regelleistung bereitgestellt (siehe die Bereiche "A" und "C" in (b) in Abb. 3.12).

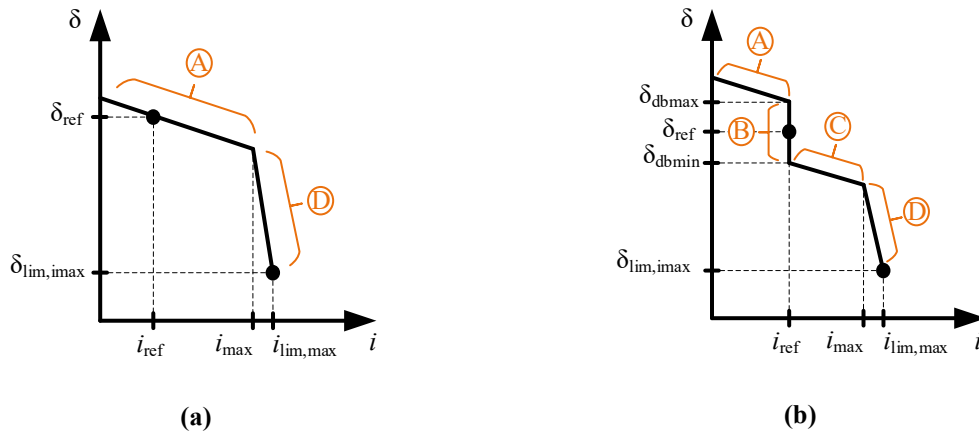


Abb. 3.12 Eindirektionale Regelcharakteristik des winkelgeregelten VSC mit Droop-Regelung: a) ohne Totband, b) mit Totband

Die Regelungsstruktur in der Abb. 3.5 ist erweitert um die Droop-Regelung in der Abb. 3.13. Der Spannungswinkelregelkreis ist gemäß (3.5) ausgebaut.

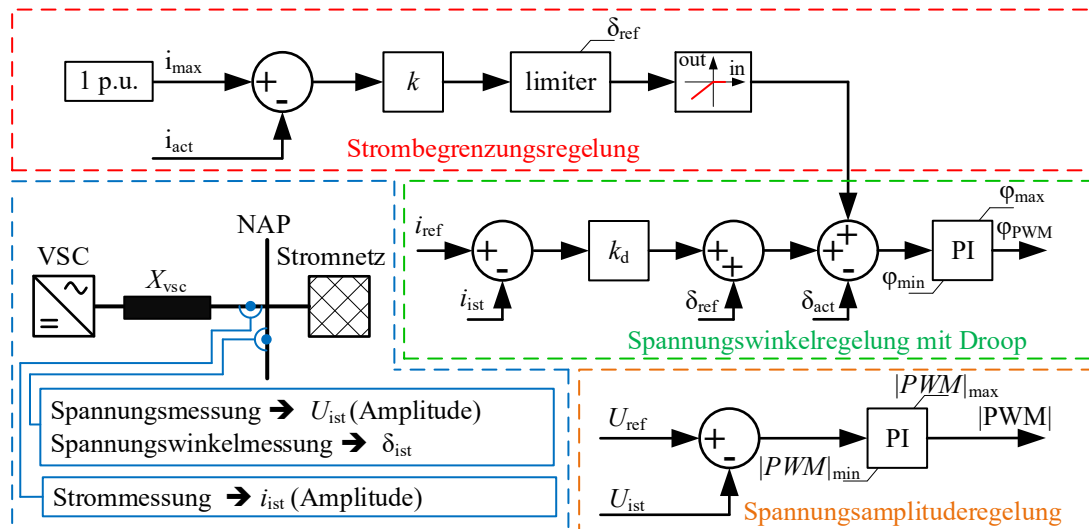


Abb. 3.13 Vereinfachte Regelstruktur für VSC mit winkelbasierter Regelung mit Droop-Regelung

3.3 Sonderfall - Energiebilanz-neutraler Arbeitspunkt

3.3.1 Problembeschreibung

Im Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung wird das Leistungsgleichgewicht sichergestellt werden, indem einige VSCs die Spannungswinkel an ihren Anschlussknoten mit Stromnetz auf einen konstanten Wert jeweils

halten. Infolge irgendeiner Änderung im Stromnetz (Last, Einspeisung, Topologie) wird das zu Änderung der Spannungswinkel an Netzknoten führen. Die Änderung der Spannungswinkel an den Netzknoten zwingt die VSCs mit winkelbasierter Regelung darauf, die einspeisende Leistung anzupassen, damit die Spannungswinkel an VSC-Knoten konstant gehalten werden. Diese Bereitstellung der Regelleistung im Stromnetz ist nicht wegen einer Leistungsdefizit oder Leistungsüberschuss wie bei der LFR, sondern um das Stromnetz nach dem Ereignis zu stabilisieren.

Aufgrund des physikalischen Regelmechanismus vom Stromnetzbetreib mit winkelbasierter Regelung kann in einigen Fällen ein energiebilanzneutraler Arbeitspunkt entstehen. Der energieneutrale Arbeitspunkt bezeichnet einen Zustand im Stromnetz, der auftritt, wenn eine Veränderung im Netz zu einer Änderung der komplexen Knotenspannung führt, ohne dass sich dabei die Gesamtsumme der Einspeisungen oder Lasten verändert. Die möglichen Fälle für die Entstehung eines energieneutralen Arbeitspunkt im Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung sind:

- Leitungsausschaltung, Leitungszuschaltung
- Zunahme und gleichmäßige Abnahme von Lasten oder Erzeugung in unterschiedlichen Orten
- Einsatz von Schrägtransformatoren oder leistungsflussregelnden FACTS-Elementen

Wenn beispielsweise eine Leitung im Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung zugeschaltet, wird die Netzimpedanz sich ändern. Demzufolge fließt ein Strom in der neuen zugeschalteten Leitung herein, was zu einem Spannungsabfall über der Leitung führt. Der Spannungsabfall über die Leitung wird dafür sorgen, dass die komplexe Knotenspannung am Anfangsknoten und am Endknoten der Leitung sich ändern. Infolgedessen wird die Spannungswinkel an den Netzknoten außer VSC-Knoten sich ändern. An manchen Knoten werden die Spannungswinkel abnehmen und an anderen Knoten werden zunehmen. Wenn die Spannungswinkel der benachbarten elektrischen nähen Knoten von VSCs abnehmen, werden die VSCs dies Verhalten als Lastzunahme interpretieren und somit werden positive Regelleistung einspeisen. Allerdings wenn die Spannungswinkel der benachbarten elektrischen nähen Knoten von VSCs zunehmen, werden die VSCs das als Lastabnahme interpretieren und somit werden negative Regelleistung einspeisen. Die Summe der bereitgestellten positiven und negativen Regelleistungen von VSCs liegt ungefähr bei null, da die Last in Summe sich nicht geändert hat. Somit wird Regelleistung nicht wegen einer Leistungsdefizit oder eines Leistungsüberschuss bereitgestellt, sondern zwecks des Stromnetzstabilisierens aufgrund der Spannungswinkelregelung. Es ist zu bemerken, dass die Leistungsflussrichtung im Stromnetz ändern kann und somit sich die Verluste sich ändern, deswegen ist die Summe der bereitgestellten Regelleistung nicht exakt bei null liegen. Allerdings ergibt die Betragssumme einen Wert in MW. Der Prozess ist in der Abb. 3.14 zu sehen. Davon wird ausgegangen, dass beim Anfangszustand des Stromnetzes einen Leitungsausfall vorliegt und optimale Arbeitspunkte für die VSCs nach dem Leitungsausfall bereits bereitgestellt sind. Danach wird die Leitung zugeschaltet und somit einen energieneutralen Arbeitspunkt entstanden, wobei nk die Anzahl der VSCs mit winkelbasierter Regelung im Stromnetz ist. In ähnlicher Weise entsteht der energieneutrale Arbeitspunkt bei den oben genannten Fällen, nur aufgrund der Spannungswinkeländerung im Stromnetz.

Diese Phänomene werden beim Stromnetzbetrieb mit LFR nicht stattfinden. Dies liegt daran, dass bei einem energieneutralen Arbeitspunkt kaum Frequenzabweichungen auftreten. Folglich erkennen die Synchronmaschinen nicht, dass sich etwas im Stromnetz verändert, und es wird keine Regelleistung eingespeist.

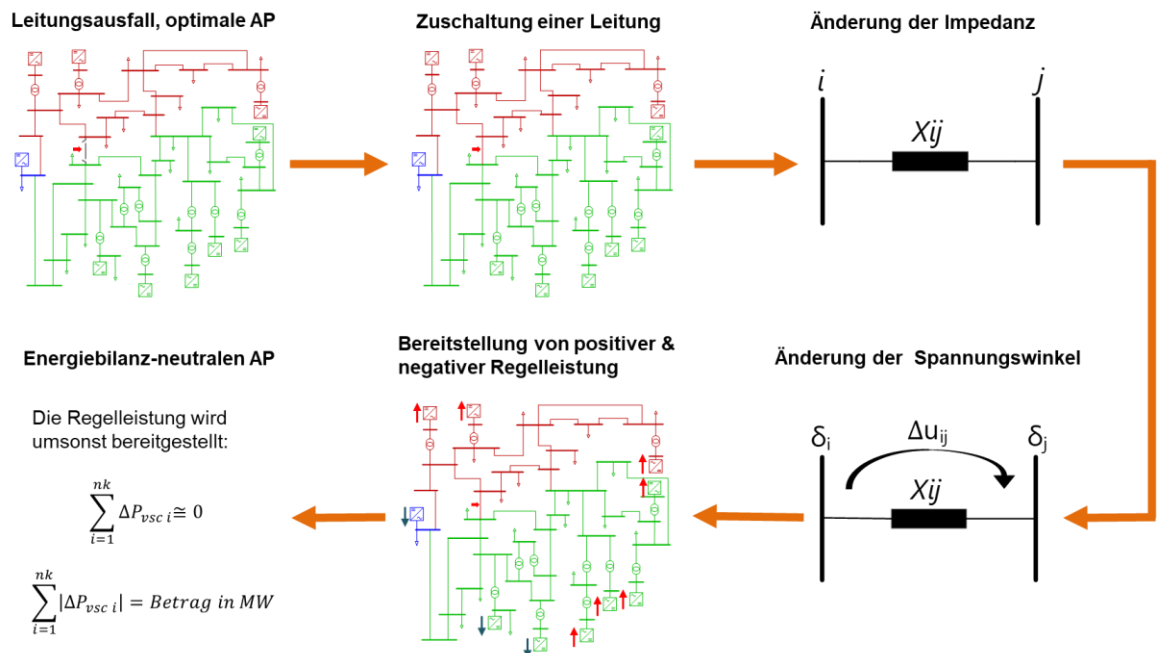


Abb. 3.14 Prozess einer Leitungszuschaltung beim Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung

Um diesen Effekt zu verdeutlichen, wird ein Untersuchungsfall bei beiden Arten des Stromnetzbetriebs betrachtet.

3.3.2 Methode zum Lösen des Problems mit energieneutralen Arbeitspunkt

Der Prozess der Bereitstellung der Sollwerte der Spannungszeigern für jede VSC-Station erfordert eine Datenerfassung. Eine vereinfachte Darstellung des Datenflusses im Stromnetz ist in Abb. 3.15 zu sehen. An jeder VSC-Station wird der tatsächliche Spannungs- und Stromzeiger von einem zeitsynchronisierten Zeigermessgerät (PMU) gemessen und an die Leitstelle des ÜNBs gesendet. Der ÜNB sammelt alle Messwerte der VSC-Stationen im Wide Area Measurement System (WAMS).

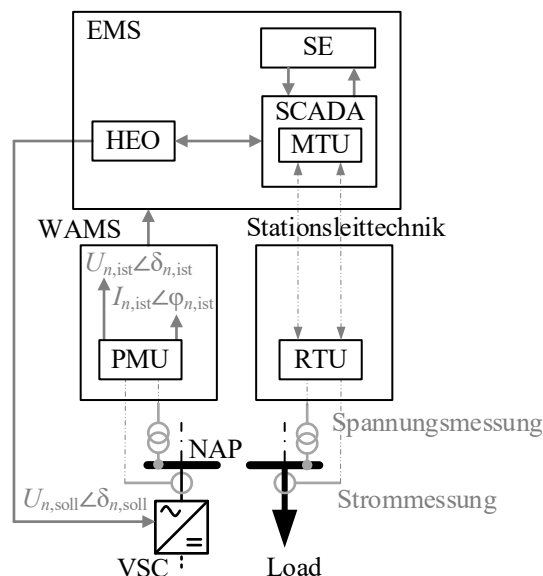


Abb. 3.15 Vereinfachte Darstellung des Datenflusses im Stromnetz

An den Lastknoten sammeln die Fernbedienungs terminals (RTUs) die Informationen über die Strom- und Spannungsmessungen und leiten sie an die Sub-Master Terminal Units (SUB-MTUs) und anschließend an die Master Terminal Unit (MTU) weiter [15].

Die Zustandsschätzung (SE) sorgt dafür, dass sowohl ungemessene Systemgrößen geschätzt werden können als auch die bereits bekannten Größen angepasst werden, um Ungenauigkeiten und Messfehler zu reduzieren.

Entsprechend der Lastprognose, dem Netzzustand und der Erzeugungsprognose der erneuerbaren Energien führt die höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktion (HEO) im Energiemanagementsystem (EMS) die optimale Lastflussberechnung (OPF) durch. Das Ergebnis des OPF sind die Sollwerte der Spannungszeigern für jede VSC-Station für jeden Fahrplan. Die Referenzwerte werden von der Leitstelle an den Primärregelkreis in der lokalen Regelstation der VSC übertragen.

Solange sich der Netzzustand und die Last für das Fahrplanintervall nicht ändern, werden die VSCs an den festgelegten Sollwerten betrieben. Ändert sich etwas im Stromnetz, stellt der Primärregelkreis der VSCs Primärregelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Auf diese Weise wird lokal auf die Laständerung reagiert. Unter Berücksichtigung der Erzeugungsänderung und der Laständerung wird der OPF für den nächsten Fahrplan neu berechnet, damit keine Leitungen überlastet werden. Der Prozess wird für jeden Fahrplan wiederholt, solange es keinen energiebilanzneutralen Arbeitspunkt gibt.

Wie bereits erwähnt, ist die lokale Bereitstellung von Regelleistung vorteilhaft, führt aber zu einer unerwünschten Bereitstellung von Regelleistung bei einer energieneutralen Betriebspunktänderung. Dies hat zur Folge, dass bei einem Netzbetrieb mit Spannungswinkelregelung eine lokale unerwünschte positive und negative Primärregelleistung bereitgestellt wird. Die Bereitstellung der Regelleistung führt dazu, dass der Stromspeicher vorzeitig entladen wird. In diesem Fall ist die Freigabe der Regelleistung erforderlich. Um die bereitgestellte Regelennergie zu entlasten, müssen die Arbeitspunkte der VSCs angepasst werden. Das Flussdiagramm der Methode ist in der Abb. 3.16 aufgezeigt.

Das EMS erkennt anhand der Auswertungen der Messungen, dass eine Bereitstellung der Primärleistung vorliegt. Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass die Spannungswinkelsollwerte für jeden Fahrplan an jede VSC-Station weitergeleitet werden. Aufgrund des vorgegebenen Spannungswinkelsollwerts an jeder VSC-Station ergibt sich eine Wirkleistungseinspeisung ($P_{VSCi,res}$). Wenn die VSCs keine Regelleistung liefern, sind die resultierende Wirkleistung ($P_{VSCi,res}$) und die tatsächliche Wirkleistung ($P_{VSCi,act}$) an jeder VSC-Station gleich. Wenn die resultierende Wirkleistung ($P_{VSCi,res}$) und die tatsächliche Wirkleistung ($P_{VSCi,act}$) an jeder VSC-Station nicht gleich sind, stellt die Leitstelle die Bereitstellung der Regelleistung fest. Ist die Summe aus bereitgestellter positiver und negativer Regelleistung relativ klein (Verluste durch die Änderung der Leistungsflussrichtung), deutet dies auf eine energiebilanzneutrale Arbeitspunktänderung hin. Beim Betrieb in einem energiebilanzneutralen Betriebspunkt muss für jede VSC-Station vor dem geplanten Fahrplan ein neuer Sollwert für den Spannungswinkel eingestellt werden. Die Berechnung der neuen Sollwerte erfolgt durch die Lastflussberechnung.

Für die Lastflussberechnung wird ein VSC-Knoten als Referenzknoten festgelegt. Die anderen VSC-Knoten werden als PV-Knoten betrachtet. Die Aufgabe der Lastflussberechnung besteht darin, die komplexen Knotenspannungen an den VSC-Knoten zu finden, die die gewünschte Wirkleistungseinspeisung von jeder VSC-Station ermöglichen. Folglich werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung als Sollwerte der Spannungszeigern an jede VSC-Station gesendet, so dass die Regelleistungsreserve entlastet wird. Nach Vorgabe der Spannungswinkelsollwerte ändert sich der Spannungswinkel an jeder VSC-Station zeitsynchron über eine Rampe. Wird infolge eines energieneutralen Arbeitspunkt eine Überlastung im Stromnetz folgt, wird einen kurativen Arbeitspunkt mithilfe von dem OPF berechnet und die Sollwerte der Spannungszeiger an jeder VSC-Station jeweils gesendet werden.

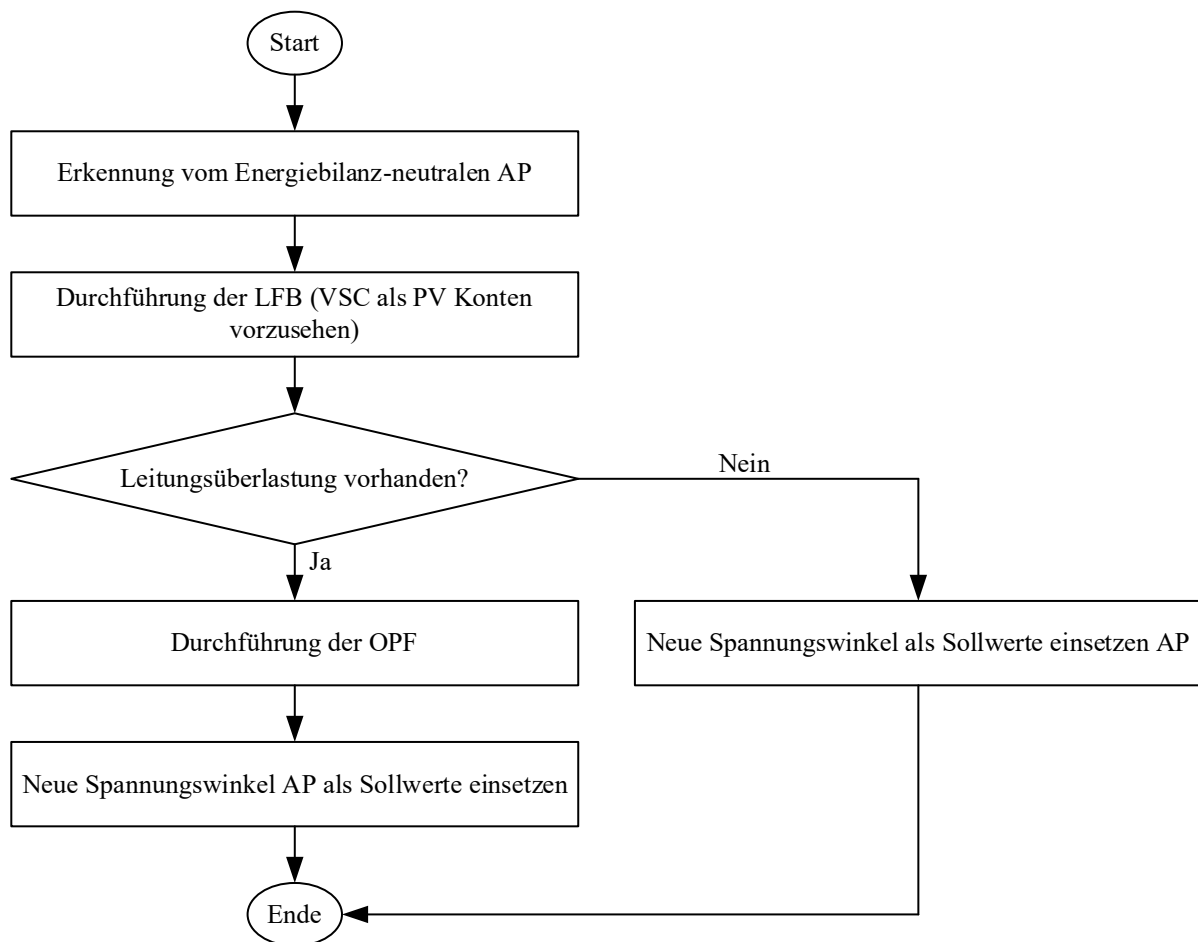


Abb. 3.16 Methode zum Umgehen mit einem energieneutralen Arbeitspunkt

3.4 Beherrschung n-1 mit kurativen Arbeitspunkte

Das 39-Bus-New-England-Testsystem ist nicht für einen n-1-sicheren Betrieb ausgelegt. Insbesondere bei Höchstlast kann der Ausfall einer Leitung oder eines VSC zu einer Überlastung der verbleibenden Leitungen führen. Beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung lässt sich diese Überlastung durch die Bereitstellung kurativer Arbeitspunkte an den VSC-Stationen beheben. Allerdings ist es vorausgesetzt, dass die OPF konvergiert und eine Lösung für den neuen Betriebszustand findet.

Wie bereits erwähnt, führt der Ausfall einer Leitung im Stromnetz in vielen Fällen zu einem energieneutralen Arbeitspunkt. Allerdings kann er in bestimmten Situationen auch zur Überlastung anderer Leitungen führen. In einem solchen Fall wird gemäß Abb. 3.16 eine OPF-Berechnung durchgeführt, um die neuen Sollwerte zu bestimmen. Eine Übersicht der Leitungsausfälle ist in Tab. 3.2 dargestellt.

Tab. 3.2 Liste der Leistungsausfälle und mögliche kurative Entlastung der überlasteten Leitungen

Ausfall der Leitung	Überlastete Leitung	Behebung durch kurative AP
Line 01 - 02	-	-
Line 01 - 39	-	-
Line 02 - 03	Line 21 - 22	Ja
Line 02 - 25	-	-
Line 03 - 04	-	-
Line 03 - 18	-	-
Line 04 - 05	Line 21 - 22	Ja

Ausfall der Leitung	Überlastete Leitung	Behebung durch kurative AP
Line 04 - 14	Line 05 - 06	Ja
Line 05 - 06	Line 06 - 07 Line 21 - 22	Ja
Line 05 - 08	Line 06 - 07	Ja
Line 06 - 07	Line 05 - 06 Line 05 - 08	Ja
Line 06 - 11	-	-
Line 07 - 08	Line 05 - 06	Ja
Line 08 - 09	-	-
Line 09 - 39	-	-
Line 10 - 11	-	-
Line 10 - 13	Line 21 - 22	Ja
Line 13 - 14	Line 21 - 22	Ja
Line 14 - 15	-	-
Line 15 - 16	-	-
Line 16 - 17	-	-
Line 16 - 19	Line 21 - 22	Ja
Line 16 - 21	-	-
Line 16 - 24	Line 21 - 22	Ja
Line 17 - 18	-	-
Line 17 - 27	-	-
Line 21 - 22	Line 16 - 19	Ja
Line 22 - 23	Line 21 - 22	Ja
Line 23 - 24	Line 21 - 22	Ja
Line 25 - 26	Line 21 - 22	Ja
Line 26 - 27	Line 21 - 22	Ja
Line 26 - 28	Line 21 - 22	Ja
Line 26 - 29	Line 21 - 22	Ja
Line 28 - 29	Line 21 - 22	Ja
Line 39- 40	-	-

Die Liste der VSC-Ausfälle ist in Tab. 3.3 zu finden. Der Ausfall von VSC 39 führt zur Überlastung von 12 Leitungen, da VSC 39 die größte im Netz ist. Die übrigen VSCs müssen daher Regelleistung zur Kompensation der fehlenden Leistung bereitstellen. Dadurch erreichen mehrere VSCs ihren Begrenzungsbereich, wodurch eine Anpassung der Arbeitspunkte nicht mehr möglich ist und die OPF nicht konvergiert.

Tab. 3.3 Liste der VSC-Ausfälle und mögliche kurative Entlastung der überlasteten Leitungen

Ausfall der VSC	Überlastete Leitung	Behebung durch kurative AP
VSC 30	Line 21 - 22	Ja
VSC 31	Line 21 - 22	Ja
VSC 32	Line 21 - 22	Ja
VSC 33	Line 21 - 22	Ja
VSC 34	Line 21 - 22	Ja
VSC 35	Line 16 - 19	Ja
VSC 36	Line 16 - 19	Ja
VSC 37	Line 21 - 22	Ja
VSC 38	Line 16 - 19 Line 21 - 22	Ja
VSC 39	Line 01 - 02 Line 01 - 39 Line 05 - 08	Nein

Ausfall der VSC	Überlastete Leitung	Behebung durch kurative AP
	Line 06 - 07 Line 06 - 11 Line 08 - 09 Line 09 - 39 Line 10 - 11 Line 15 - 16 Line 16 - 19 Line 21 - 22 Line 39- 40	

3.5 Allokation Energiereserve

3.5.1 Problembeschreibung

Für jeden Fahrplan soll der Energiebedarf an Regelleistung für jede VSC-Station ermittelt werden. Im aktuellen Stromnetzbetrieb mit LFR wird die Regelreserve anhand des extremen Ausfalls der beiden größten Erzeugungsanlagen im ENTSO-E-Netz mit einer Gesamtleistung von 3000 MW bestimmt. Allerdings ist das Konzept der Winkelregelung zukunftsorientiert, da hier 100 % des Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. In diesem Fall ergeben sich jedoch größere Unsicherheiten aufgrund der schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der starken Abhängigkeit von Wetterbedingungen. Hinzu kommen Prognosefehler bei der Vorhersage der zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Leistung. Eine weitere Herausforderung besteht in der Verteilung der Regelleistung auf die VSC-Stationen. Beim Stromnetzbetrieb mit KFR entfällt die Frequenz als globaler Indikator für das Leistungsungleichgewicht. Die winkelgeregelten VSCs werden Regelleistung abhängig von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereitstellen. Infolgedessen muss der derzeitige Ansatz zur Bestimmung und Verteilung der Regelreserve aus dem LFR-Regelungskonzept für den zukünftigen Stromnetzbetrieb mit Winkelregelung angepasst werden.

3.5.2 Methode zur Allokation Energiereserve

Eine neue Methode zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs für jeden Fahrplan ist in Abb. 3.17 dargestellt. Nachdem die optimalen Arbeitspunkte für jede VSC-Station für den Fahrplan „k“ bestimmt wurden, werden die Prognosefehler für Lasten, PV-Anlagen und Windanlagen berechnet. Diese Fehler basieren auf historischen Daten und werden als 95%-Quantil der Prognosefehler über das gesamte Jahr ermittelt. Daraus ergibt sich der gesamte Prognosefehler $\sum \text{Fehler}$ für den Fahrplan „k“.

Danach wird der maximale Ausfall $P_{\max,1}$ für Speicherkraftwerke ($P_{\text{SKW,max}}$), Lasten ($P_{L,\max}$) und erneuerbare Energieanlagen ($P_{\text{EEA,max}}$) bestimmt. Zusätzlich wird der zweitgrößte Ausfall $P_{\max,2}$ berechnet.

Der Regelreservebedarf ergibt sich wie folgt:

- Ist der gesamte Prognosefehler $\sum \text{Fehler}$ kleiner als $P_{\max,2}$, setzt sich der Regelreservebedarf aus der Summe von $P_{\max,1}$ und $P_{\max,2}$ zusammen.
- Andernfalls beträgt der Regelreservebedarf die Summe von $P_{\max,1}$ und $\sum \text{Fehler}$.

Die Verteilung der Regelreserve auf die VSC-Stationen erfolgt auf Basis der VSC-Sensitivitätsanalyse in %/MW:

- Falls der Regelreservebedarf aus der Summe von $P_{\max,1}$ und $P_{\max,2}$ resultiert, wird die Regelreserve so verteilt, dass die größte und die zweitgrößte ausfallende Einheit kompensiert werden.

- Falls der Regelreservebedarf aus der Summe von $P_{\max,1}$ und $\sum \text{Fehler}$ resultiert, erfolgt die Verteilung der Regelreserve so, dass sowohl der Ausfall der größten Einheit als auch die prognostizierten Fehler der einzelnen Anlagen ausgeglichen werden.

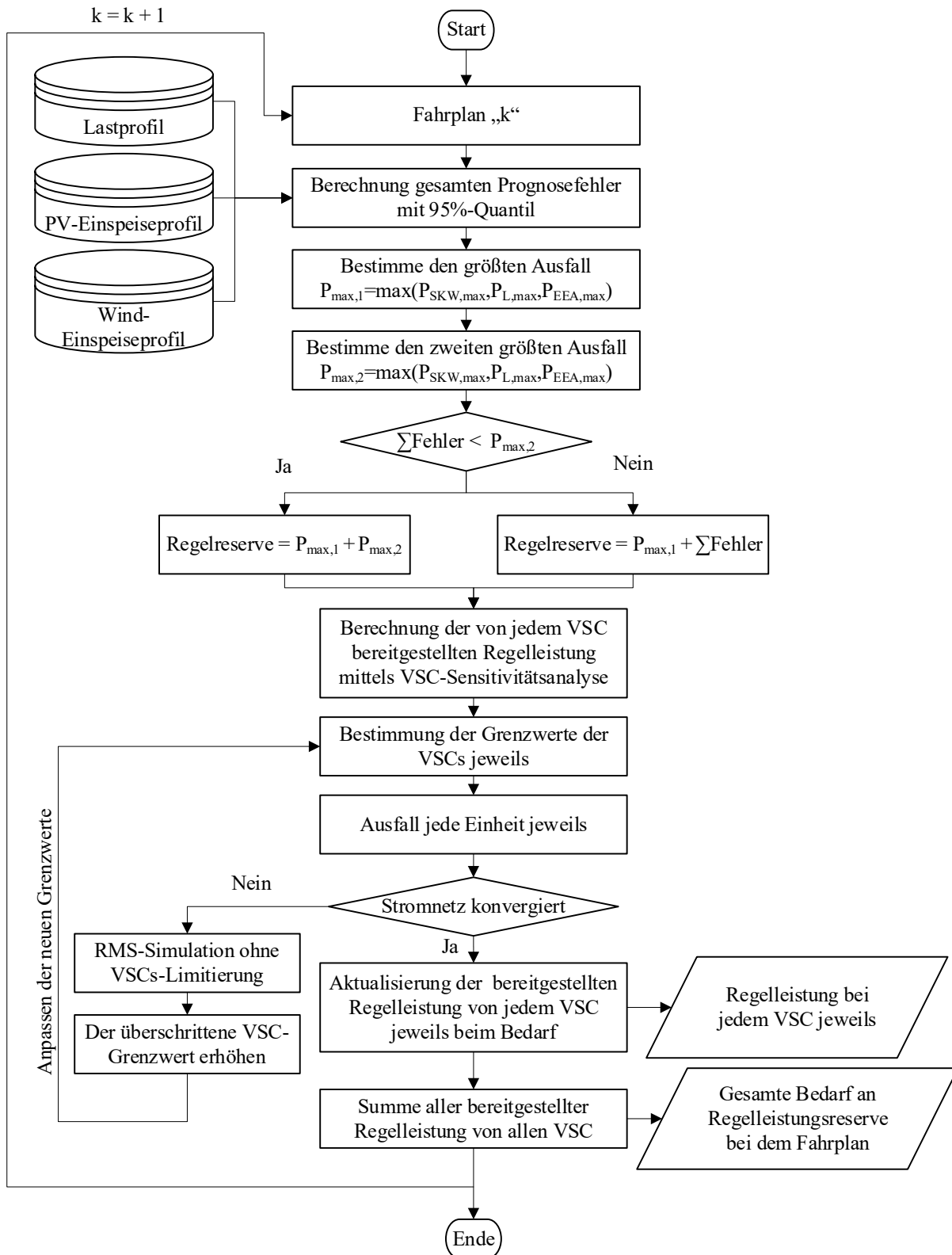


Abb. 3.17 Methode zur Allokation Energiereserve

Nachdem die Regelreserve initial für jede VSC-Station ermittelt wurde, werden die Grenzwerte der VSCs entsprechend eingestellt. Um sicherzustellen, dass jeder VSC über ausreichend Regelreserve für jeden Ausfall verfügt, wird die RMS-Simulation für den Ausfall jeder Erzeugungseinheit und Last nacheinander durchgeführt. Dabei wird überprüft, ob die Netzberechnung unter diesen Bedingungen konvergiert. Falls die RMS-Simulation nicht konvergiert, werden die Grenzwerte vorübergehend deaktiviert und die Simulation erneut durchgeführt, um herauszufinden, welche VSC-Station die anfänglich festgelegten Grenzwerte überschreitet. Anschließend werden die betroffenen Grenzwerte erhöht und die Simulation erneut durchgeführt. Sobald die Berechnung erfolgreich konvergiert, werden weitere mögliche Ausfälle geprüft, bis sichergestellt ist, dass jede VSC-Station über ausreichend Regelreserve verfügt.

Schließlich ergibt sich die endgültige Regelleistungsreserve, die jede VSC-Station im Fahrplan „k“ vorhalten muss. Die Summe der bereitgestellten Regelleistungen aller VSCs innerhalb einer Regelzone bestimmt den gesamten Regelleistungsbedarf dieser Regelzone.

Der Prozess wiederholt sich anschließend für den nächsten Fahrplan k+1, um eine kontinuierliche Stabilität des Netzes zu gewährleisten.

3.6 Untersuchungsfälle

3.6.1 Status Quo Leistung-Frequenz-Regelung

3.6.1.1 Primärregelung

Um den FCR-Prozess zu untersuchen, wird eine RMS-Simulation durchgeführt. Als Ereignis wird eine Zunahme der Last 18 in RZ1 bei 5 s von 158 MW bis 316 MW betrachtet. Die Lasten in diesem Untersuchungsfall werden als spanungs- und frequenzunabhängig angenommen. Mit der Zunahme der Last wird die Drehzahl der SGs abnehmen, was wiederum zu einer Verringerung der Frequenz führt.

Die Frequenzabweichung veranlasst die SGs, Regelleistung bereitzustellen, die von der Kraftwerkkenzahl (Leistungszahl) und der Frequenzabweichung abhängt. In der Tab. 3.4 sind die individuellen Kraftwerkkenzahlen für jeden SG aufgeführt.

Tab. 3.4 Die Kraftwerkkenzahl für jeden SG jeweils

Regelzone	Generator	$P_{\max}$ in MW	k_{pRi} in MW/Hz
RZ 3	G 01	8500	4250
RZ 2	G 02	595	297,5
	G 03	680	340
	G 04	680	340
	G 05	510	255
	G 06	680	340
	G 07	595	297,5
RZ 1	G 08	595	297,5
	G 09	850	425
	G 10	850	425

Der Zeitverlauf der Wirkleistung ist in Abb. 3.18 aufgezeigt. Durch die Zunahme der Last 18 kommt es zu einer Absenkung der Frequenz, wie in Abb. 3.19 zu sehen ist. Die stationäre Frequenz nach der Lastzunahme liegt bei 59,97 Hz. Es ist zu beachten, dass SGs mit höheren Kraftwerkkenzahlen mehr Regelleistung in das Stromnetz einspeisen werden, solange die Betriebsgrenzen nicht überschritten werden.

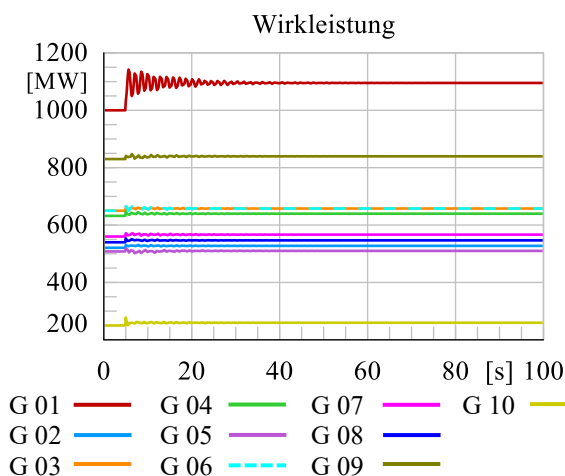


Abb. 3.18 Zeitverlauf der Wirkleistung

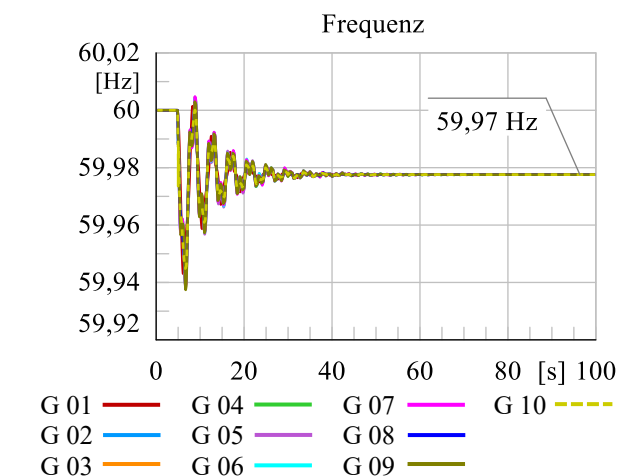


Abb. 3.19 Zeitverlauf der Frequenz

Der Generator G 01 weist die größte Kraftwerkkenzahl auf, weshalb er den größten Anteil der Regelleistung in das Netz einspeist. Im Gegensatz dazu ist der Generator G 05 in der Nähe seines maximalen Grenzwerts betrieben, was dazu führt, dass die Bereitstellung von Regelleistung eingeschränkt ist. Die Tab. 3.5 gibt Auskunft über die Veränderungen der Arbeitspunkte der SGs vor und nach der Lastzunahme.

Tab. 3.5 Arbeitspunktänderung der SGs infolge einer Lastzunahme

Regelzone	Generator	P vor der Lastzunahme in MW	P nach der Lastzunahme in MW
RZ 3	G 01	1000,0	1095,3
RZ 2	G 02	520,8	527,5
	G 03	650,0	657,6
	G 04	632,0	639,6
	G 05	508,0	510,0
	G 06	650,0	657,6
	G 07	560,0	566,7
RZ 1	G 08	540,0	546,7
	G 09	830,0	839,5
	G 10	250,0	259,5

3.6.1.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist ausschließlich an Kraftwerken mit aFRR aktiviert. In Regelzone 1 wird angenommen, dass nur der Generator G 10 am aFRR-Prozess beteiligt ist. In Regelzone 2 wird davon ausgegangen, dass der Generator G 02 an der Sekundärregelung teilnimmt. Gleichzeitig ist in Regelzone 3 der Generator G 01 an der Sekundärregelung beteiligt.

Das gleiche Ereignis (Zunahme der Last 18 in RZ1 von 158 MW bis 316 MW bei 5 s) wird erneut durchgeführt. Allerdings wird die Sekundärregelung mitbetrachtet.

Aufgrund einer Lastzunahme zeigt sich eine negative FCE. Infolgedessen importiert Regelzone 1, bedingt durch die gesteigerte Last, Regelleistung von anderen Regelzonen über die Kupplungsleitungen. Hierbei wird der PCE in Regelzone 1 negativ, wie in Abb. 3.20 veranschaulicht. Die Summation von FCE und PCE führt zu einem ACE,

der ungleich null ist, da die Lastzunahme in Regelzone 1 auftritt. Der ACE repräsentiert den Regelfehler der Sekundärregelung in diesem Kontext.

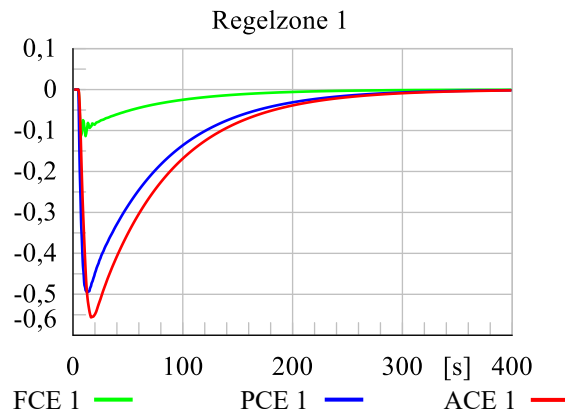


Abb. 3.20 Regelsignal der Sekundärregelung in RZ1

Der FCE in RZ2 und RZ3 zeigt sich ebenfalls negativ, da die Frequenz im gesamten Stromnetz abnimmt (siehe Abb. 3.21 und Abb. 3.22). Aufgrund der Lastzunahme exportieren RZ2 und RZ3 Regelleistung in Richtung RZ1, was dazu führt, dass der PCE in beiden Regelzonen positiv ist. In Anbetracht der negativen FCE und positiven PCE in beiden Regelzonen resultiert die Summe von FCE und PCE in jeder Regelzone jeweils in einem Wert von null. Infolgedessen ist das ACE in RZ2 und RZ3 null. Auf diese Weise wird die Sekundärregelung aktiviert, jedoch ausschließlich in der gestörten Regelzone (RZ1).

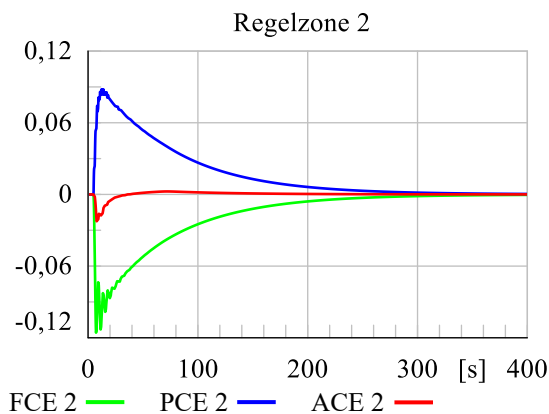


Abb. 3.21 Regelsignal der Sekundärregelung in RZ2

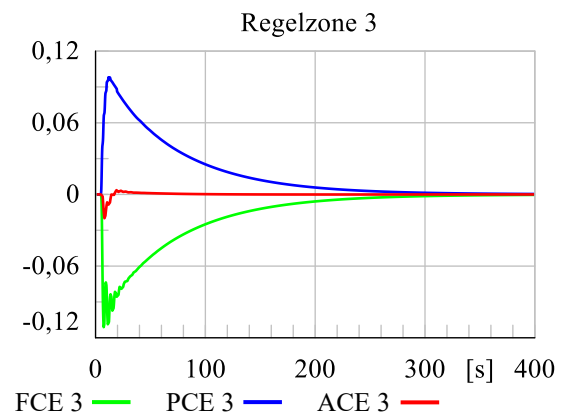


Abb. 3.22 Regelsignal der Sekundärregelung in RZ3

Nachdem die Sekundärregelung aktiviert wurde, erhöht der Generator mit aFRR-Reserve (in diesem Fall G 10) in der gestörten Regelzone (RZ1) seine Einspeisung von Regelleistung. Mit der zunehmenden Einspeisung von G 10 verringert sich im Laufe der Zeit die übertragene Regelleistung über die Kupplungsleitungen von anderen Regelzonen, wodurch das PCE abnimmt. Gleichzeitig nimmt die Frequenzabweichung ab, was zu einer Verringerung von FCE führt.

Infolgedessen nimmt der Regelfehler der Sekundärregelung ACE in RZ1 im Verlauf der Simulation kontinuierlich ab, bis er den Wert null erreicht. Ein ACE-Wert von null signalisiert, dass die Frequenzabweichung auf null reduziert wurde und die ausgetauschte Leistung zwischen den Regelzonen über die Kupplungsleitung den vor der

Lastzunahme vereinbarten Sollwert erreicht hat. Gleichzeitig erfolgt die Ablösung der zuvor bereitgestellten Primärregelleistung.

Die Abb. 3.23 illustriert, wie die erhöhte Einspeisung von G 10 dazu führt, die von anderen Generatoren bereitgestellte Regelleistung zu ersetzen. Dies trägt dazu bei, die Frequenz auf den Sollwert zurückzuführen, wie in der Abb. 3.24 dargestellt.

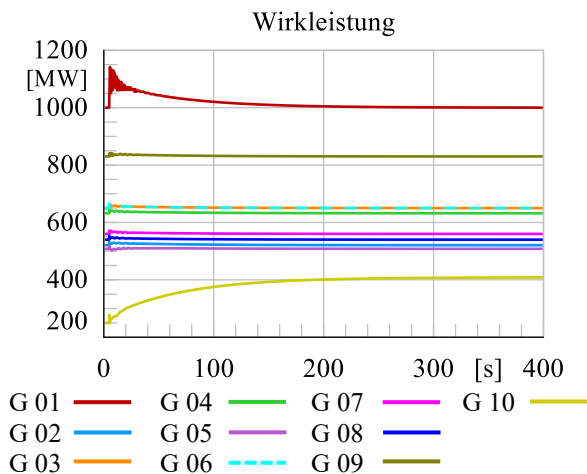


Abb. 3.23 Zeitverlauf der Wirkleistung

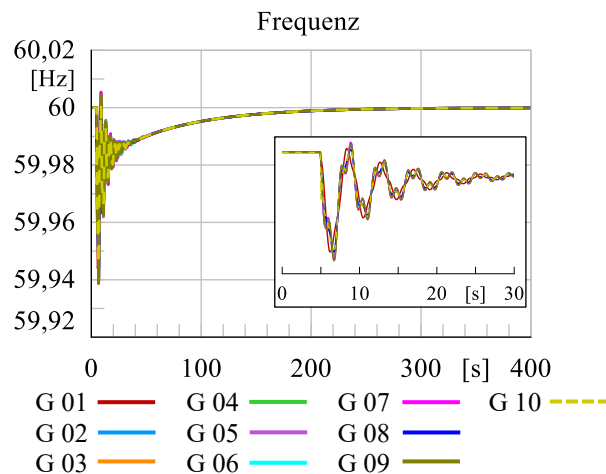


Abb. 3.24 Zeitverlauf der Frequenz

Auf diese Weise wird im gegenwärtigen Stromnetz das Gleichgewicht zwischen der erzeugten und verbrauchten elektrischen Leistung sowie der Netzfrequenz aufrechterhalten. Die Frequenz im Stromnetz fungiert dabei als entscheidender Indikator für das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage elektrischer Energie. Insgesamt stellt die LFR im aktuellen Betrieb des Stromnetzes einen wichtigen Vorgang dar, um die Netzstabilität zu gewährleisten und das System in einem stabilen Betriebszustand zu halten.

3.6.2 Konstant-Frequenz-Regelung

3.6.2.1 Primärregelung

Der Stromnetzbetrieb mit dem vorgeschlagenen Spannungswinkelregelungskonzept wird im IEEE 39 Bus New England System implementiert. Jeder SG wird durch eine VSC mit winkelbasierter Regelung ersetzt. Die VSCs sind auf die gleichen Betriebspunkte wie die SGs eingestellt, so dass die beiden den gleichen Arbeitspunkt haben.

Tab. 3.6 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Lastflussberechnung Ergebnisse bei Betrieb des Netzes einmal mit SGs und einmal mit VSCs. Es wird davon ausgegangen, dass die Lasten weder von der Spannung noch von der Frequenz abhängen. Außerdem wird angenommen, dass die VSCs mit Gleichspannungsquellen verbunden sind. Für diesen Fall werden die VSCs als MMC mit Halbbrücke betrachtet.

Tab. 3.6 Ergebnisse im stationären Zustand bei Netzbetrieb einmal mit SGs und einmal mit VSCs

	Erzeugung		Last		Verluste	
	P in MW	Q in Mvar	P in MW	Q in Mvar	P in MW	Q in Mvar
SGs	6140,81	1250,37	6097,1	1408,9	43,71	-158,52
VSCs	6140,81	1250,37	6097,1	1408,9	43,71	-158,52

Im Untersuchungsfall wird angenommen, dass die Last 28 bei 5 s von 206 MW auf 618 MW steigt. Die Lasten sind nicht von der Spannung und der Frequenz abhängig, sie bleiben konstant.

Aufgrund des Lastanstiegs stellen die VSCs im winkelbasierten Stromnetzbetrieb Regelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Der VSC 38 befindet sich im nahen elektrischen Abstand zu der Last 28. Der VSC 38 stellt Regelleistung bereit, damit er den Spannungswinkel an seinem Knoten konstant hält, solange er sich nicht im Limitierungsbereich befindet (siehe Abb. 3.25 und Abb. 3.26). Wenn sich der VSC 38 im Limitierungsbereich befindet, wird der Strombegrenzungsregelkreis aktiviert. Der Spannungswinkel am Bus 38 sinkt, bis der Strom von VSC 38 auf den maximal zulässigen Wert begrenzt ist (siehe Abb. 3.27). Die bereitgestellte Regelleistung von VSC 38 reicht nicht aus, um den Lastbedarf zu decken. Aus diesem Grund werden die elektrisch näher gelegenen VSCs (VSC 30, VSC 37 und VSC 35) mehr Regelleistung bereitstellen. Die anderen VSCs, die weit vom Ort der Laständerung entfernt sind, werden kaum Regelleistung liefern. Da die Spannungswinkel an VSC-Knoten konstant gehalten sind, wird die Spannung an diesen Knoten konstant bleiben (siehe Abb. 3.28).

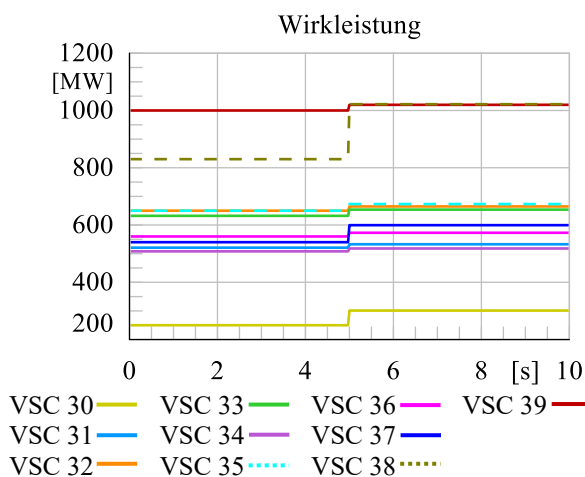


Abb. 3.25 Zeitverlauf der Wirkleistung

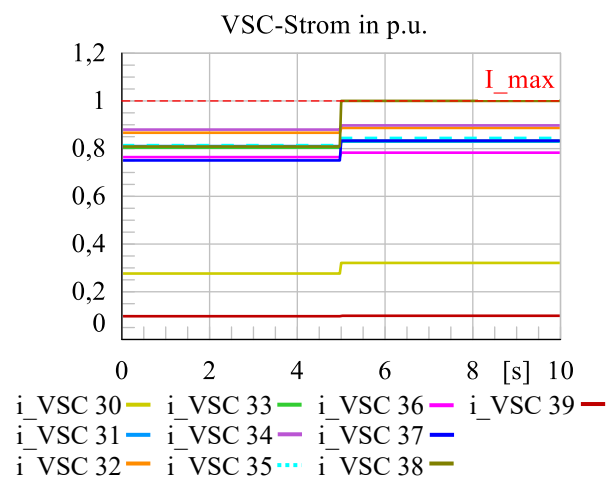


Abb. 3.26 Zeitverlauf der VSC-Ströme

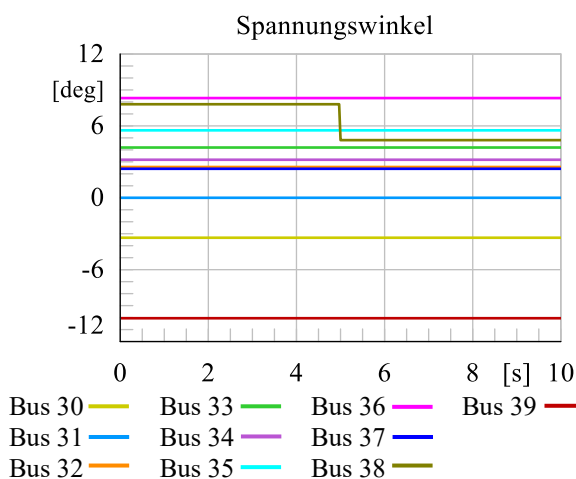


Abb. 3.27 Zeitverlauf der Spannungswinkel

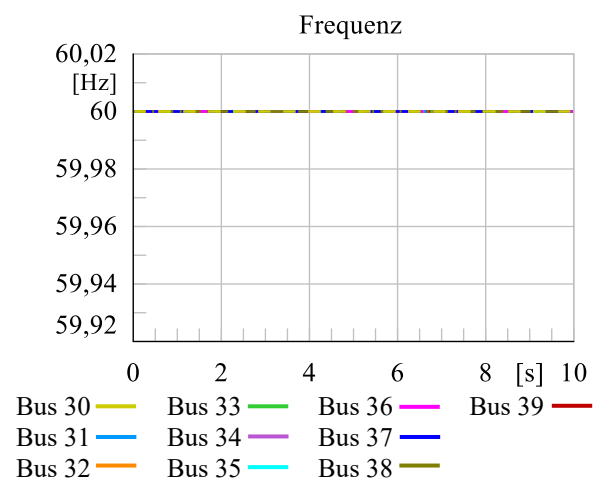


Abb. 3.28 Zeitverlauf der Frequenz

Die Spannungsamplitude an VSC-Knoten wird auch konstant gehalten (siehe Abb. 3.29). Die Lastzunahme führt dazu, dass die fließenden Ströme in den Leitungen steigen. Infolgedessen werden die Spannungsabfälle über die

Leitungen größer. Um die Spannung an den VSC-Knoten konstant zu halten, speisen die VSC mehr Blindleistung in das Stromnetz ein (siehe Abb. 3.30).

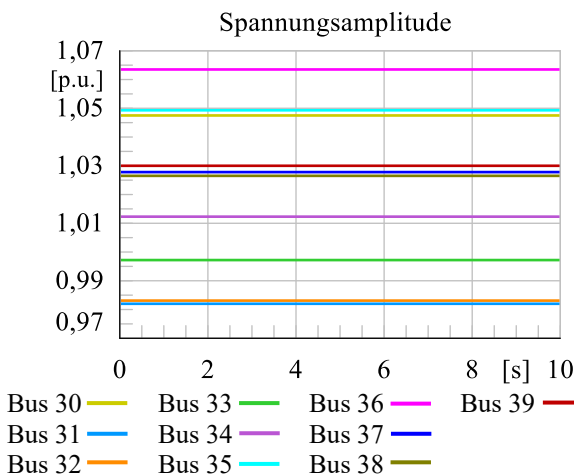


Abb. 3.29 Zeitverlauf der Spannungsamplitude

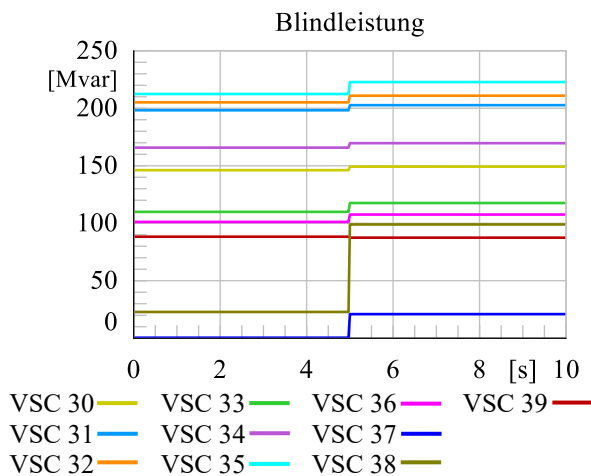


Abb. 3.30 Zeitverlauf der Blindleistung

3.6.2.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung beim Stromnetzbetrieb mit Winkelbasierter Regelung ist ähnlich wie bei LFR ausschließlich an VSCs mit Sekundärregelungsreserve aktiviert. In der Regelzone 1 wird angenommen, dass nur der VSC 31 an der Sekundärregelungsreserve beteiligt ist. In Regelzone 2 wird davon ausgegangen, dass der VSC 30 an der Sekundärregelung teilnimmt. Gleichzeitig ist in Regelzone 3 der VSC 39 an der Sekundärregelung beteiligt.

Das gleiche Ereignis wie beim LFR (Zunahme der Last 18 in RZ1 von 158 MW bis 316 MW bei 5 s) wird erneut durchgeführt. Allerdings wird diesmal im Fall vom Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung und Aktivierung der Sekundärregelung betrachtet. Die Aktivierung der Sekundärregelung ist in 5 s nach der Störung. Dies bedeutet, dass die Sekundärregelung bei 10 s aktiviert wird.

Infolge der Lastzunahme stellen die VSCs im Stromnetz mit winkelbasierter Regelung Regelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Da sich die Last 18 nicht direkt in der Nähe einer VSC-Station befindet, werden die VSCs in verschiedenen Regelzonen Regelleistung einspeisen (siehe Abb. 3.31 von 5 s bis 10 s). Die Spannungswinkel an VSC-Knoten werden von 5 s bis 10 s konstant gehalten (siehe Abb. 3.32).

Die Sekundärregelung wird bei 10 s aktiviert. Die SR-Signale an einigen VSCs sind null, da sie nicht an der Sekundärregelung beteiligt sind. In diesem Fall wird β (Verteilungsfaktor der Sekundärregelungsreserve) in diesen VSCs in Abb. 3.7 auf null gesetzt. Für diese VSCs wird der Schalter S1 im Regelkreis (siehe Abb. 3.9) automatisch geschlossen. Der Grund dafür ist, dass PCE nicht gleich null ist und das SR-Signal gleich Null ist.

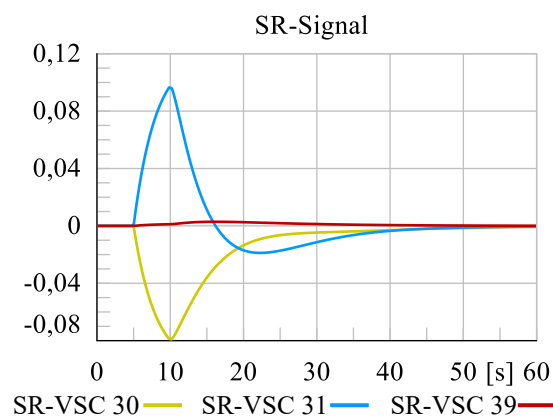
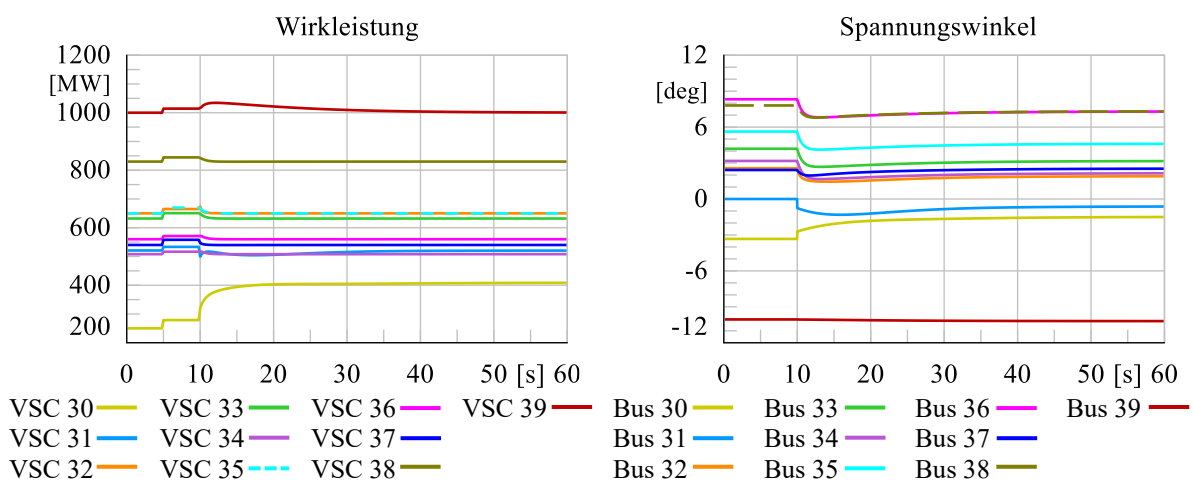
Aufgrund der Bereitstellung von Regelleistung wird das Δp in Abb. 3.9 negativ sein. Folglich wird ein negativer Beitrag vom Spannungswinkelsollwert subtrahiert (siehe Abb. 3.9). Dies veranlasst die nicht an der Sekundärregelung beteiligten VSC, ihre Bereitstellung von Regelleistung zu reduzieren, bis der Regelfehler Δp null wird (siehe Abb. 3.31). Gleichzeitig gleichen die VSC mit Sekundärregelleistung das Leistungsdefizit aus.

Infolge der Lastzunahme in Regelzone 1 importiert diese über die Kuppelleitungen Regelleistung aus anderen Regelzonen. Dabei wird das SR-Signal in Regelzone 1 an VSC 30 negativ, wie in Abb. 3.33 dargestellt. Durch

Multiplikation des SR-Signals mit negativem Vorzeichen entsteht ein positiver Beitrag, der zum Spannungswinkelsollwert addiert wird. Folglich erhöht sich der Spannungswinkelsollwert (siehe Abb. 3.32). Die Erhöhung des Spannungswinkelsollwerts an VSC 30 führt zu einem Anstieg der bereitgestellten Regelleistung, bis das SR-Signal null wird.

Andererseits werden die VSCs in Regelzone 2 und Regelzone 3 Regelleistung in Regelzone 1 exportieren. Daher werden das SR-Signal an VSC 31 und das SR-Signal an VSC 39 positiv sein (siehe Abb. 3.33). Durch Multiplikation der SR-Signale mit negativem Vorzeichen wird ein negativer Beitrag erzeugt, der vom Spannungswinkelsollwert abgezogen wird. Infolgedessen sinkt der Spannungswinkelsollwert. Die Abnahme des Spannungswinkelsollwerts an VSC 31 und VSC 39 hat zur Folge, dass die bereitgestellte Regelleistung abnimmt, bis das SR-Signal Null wird.

Aus dem Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Abb. 3.32 kann entnommen werden, wie der Spannungswinkel am Bus 30 zunehmen, damit mehr Leistung in der gestörten Regelzone bereitgestellt wird. Im Gegenteil dazu, werden die Spannungswinkel am andern VSC-Knoten abnehmen, damit die bereitgestellte Regelleistungsreserve entlastet wird. Durch die Einstellung von den Integral-Regler im Regelkreis kann das Prozess beschleunigt oder verlangsamt werden.



Die Änderung der Spannungswinkel an VSC-Knoten führt dazu, dass die Frequenz sich ebenfalls ändern (siehe Abb. 3.34). Es an diese Stelle zu bemerken, dass die Laständerung keinen Einfluss auf die Frequenz hat, sondern die Abnahme der Spannungswinkel an allen VSCs-Knoten außer VSC 30, wird die Frequenzabnahme zu Folge haben. Da der Spannungswinkel am Knoten der VSC 30 zunimmt, wird die Frequenz an diesem Knoten zunehmen. Je größer der Spannungswinkeländerung ist, desto mehr die Frequenz sich ändern. Da die Spannungswinkel an anderen VSC-Knoten abnehmen, wird die Frequenz am diesen Knoten abnehmen. Die Spannungsamplitude bleibt am VSC-Knoten unverändert (siehe Abb. 3.35).

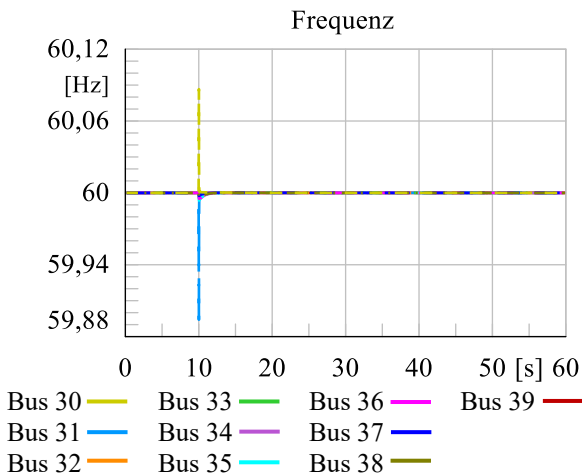


Abb. 3.34 Zeitverlauf der Frequenz

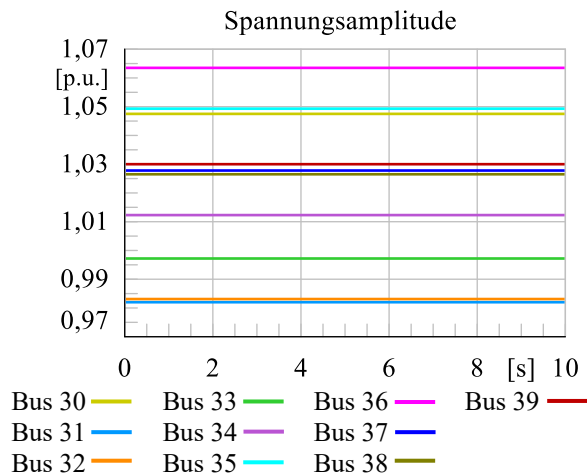


Abb. 3.35 Zeitverlauf der Spannungsamplitude

Beim Vergleich des Zeitverlaufs der Wirkleistung im Fall vom Stromnetzbetrieb mit LFR nach Aktivierung der Sekundärregelung (Abb. 3.23) mit dem Zeitverlauf der Wirkleistung im Fall vom Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung nach Aktivierung der Sekundärregelung (Abb. 3.31) kann festgestellt werden, dass die stationären Endwerte der Wirkleistung identisch sind. Die VSCs werden im Vergleich zu SGs die stationären Endwerte schneller erreichen, da sie über keine physikalische Trägheit verfügen.

3.6.3 Arbeitspunktwechsel

Es wird angenommen, dass die optimale Arbeitspunkte zum Lastfluss im Stromnetz ist um 5 s bereitgestellt. Die Tab. 3.7 zeigt die alten Arbeitspunkte und die optimalen Arbeitspunkte der VSCs im Sinne von Spannungszeiger.

Tab. 3.7 Optimale Sollwerte der VSCs

	Initiale Arbeitspunkte		Optimale Arbeitspunkte (OPF)	
	U in [p.u.]	δ in [deg]	U in [p.u.]	δ in [deg]
VSC 30	1,048	-3,334	1,048	-1,978
VSC 31	0,982	0,000	0,982	0,000
VSC 32	0,983	2,569	0,983	0,861
VSC 33	0,997	4,195	0,997	-4,789
VSC 34	1,012	3,175	1,012	-5,031
VSC 35	1,049	5,630	1,049	-0,541
VSC 36	1,064	8,323	1,064	-0,399
VSC 37	1,028	2,421	1,028	-1,983
VSC 38	1,026	7,808	1,026	-3,990
VSC 39	1,030	-10,053	1,030	-6,065

Die optimale Arbeitspunkte wird dazu beitragen, die Wirkverluste von 43,71 MW bis auf 29,39 MW zu reduzieren (siehe Abb. 3.36). Für die Berechnung der optimalen Arbeitspunkte wird der Bus 31 als Referenzknoten verwendet. Die Zielfunktion der OPF in diesem Beispiel besteht darin, die Verluste zu minimieren.

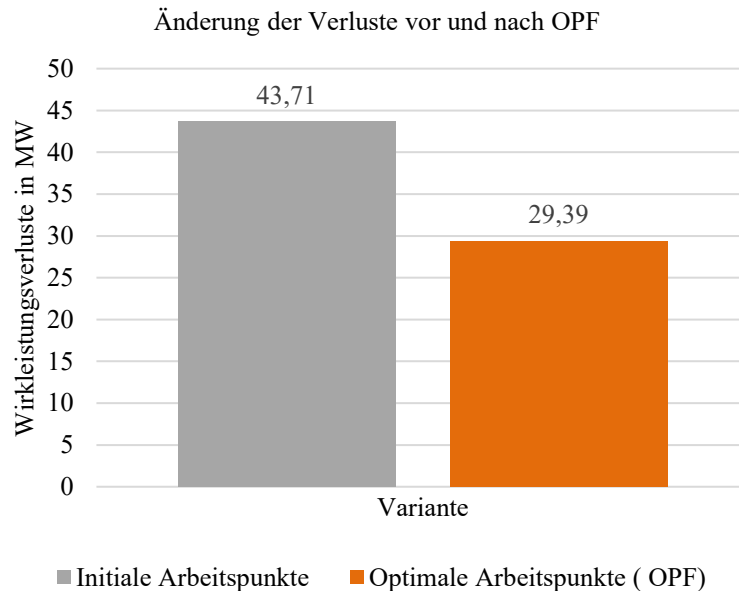


Abb. 3.36 Änderung der Wirkleistungsverluste vor und nach der optimalen Arbeitspunkte

Die Änderung der Spannungswinkel auf den neuen optimalen Arbeitspunkte erfolgt rampenförmig. Es wurde angenommen, dass die Rampe 10 s dauert, bis den Endwert erreicht. Auf diese Art und Weise wird die Anregung des Systems nicht stark sein.

Die Arbeitspunktänderung der VSCs findet bei 5 s statt. Die rampenförmige Änderung der Wirkleistung ist auf die rampenförmige Änderung der Spannungswinkel zurückzuführen (siehe Abb. 3.37 und Abb. 3.38). Die Änderung der einspeisenden Wirkleistungen von VSC hat eine Änderung der Wirkleistungsflusses über die Leitungen im Stromnetz zufolge und Somit wird sich die Verluste auch ändern. Für die Berechnung der optimalen Arbeitspunkte wird der Bus 31 als Referenzknoten verwendet, deswegen hat sich der Spannungswinkelsollwert am VSC 31 in Abb. 3.38 nicht geändert.

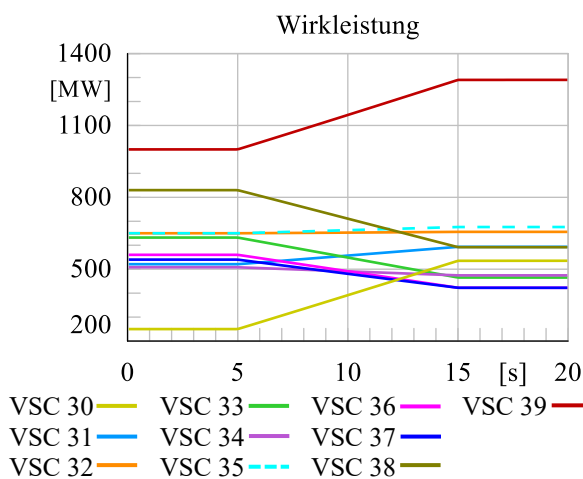


Abb. 3.37 Zeitverlauf der Wirkleistung

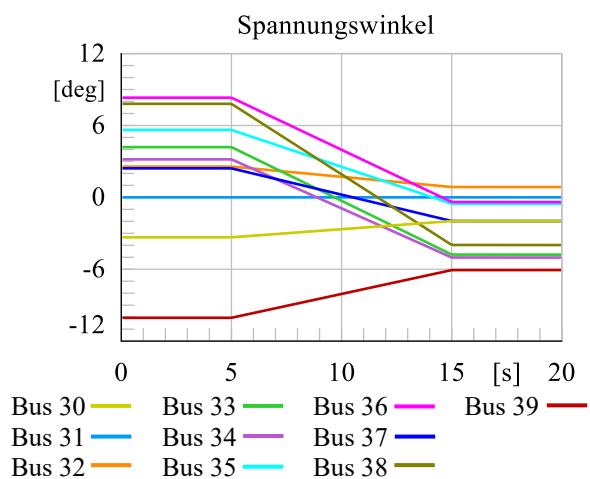


Abb. 3.38 Zeitverlauf der Spannungswinkel

Die Spannungssollwerte ändern sich nicht. Aus diesem Grund halten die VSCs jeweils die Spannungsamplitude an ihren Netzanschlussknoten fest (Siehe Abb. 3.39). Damit die Spannungsamplitude an NAPs trotz der Wirkleistungsflussänderung konstant gehalten wird, wird jeder VSC jeweils die einspeisende Blindleistung so einstellen, dass die gewünschte Spannungsamplitude am NAPs resultiert (Siehe Abb. 3.40).

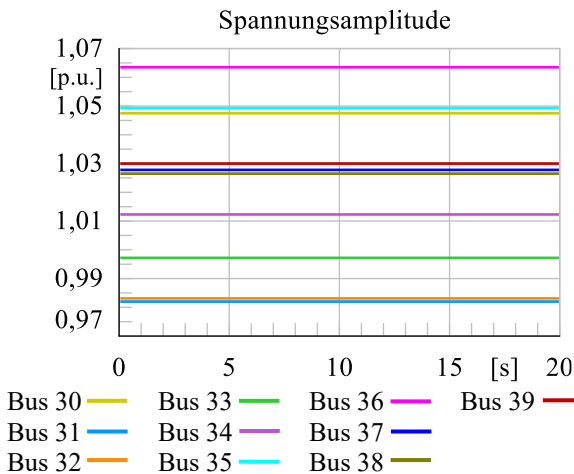


Abb. 3.39 Zeitverlauf der Spannungsamplitude

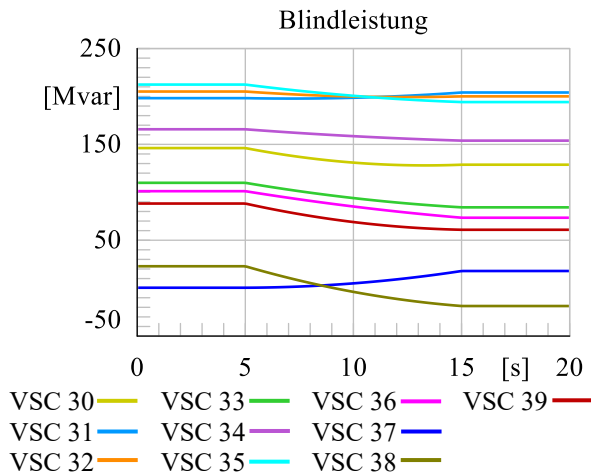


Abb. 3.40 Zeitverlauf der Blindleistung

3.6.4 Beeinflussung der Bereitstellung von Regelleistung

Zur Veranschaulichung des Unterschieds zwischen der festen Spannungswinkelregelung und der Spannungswinkelregelung mit Droop wird eine zusätzliche VSC (VSC 16) an den Knoten 16 angeschlossen. Der VSC 16 befindet sich an dem Grenzknoten zwischen Gruppe I und Gruppe II. Das modifizierte Testsystem ist in Abb. 3.41 dargestellt.

Die neuen Betriebspunkte der VSCs im Stromnetz sind in Tab. 3.8 dargestellt. Die Lasten werden ohne Änderungen aus dem Referenzsystem in [20] übernommen. Es wird angenommen, dass die Lasten unabhängig von Spannung und Frequenz sind.

Tab. 3.8 Arbeitspunkte der VSCs

	Wirkleistung in [MW]	Blindleistung in [Mvar]
VSC 16	300,00	-19,46
VSC 30	250,00	155,20
VSC 31	225,18	170,76
VSC 32	650,00	209,27
VSC 33	632,00	114,26
VSC 34	510,00	167,93
VSC 35	650,00	217,22
VSC 36	560,00	103,90
VSC 37	540,00	0,08
VSC 38	830,00	23,91
VSC 39	998,09	95,66

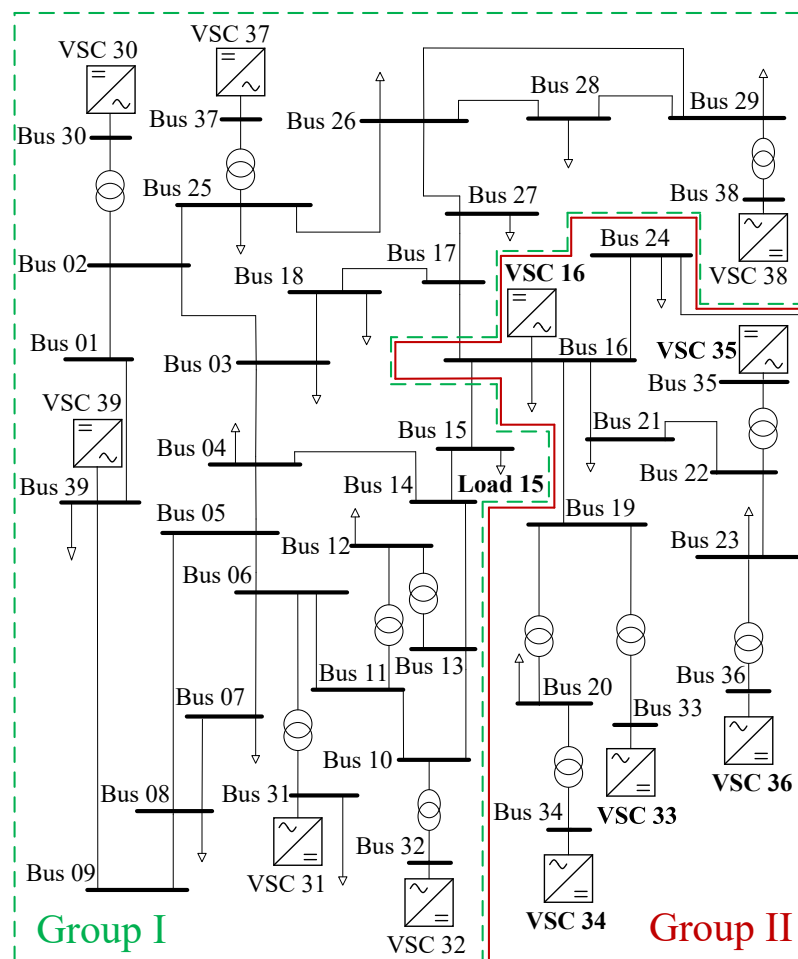


Abb. 3.41 Modifiziertes 39-Bus New England System

3.6.4.1 Fixierte Spannungswinkelregelung

In diesem Fall haben alle VSCs im Stromnetz eine fixierte Spannungswinkelsteuerung. Die Last 15 bei 1 s wird von 320 MW auf 480 MW erhöht. Im Netzbetrieb mit fixierter Winkelregelung stellen die VSCs Regelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Auf diese Weise wird lokal auf die Laständerung reagiert. Der VSC 16 befindet sich in der geringsten elektrischen Entfernung zur Last 15. Dementsprechend liefert der VSC 16 den größten Anteil der Regelleistung (siehe Abb. 3.42).

Die anderen VSCs in Gruppe I liefern einen vergleichsweise geringen Anteil der Regelleistung, da die elektrische Entfernung zur Last 15 relativ größer ist als die zum VSC 16. Allerdings liefern VSC 33, VSC 34, VSC 35 und VSC 36 in Gruppe II keine Regelleistung. Der Grund dafür ist, dass der VSC 16 den Bus 16 auf einen konstanten Spannungswinkel regelt. Daher werden die anderen VSCs in Gruppe II die Laständerung in der Gruppe I nicht erkennen, solange VSC 16 nicht seinen maximalen Strom erreicht. Der VSC 16 liefert die Regelleistung in der Gruppe II allein als Ergebnis einer Laständerung in Gruppe I. Sobald VSC 16 seinen maximalen Strom erreicht, sinkt der Spannungswinkel am Knoten 16. Verringert sich der Spannungswinkel am Knoten 16, stellen die anderen VSC in der Gruppe II die erforderliche Regelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort des Laständerung bereit. Da kein VSC seinen maximalen Strom erreicht, werden die Spannungswinkel an den Anschlussknoten der VSCs konstant gehalten (siehe Abb. 3.43).

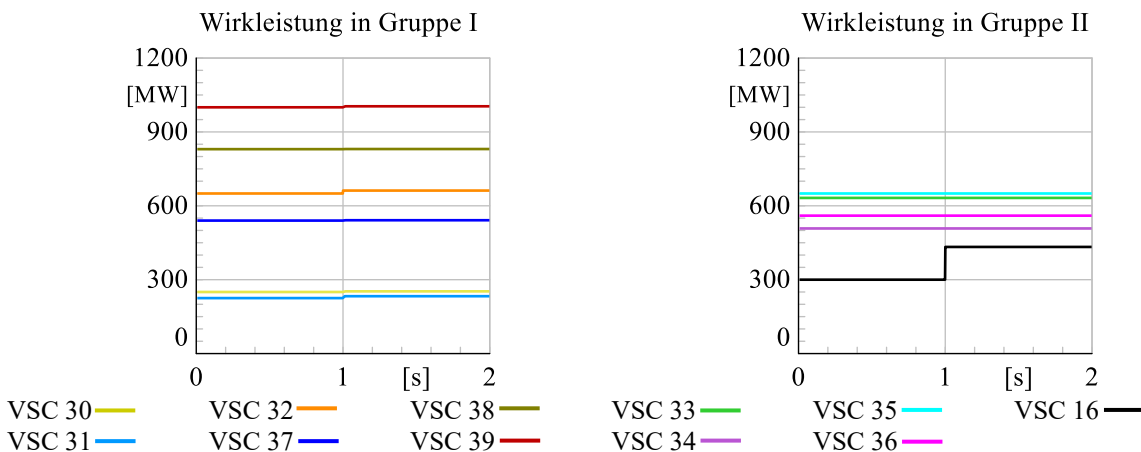


Abb. 3.42 Zeitverlauf der Wirkleistung in der Gruppe I und Gruppe II

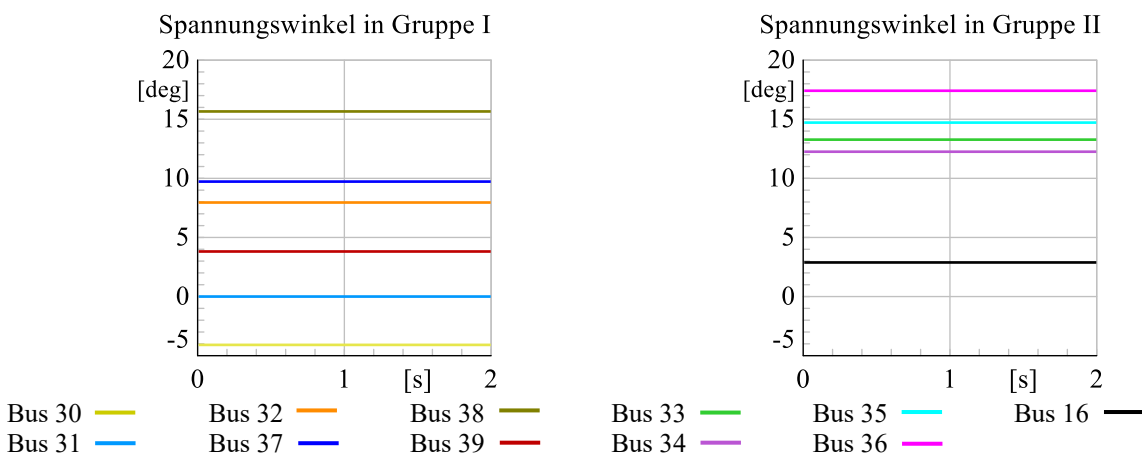


Abb. 3.43 Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Gruppe I und Gruppe II

3.6.4.2 Arbeitspunkt innerhalb des Todbandes

In diesem Fall verfügt der VSC 16 über eine Regelung des Spannungswinkels mit Droop und Todband (siehe Abb. 3.12). Das Todband ist auf $\Delta\delta = 0,8$ Grad eingestellt. Solange die Laständerung im Netz nicht zu einer Spannungswinkelabweichung von 0,8 Grad am Anschlusspunkt des VSC 16 führt, speist der VSC 16 keine Regelleistung ein. Die anderen VSCs im Netz haben eine fixierte Spannungswinkelregelung (siehe Abb. 3.4). Ähnlich wie im Abschnitt 3.6.4.1 wird die Last 15 bei 1 s von 320 MW auf 480 MW erhöht.

Aus der Abb. 3.44 ist ersichtlich, dass der VSC 16 infolge der Laständerung keine Regelleistung bereitstellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Laständerung eine Spannungswinkeländerung von $(2,88 - 2,27 = 0,61 < 0,8)$ am Bus 16 verursacht (siehe Abb. 3.45). Daher liegt der Arbeitspunkt der VSC 16 innerhalb des Todbandes (im Bereich B in Abb. 3.12). Die VSCs stellen die erforderliche Regelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Die VSC der Gruppe II stellen somit Regelleistung zur Verfügung.

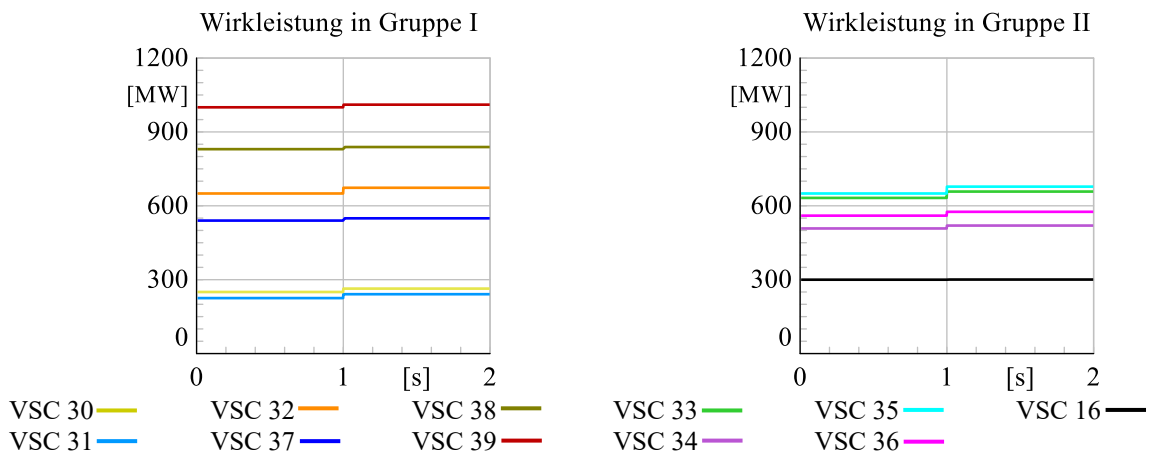


Abb. 3.44 Zeitverlauf der Wirkleistung in der Gruppe I und Gruppe II

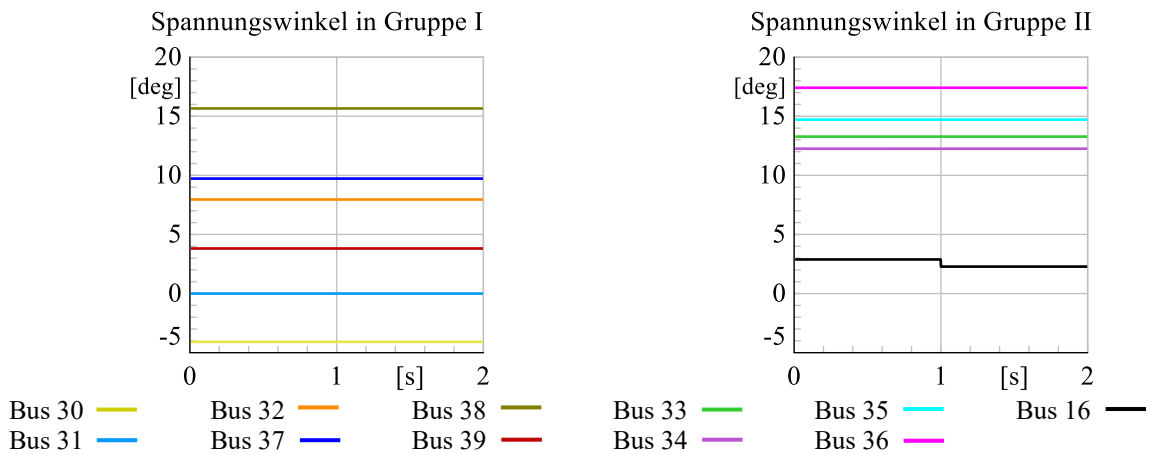


Abb. 3.45 Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Gruppe I und Gruppe II

3.6.4.3 Arbeitspunkt innerhalb des Todbandes

Ähnlich wie der Abschnitt 3.6.4.2 verfügt der VSC 16 über eine Regelung des Spannungswinkels mit Droop und Todband (siehe Abb. 3.12). Das Todband ist auf $\Delta\delta = 0,8$ Grad eingestellt. Die anderen VSCs im Netz haben eine fixierte Spannungswinkelregelung (siehe Abb. 3.4). In diesem Fall wird allerdings die Last 15 bei 1s von 320 MW auf 640 MW erhöht.

Aus der Abb. 3.46 geht hervor, dass der VSC 16 als Reaktion auf die Laständerung Regelleistung bereitstellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Laständerung eine Spannungswinkeländerung von $(2,88 - 1,92 = 0,96 > 0,8)$ am Bus 16 verursacht (siehe Abb. 3.47). Somit liegt der Arbeitspunkt des VSC 16 außerhalb des Todbandes, d. h. im Bereich C in der Abb. 3.12. Auf diese Weise stellt der VSC 16 bei einer spürbaren Laständerung sofort Regelleistung zur Verfügung.

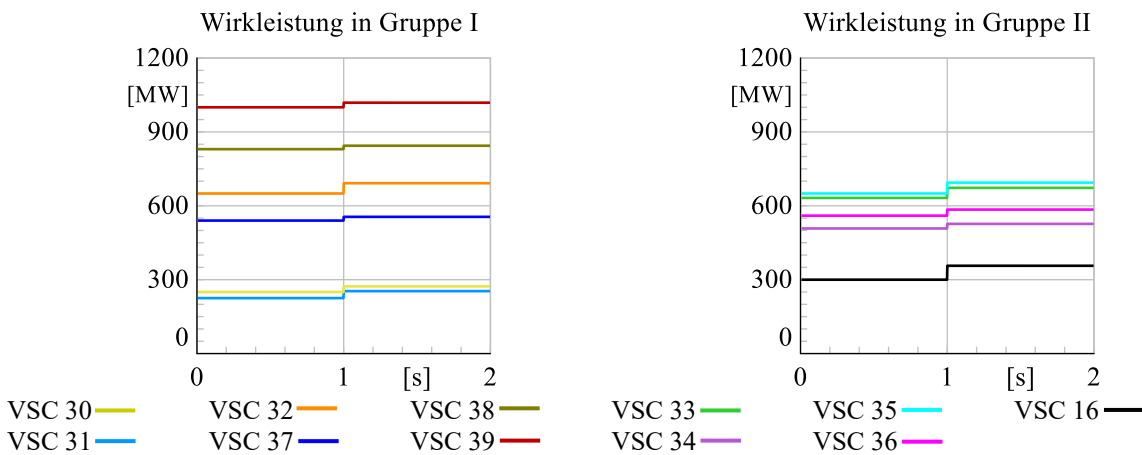


Abb. 3.46 Zeitverlauf der Wirkleistung in der Gruppe I und Gruppe II

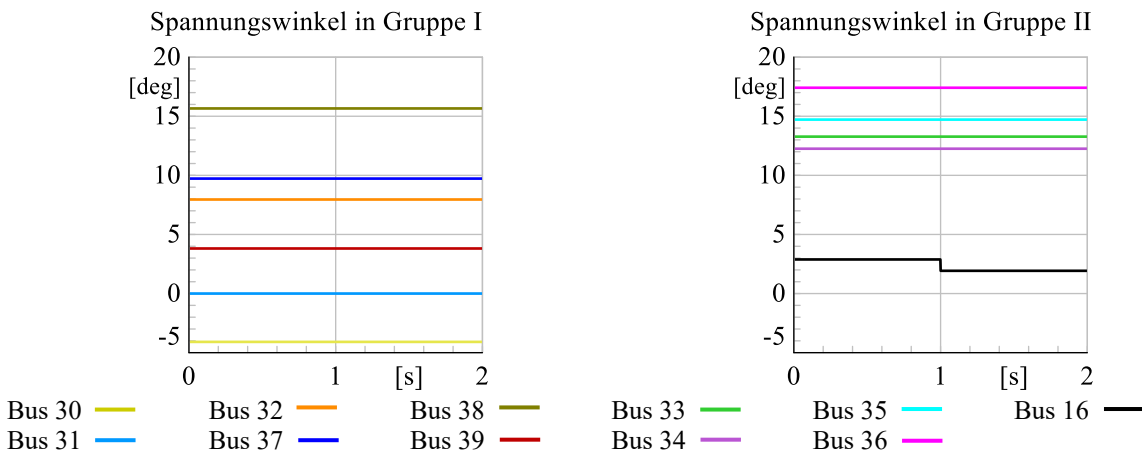


Abb. 3.47 Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Gruppe I und Gruppe II

Zusammenfassend wird im Falle des Netzbetriebs mit fixierten Spannungswinkel die Regelleistung von den VSCs in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort des Laständerung eingespeist. Alle VSCs halten ihren Spannungswinkel konstant, bis der maximale VSC-Strom erreicht ist. Die Bereitstellung der Regelleistung im Netzbetrieb mit fixierten Spannungswinkeln kann nur durch Anpassung der Strom-Grenzwerten der einzelnen VSCs beeinflussen. Allerdings sind die VSCs nicht in der Lage, das Stromnetz bei großen Laständerungen und einem hohen Bedarf an Regelleistung zu unterstützen. Im Vergleich zur konventionellen Regelung mit fixierten Spannungswinkel ermöglicht die Regelung des Spannungswinkels mit Droop an VSC-Knoten eine fehlersensitive und kontrollierbare Bereitstellung von Regelleistung aus den Umrichterstationen.

3.6.5 Energieneutraler Arbeitspunkt

3.6.5.1 Energieneutraler Arbeitspunkt bei LFR

Es wird angenommen, dass die Leitung 15-16 bei 2 s im Fall vom Stromnetzbetrieb mit LFR ausgeschaltet. Infolge der Leitungsausschaltung werden Ausgleichvorgänge stattfinden, die zu Beschleunigung und Abbremsen der rotierenden Massen der SGs. Allerdings wird die Leistungsflussrichtung ändern und somit die Verluste sich ändern werden. Aus diesem Grund entsteht eine geringe Frequenzabweichung und werden die SGs dementsprechend

geringfügig Regelleistung einspeisen (siehe Abb. 3.48 und Abb. 3.49). Die Arbeitspunktänderung vor und dem Leitungsausschaltung ist der Tab. 3.9 aufgezeigt. In der Summe werden die SGs 9,39 MW Regelleistung eingespeist, da die Verluste sich erhöht hat.

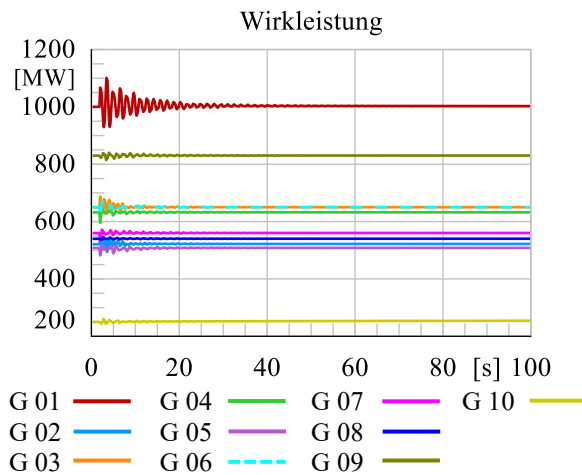


Abb. 3.48 Zeitverlauf der Wirkleistung

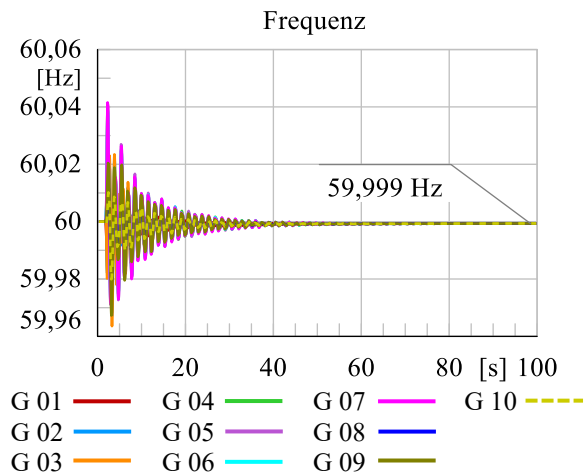


Abb. 3.49 Zeitverlauf der Frequenz

Tab. 3.9 Arbeitspunktwechsel vor und nach dem Leitungsausschaltung

Regelzone	Generator	P vor der Leitungsausschaltung in [MW]	P nach der Leitungsausschaltung in [MW]	Differenz in [MW]
RZ 3	G 01	1000,0	1002,71	2.71
RZ 2	G 02	520,8	521,98	1.18
	G 03	650,0	650,22	0.21
	G 04	632,0	632,22	0.21
	G 05	508,0	508,16	0.16
	G 06	650,0	650,21	0.21
	G 07	560,0	560,19	0.19
RZ 1	G 08	540,0	540,19	0.19
	G 09	830,0	830,27	0.27
	G 10	250,0	254,06	4.06
Summe		6140.81	6150,21	9,39

3.6.5.2 Energieneutraler Arbeitspunkt bei KFR

Um der Unterschied zwischen den beiden Arten vom Stromnetzbetrieb bei einer Entstehung von einem energieneutralen Arbeitspunkt anschaulicher zu machen, wird in diesem Fall das Stromnetz mit winkelbasierter Regelung betrieben. Ebenfalls wird die Leitung 15-16 bei 2 s ausgeschaltet. Der Zeitverlauf der Wirkleistung ist in der Abb. 3.50. Der Zeitverlauf der Spannungswinkel ist in der Abb. 3.51 aufgezeigt. Der VSC 32 hat den maximalen Strom erreicht, deswegen kann der Spannungswinkel am Anschlussknoten mit dem Stromnetz am Bus 32 nicht konstant gehalten werden.

Beim Netzbetrieb mit winkelbasierter Regelung wird die Regelleistung in Abhängigkeit vom Ort der Laständerung bereitgestellt. In diesem Fall speisen einige VSCs positive Regelleistung ein und die anderen VSCs negative Regelleistung.

Die Tab. 3.10 zeigt die Wirkleistungsänderung vor und nach dem Ereignis. Die Summe der bereitgestellten positiven Regelleistung beträgt +196,94 MW und die Summe der bereitgestellten negativen Regelleistung beträgt -196,27 MW. Die Summe aus positiver und negativer bereitgestellter Regelleistung beträgt zusammen 0,67 MW. Bei den 0,67 MW handelt es sich um Verluste, die durch die Änderung der Leistungsflussrichtung entstehen.

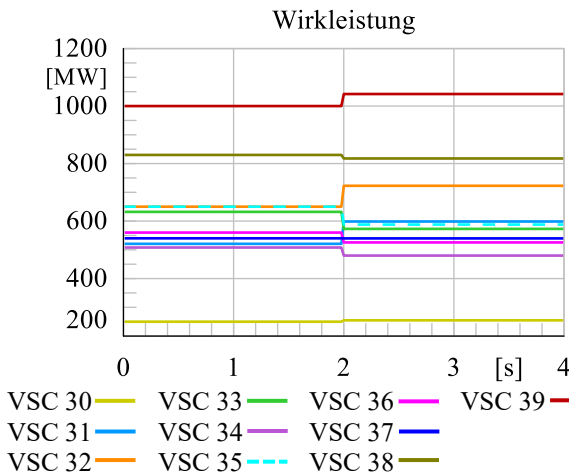


Abb. 3.50 Zeitverlauf der Wirkleistung

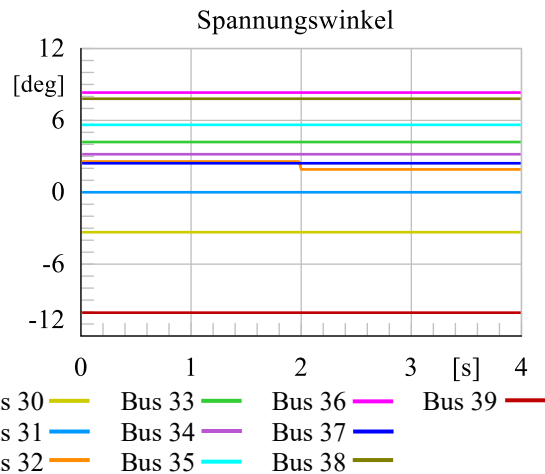


Abb. 3.51 Zeitverlauf der Spannungswinkel

Die Betragssumme der negativen und positiven Regelleistung zusammen ergibt sich 393,21 MW. Daher wird in diesem speziellen Fall die Regelleistung nutzlos eingespeist. Die Bereitstellung der Regelleistung führt dazu, dass der Stromspeicher vorzeitig entladen wird. Die Freigabe der Regelleistung ist in diesem Fall notwendig.

Tab. 3.10 Arbeitspunktwechsel vor und nach dem Leitungsausschaltung

Regelzone	VSC	Ersetzt den Generator	P vor der Leitungsausschaltung in [MW]	P nach der Leitungsausschaltung in [MW]	Differenz in [MW]
RZ 3	VSC 39	G 01	1000,00	1041,84	41,84
RZ 2	VSC 31	G 02	520,81	598,44	77,63
	VSC 32	G 03	650,00	722,70	72,70
	VSC 33	G 04	632,00	572,84	-59,16
	VSC 34	G 05	508,00	479,98	-28,02
	VSC 35	G 06	650,00	587,84	-62,16
	VSC 36	G 07	560,00	525,71	-34,29
RZ 1	VSC 37	G 08	540,00	539,69	-0,31
	VSC 38	G 09	830,00	817,66	-12,34
	VSC 30	G 10	250,00	254,76	4,76
Summe			6140,81	6141,48	0,67
Betragssumme			6140,81	6141,48	393,21

3.6.5.3 Beispielfall zum Umgehen mit energieneutralen Arbeitspunkt

Beim Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung ist der Ausfall der Leitung 15-16 bei 2 s mit einem energieneutralen Arbeitspunkt gefolgt, wie in dem Abschnitt 3.6.5.2 aufgezeigt wurde. Infolgedessen werden positive und negative Regelleistung im Stromnetz eingespeist, die nicht aufgrund einer Leistungsdefizit oder Leistungsüberschuss bereitgestellt, sondern aufgrund des physikalischen Einflusses der Spannungswinkelregelung, um das Netz Stabil aufrechtzuerhalten.

Um die bereitgestellte Regelleistung zu entlasten, muss an jeder VSC-Station ein neuer Spannungswinkelsollwert vorgegeben werden. Die neuen Spannungswinkelsollwerte sorgen dafür, dass die Wirkleistungseinspeisung auf den Wert vor dem Auftreten der energiebilanzneutralen Arbeitspunktänderung zurückgeführt wird.

Die Methode zur Berechnung der neuen Spannungswinkelsollwerte in diesem speziellen Fall wird in Abschnitt 3.3.2 erläutert. Es wird davon ausgegangen, dass es 6 s dauert, bis der neue Arbeitspunkt bereitgestellt wird. Für die durchgeführte Berechnung wird der Bus 31 als Referenzbus betrachtet. Nach der Bereitstellung der Spannungswinkelsollwerte ändert sich der Spannungswinkel an der VSC-Station rampenförmig. Die Rampenfunktion ist so ausgelegt, dass sich bei einer Änderung des Spannungswinkelsollwerts der Spannungswinkel, abgesehen vom Anfangswert des Spannungswinkels, innerhalb einer bestimmten Zeit " t " rampenförmig ändert. Die Rampenzeit " t " ist auf 10 s eingestellt.

Die neuen Sollwerte für die Spannungswinkel werden bei 8 s ausgeführt. Die Endwerte der Sollwerte werden bei 18 s erreicht (siehe Abb. 3.52). Infolge der Änderung der Spannungswinkel-Sollwerte ändert sich die eingespeiste Wirkleistung von VSCs, wie in der Abb. 3.53 zu sehen ist.

Durch die Änderung des Spannungswinkels ändert sich auch der Leistungsfluss im Stromnetz und die von den VSC-Stationen eingespeiste Wirkleistung ändert sich ebenfalls, wie in der Abb. 3.53 zu sehen ist.

Die rampenförmige Änderung der Wirkleistung ist auf die rampenförmige Änderung der Spannungswinkel zurückzuführen. Nach Abschluss des Rampenvorgangs weicht die von jeder VSC-Station gelieferte Wirkleistung geringfügig von dem Wert ab, der vor dem energiebilanzneutralen Arbeitspunkt vorhanden war. Die Abweichung ist bei der VSC 31 zu verzeichnen, da der Bus 31 der Referenzbus im Netz ist. Die Wirkleistungsabweichung ist darauf zurückzuführen, dass sich die Verluste im Netz durch die Änderung des Leistungsflusses ändern. Infolgedessen wird die bereitgestellte Ausgleichsleistung entlastet. Aus der Abb. 3.52 ist zu bemerken, dass der Spannungswinkel am Bus 32 ab 10,6 s sich geändert hat. Das liegt daran, dass der VSC 32 im Limitierungsbereich vor diesem Zeitpunkt sich befindet. Erst wenn der VSC 32 den Limitierungsbereich verließ, begann der VSC 32 auf den Spannungswinkelsollwert zu regeln.

Die Tab. 3.11 zeigt den Arbeitspunkt der Wirkleistung an jeder VSC-Station vor dem Auftreten des energiebilanzneutralen Arbeitspunkts und nach der Anwendung der neuen Sollwerte des Spannungswinkels sowie die Abweichung zwischen den beiden.

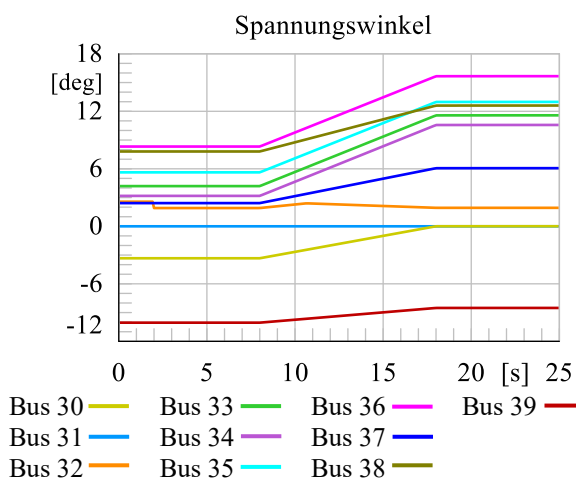


Abb. 3.52 Zeitverlauf der Spannungswinkel

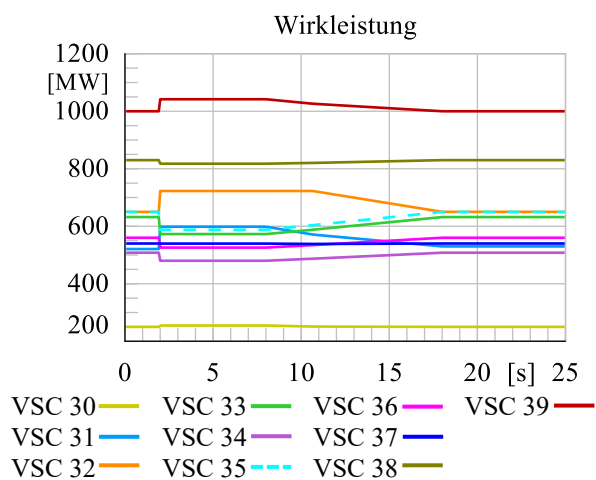


Abb. 3.53 Zeitverlauf der Wirkleistung

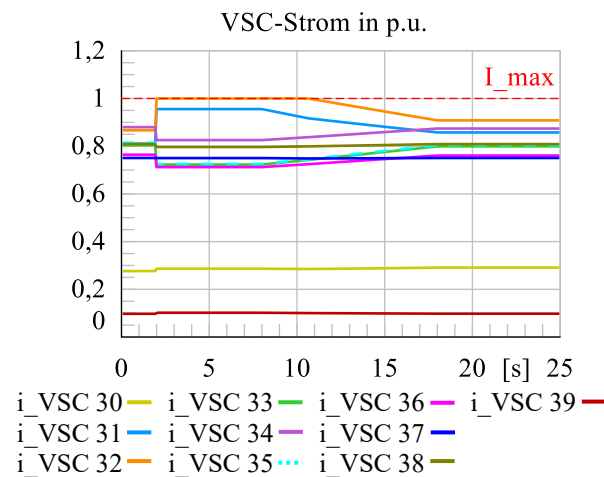


Abb. 3.54 Zeitverlauf der VSC-Ströme

Tab. 3.11 Wirkleistungsänderung vor und nach den neuen Sollwerten

Regelzone	VSC	Ersetzt den Generator	P vor der Leitungsausschaltung in [MW]	P nach den neuen Sollwerten in [MW]	Differenz in [MW]
RZ 3	VSC 39	G 01	1000,00	1000,00	0,00
RZ 2	VSC 31	G 02	520,81	529,81	9,00
	VSC 32	G 03	650,00	650,00	0,00
	VSC 33	G 04	632,00	632,00	0,00
	VSC 34	G 05	508,00	508,00	0,00
	VSC 35	G 06	650,00	650,00	0,00
	VSC 36	G 07	560,00	560,00	0,00
RZ 1	VSC 37	G 08	540,00	540,00	0,00
	VSC 38	G 09	830,00	830,00	0,00
	VSC 30	G 10	250,00	250,00	0,00
Summe			6140,81	6149,81	9,00

3.6.6 Beherrschung n-1

In diesem Untersuchungsfall fällt die kritische Leitung 06-07 zum Zeitpunkt 5 s aus. Bei 8 s werden kurative Arbeitspunkte vorgegeben, um die überlasteten Leitungen zu entlasten. Durch den Ausfall der Leitung 06-07 kommt es zur Überlastung der Leitungen 05-06 und 05-08, wie in Abb. 3.55 dargestellt.

Da kein VSC in der Abbildung seinen maximalen Strom erreicht (siehe Abb. 3.56), bleiben die Spannungswinkel an den VSC-Knoten im Zeitraum von 5 bis 8 s unverändert (siehe Abb. 3.57). Nach der Vorgabe der neuen Spannungswinkelsollwerte ändert sich der Spannungswinkel an der VSC-Station rampenförmig. Die Rampenfunktion ist so ausgelegt, dass der Spannungswinkel innerhalb von 10 s auf den neuen Sollwert übergeht, wobei der Anfangswert des Spannungswinkels berücksichtigt wird.

Die neuen Sollwerte für die Spannungswinkel werden bei 8 s aktiviert und erreichen ihre Endwerte bei 18 s (siehe Abb. 3.57). Durch die Anpassung der Spannungswinkelsollwerte verändert sich die von den VSCs eingespeiste Wirkleistung, wie in Abb. 3.58 dargestellt. Dies führt zu einer Änderung des Leistungsflusses im Netz, wodurch die Leitung 05-08 entlastet wird, während die Leitung 05-06 ihre maximale zulässige Auslastung erreicht.

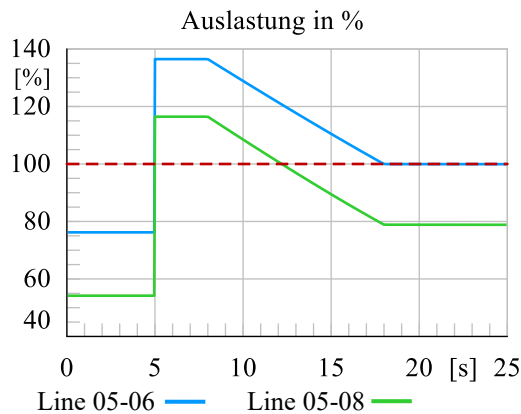


Abb. 3.55 Zeitverlauf der Leitungsauslastung

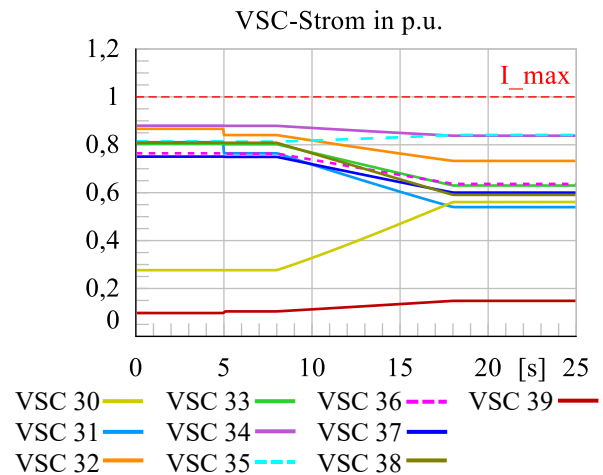


Abb. 3.56 Zeitverlauf der VSC-Ströme

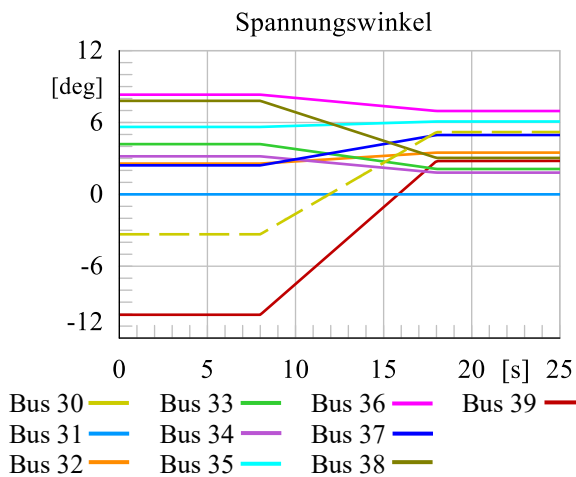


Abb. 3.57 Zeitverlauf der Spannungswinkel

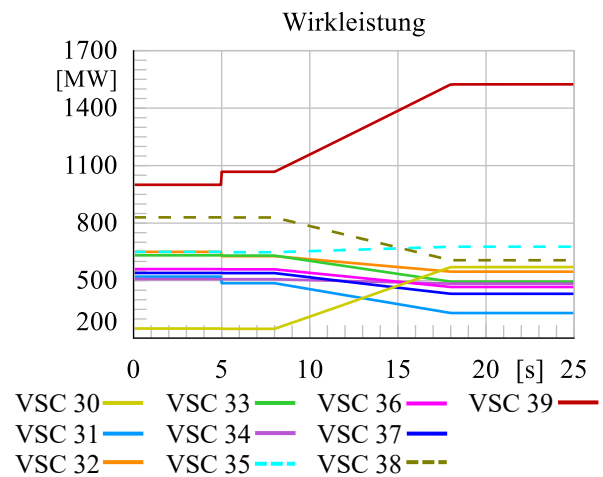


Abb. 3.58 Zeitverlauf der Wirkleistung

Ähnlich können Leitungsüberlastungen infolge eines VSC-Ausfalls durch Anpassung der Sollwerte der verbleibenden VSCs behoben werden. Aufgrund ihrer hohen Dynamik können VSCs Netzengpässe schnell und effektiv ausgleichen.

3.6.7 Allokation Energiereserve

Zunächst wird der Prognosefehler für die Last und die EEA berechnet. Dazu wurde der Jahresverlauf für das Jahr 2022 von der *ENTSO-E Transparency Plattform* für Deutschland heruntergeladen. Die Berechnung des Prognosefehlers erfolgt nach (3.6):

$$P_{\text{prognosefehler}} = \frac{|P_{\text{Day-Ahead}} - P_{\text{Intraday}}|}{P_{\text{Day-Ahead}}} \times 100 \quad \text{in \%} \quad (3.6)$$

Wobei:

$P_{\text{Day-Ahead}}$: Die prognostizierte Einspeisung bzw. Nachfrage aus dem Day-Ahead-Markt, bei dem Strom einen Tag im Voraus gehandelt wird

$P_{Intraday}$: Die tatsächliche Einspeisung bzw. der Verbrauch, der auf dem Intraday-Markt noch kurzfristig angepasst werden kann.

Die Berechnung des Prognosefehlers nach (3.6) ergibt einen unendlichen Wert, wenn $P_{Day-Ahead}$ gleich null ist. Daher wurden diese unendlichen Werte herausgefiltert und nicht in die Berechnung des 95%-Quantils einbezogen. In den Abbildungen werden Werte über 100 % nicht dargestellt. Abb. 3.59 zeigt die Last-Prognosefehler im Jahr 2022, wobei das 95 %-Quantil bei 10 % liegt. Abb. 3.60 zeigt die Solar-Prognosefehler im Jahr 2022 mit einem 95 %-Quantil von 15 %. Abb. 3.61 stellt die Onshore-Wind-Prognosefehler im Jahr 2022 dar, wobei das 95 %-Quantil 24 % beträgt. Abb. 3.62 zeigt die Offshore-Wind-Prognosefehler im Jahr 2022, mit einem 95 %-Quantil von 46 %.

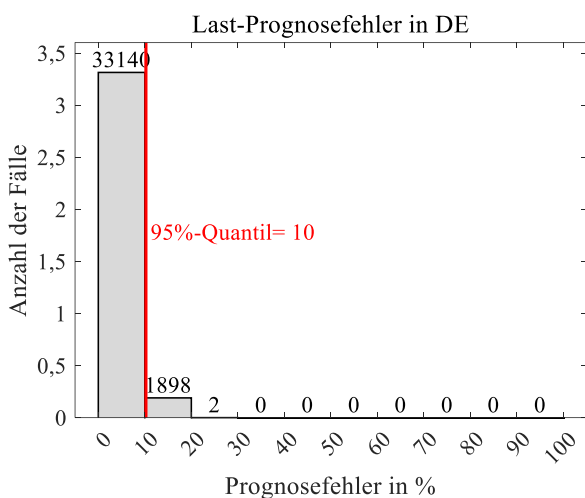


Abb. 3.59 Last-Prognosefehler im Jahr 2022

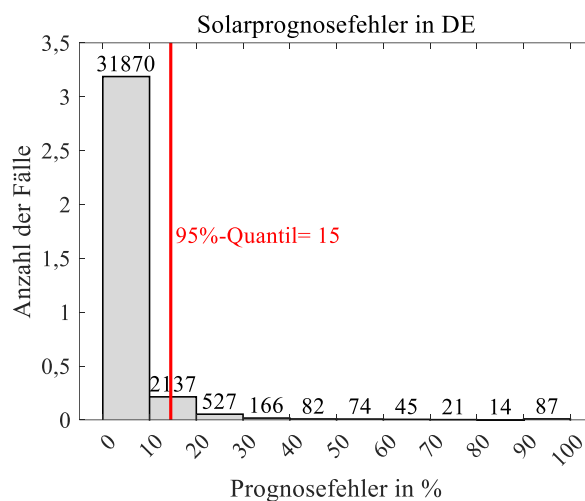


Abb. 3.60 Solarprognosefehler im Jahr 2022

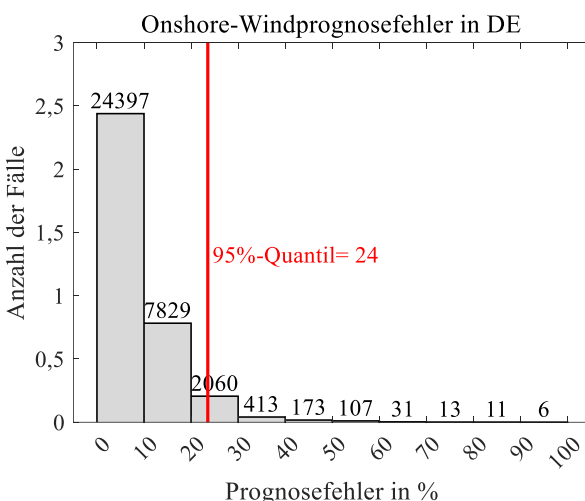


Abb. 3.61 Onshore-Windprognosefehler im Jahr 2022

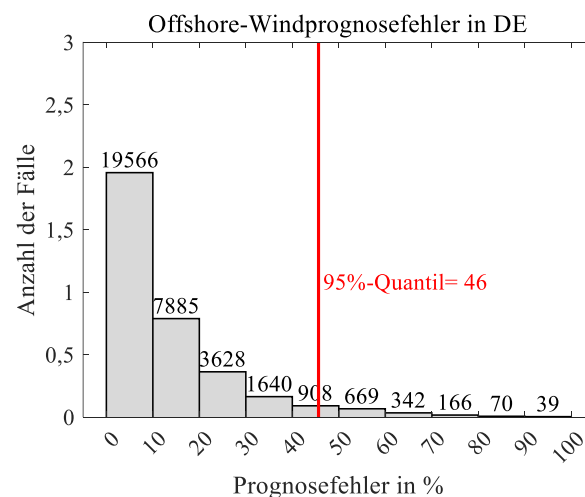


Abb. 3.62 Offshore-Windprognosefehler im Jahr 2022

Die VSC-Sensitivitätsanalyse ermittelt den prozentualen Anteil der von jedem VSC bereitgestellten Regelleistung infolge von Wirkleistungsänderungen an den Knoten. Diese Werte sind in Tab. 3.12 dargestellt. Tab. 3.12 quantifiziert die Verteilung der Regelleistung auf VSC-Knoten in Abhängigkeit von Wirkleistungsänderungen an Netzknoten in %/MW. Z.B. bei Lastzunahme am Knoten 30 wird der VSC 30 der gesamten Regelleistung

bereitstellen und die anderen VSCs werden gar keine Regelleistung einspeisen, solange der VSC 30 die Grenzwerte nicht erreicht. Allerdings wenn eine Last nicht am VSC-Knoten zunimmt, dann verteilt sich der Anteil der bereitgestellten Regelleistung von VSCs in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung. Die Summe in jeder Zeile beläuft sich auf 100 %/MW.

Tab. 3.12 Prozentuale Anteil der bereitgestellten Regelleistung in jedem VSC jeweils infolge der Wirkleistungsänderungen an den Knoten in %/MW

		VSC 30	VSC 31	VSC 32	VSC 33	VSC 34	VSC 35	VSC 36	VSC 37	VSC 38	VSC 39
Wirkleistungsänderung an den Knoten	Bus 01	15,7	1,5	1,7	1,3	0,6	1,4	0,8	7,9	2,3	66,7
	Bus 02	41,0	4,0	4,5	3,4	1,6	3,7	2,1	20,5	5,8	13,5
	Bus 03	24,5	9,6	10,8	7,5	3,5	7,9	4,4	13,5	6,7	11,7
	Bus 04	12,0	21,0	22,4	6,5	3,0	6,9	3,8	6,9	4,0	13,5
	Bus 05	7,3	31,0	24,4	4,4	2,1	4,7	2,6	4,2	2,5	16,9
	Bus 06	6,5	33,5	25,4	4,1	1,9	4,4	2,4	3,8	2,3	15,8
	Bus 07	6,4	30,4	23,3	4,0	1,9	4,2	2,3	3,7	2,2	21,7
	Bus 08	6,3	28,9	22,3	3,9	1,8	4,1	2,3	3,7	2,2	24,5
	Bus 09	2,5	11,6	9,0	1,6	0,7	1,7	0,9	1,5	0,9	69,6
	Bus 10	5,9	20,4	43,5	4,6	2,1	4,9	2,7	3,4	2,2	10,2
	Bus 11	6,1	24,8	37,3	4,4	2,1	4,7	2,6	3,6	2,3	12,1
	Bus 12	6,5	22,3	38,0	5,0	2,3	5,3	3,0	3,8	2,5	11,3
	Bus 13	6,8	19,9	38,8	5,6	2,6	5,9	3,3	4,0	2,7	10,5
	Bus 14	9,0	18,2	27,9	8,0	3,7	8,6	4,8	5,4	3,7	10,8
	Bus 15	8,7	9,7	14,3	15,7	7,3	16,8	9,3	5,8	5,4	7,0
	Bus 16	8,5	6,1	8,5	19,0	8,8	20,4	11,4	5,9	6,1	5,3
	Bus 17	13,6	6,6	8,4	14,1	6,5	15,1	8,4	9,7	10,5	7,0
	Bus 18	17,8	7,8	9,3	11,6	5,4	12,3	6,9	11,2	9,0	8,8
	Bus 19	3,0	2,2	3,1	50,9	23,1	7,4	4,2	2,1	2,2	1,8
	Bus 20	1,7	1,3	1,7	28,7	56,5	4,2	2,3	1,2	1,3	1,1
	Bus 21	5,9	4,2	5,8	13,1	6,0	37,3	15,8	4,1	4,2	3,6
	Bus 22	3,0	2,2	3,0	6,9	3,1	55,2	20,5	2,1	2,2	1,8
	Bus 23	3,1	2,3	3,2	7,2	3,3	37,8	36,8	2,2	2,3	1,9
	Bus 24	7,8	5,6	7,7	17,3	8,0	22,8	14,9	5,4	5,5	4,9
	Bus 25	27,4	3,0	3,5	3,2	1,5	3,4	1,9	38,2	9,2	8,7
	Bus 26	15,5	3,6	4,5	6,6	3,0	7,0	3,9	17,8	32,2	6,0
	Bus 27	14,7	5,0	6,3	10,0	4,6	10,7	5,9	14,0	22,1	6,6
	Bus 28	7,9	1,8	2,3	3,3	1,5	3,6	2,0	9,1	65,4	3,1
	Bus 29	5,3	1,2	1,5	2,3	1,0	2,4	1,4	6,3	76,4	2,0
	Bus 30	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 31	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 32	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 33	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 34	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0
	Bus 37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
	Bus 38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0
	Bus 39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

Die prozentuale Verteilung der bereitgestellten Regelleistung auf die einzelnen VSC-Knoten im Falle eines VSC-Ausfalls ist in Tab. 3.13 dargestellt. Die Tabelle zeigt, wie die Regelleistung auf die verbleibenden VSC-Knoten verteilt wird, wenn ein VSC ausfällt. Die Summe in jeder Zeile beträgt 100 %/MW.

Tab. 3.13 Prozentuale Anteil der bereitgestellten Regelleistung in jedem VSC jeweils infolge eines VSC-Ausfalls in %/MW

		VSC 30	VSC 31	VSC 32	VSC 33	VSC 34	VSC 35	VSC 36	VSC 37	VSC 38	VSC 39
VSC-Ausfall	VSC 30	0,0	9,9	10,5	6,3	4,3	7,2	5,1	44,3	23,0	26,1
	VSC 31	6,7	0,0	35,2	4,5	3,1	5,1	3,6	4,8	5,4	19,8
	VSC 32	7,3	36,3	0,0	6,3	4,2	7,0	5,1	5,6	6,6	15,8
	VSC 33	5,9	6,3	8,1	0,0	64,4	15,5	11,4	5,2	9,6	5,3
	VSC 34	2,8	3,0	3,8	46,8	0,0	7,2	5,2	2,4	4,5	2,7
	VSC 35	6,1	6,6	8,5	15,0	9,7	0,0	59,4	5,6	10,2	5,3
	VSC 36	3,3	3,6	4,7	8,4	5,4	43,3	0,0	3,1	5,7	2,8
	VSC 37	34,5	5,9	6,3	4,4	3,0	4,9	3,5	0,0	25,9	16,6
	VSC 38	10,0	3,5	4,0	4,5	3,0	5,0	3,6	14,9	0,0	5,7
	VSC 39	23,4	25,0	18,9	3,9	2,9	4,7	3,1	14,2	9,1	0,0

Um das Konzept bei einer hohen Einspeisung von EEV-Anlagen zu untersuchen, werden in diesem Szenario neue PV- und Windanlagen in das Testsystem integriert. Die PV-Anlagen sind an den Knoten 06, 07, 08, 09, 10, 11, 13, 19, 21 und 23 angeschlossen, während die Windanlagen an den Knoten 01, 02, 03, 17, 18, 24, 25, 26, 27, 28 und 29 angeschlossen sind. Die Einspeisepprofile der PV- und Windanlagen sowie das Lastprofil stammen aus der PowerFactory-Bibliothek. Für einen bestimmten Fahrplan werden die maximalen Ausfälle sowie die Prognosefehler in Tabelle Tab. 3.14 berechnet.

Tab. 3.14 Maximale Ausfälle sowie Prognosefehler für einen Fahrplan

Einheit	Der größte Ausfall in MW	Der zweite größte Ausfall in MW	Prognosefehler in MW
SKW	300,00	200,00	-
Last	547,16	311,25	302,18
PV	52,96	52,96	79,43
Wind	72,64	72,64	367,54

Aus der Tab. 3.14 ist ersichtlich, dass $P_{\max,1}$ 547.16 MW beträgt, was der Last 39 entspricht, und $P_{\max,2}$ 311.25 MW, was der Last 20 entspricht. Die Summe der Prognosefehler $\sum \text{Fehler}$ beläuft sich auf 749.15 MW. Somit ergibt sich die erforderliche Regelreserve für diesen Fahrplan als Summe von $P_{\max,1}$ und $\sum \text{Fehler}$, was zu einem Gesamtwert von 1.296,31 MW führt. Mithilfe der VSC-Sensitivitätsanalyse wird die Verteilung der Regelreserve auf die VSCs im Falle eines Ausfalls von $P_{\max,1}$ (Last 39) berechnet. Zudem wird die Regelleistung, die aufgrund der Prognosefehler jeder einzelnen EEA und Last erforderlich ist, mithilfe der VSC-Sensitivitätsanalyse auf die VSCs verteilt. Dadurch ergibt sich der initiale Grenzwert der VSCs. Nach Überprüfung der Konvergenz bei jedem Ausfall werden die finalen Grenzwerte für den Fahrplan bestimmt (siehe Tab. 3.15).

Tab. 3.15 Initial und finale Grenzwert der VSCs für einen Fahrplan

	VSC 30	VSC 31	VSC 32	VSC 33	VSC 34	VSC 35	VSC 36	VSC 37	VSC 38	VSC 39
$I_{\min, \text{initial}}$	0,22	0,19	0,00	-0,02	0,06	0,75	0,05	0,20	0,14	-0,06
$I_{\max, \text{initial}}$	0,41	0,35	0,15	0,14	0,20	0,92	0,17	0,40	0,37	0,08
$I_{\min, \text{final}}$	0,22	-0,22	-0,02	-0,065	-0,23	0,75	0,05	0,20	0,14	-0,06
$I_{\max, \text{final}}$	0,41	0,35	0,15	0,14	0,20	0,92	0,17	0,40	0,37	0,08

Im untersuchten Szenario wird angenommen, dass die PV-Anlagen an den Knoten 06, 07, 08, 09 und 11 bei 2 s keine Leistung mehr einspeisen. Die Stromverläufe mit den entsprechenden Grenzwerten sind in Abb. 3.63 dargestellt.

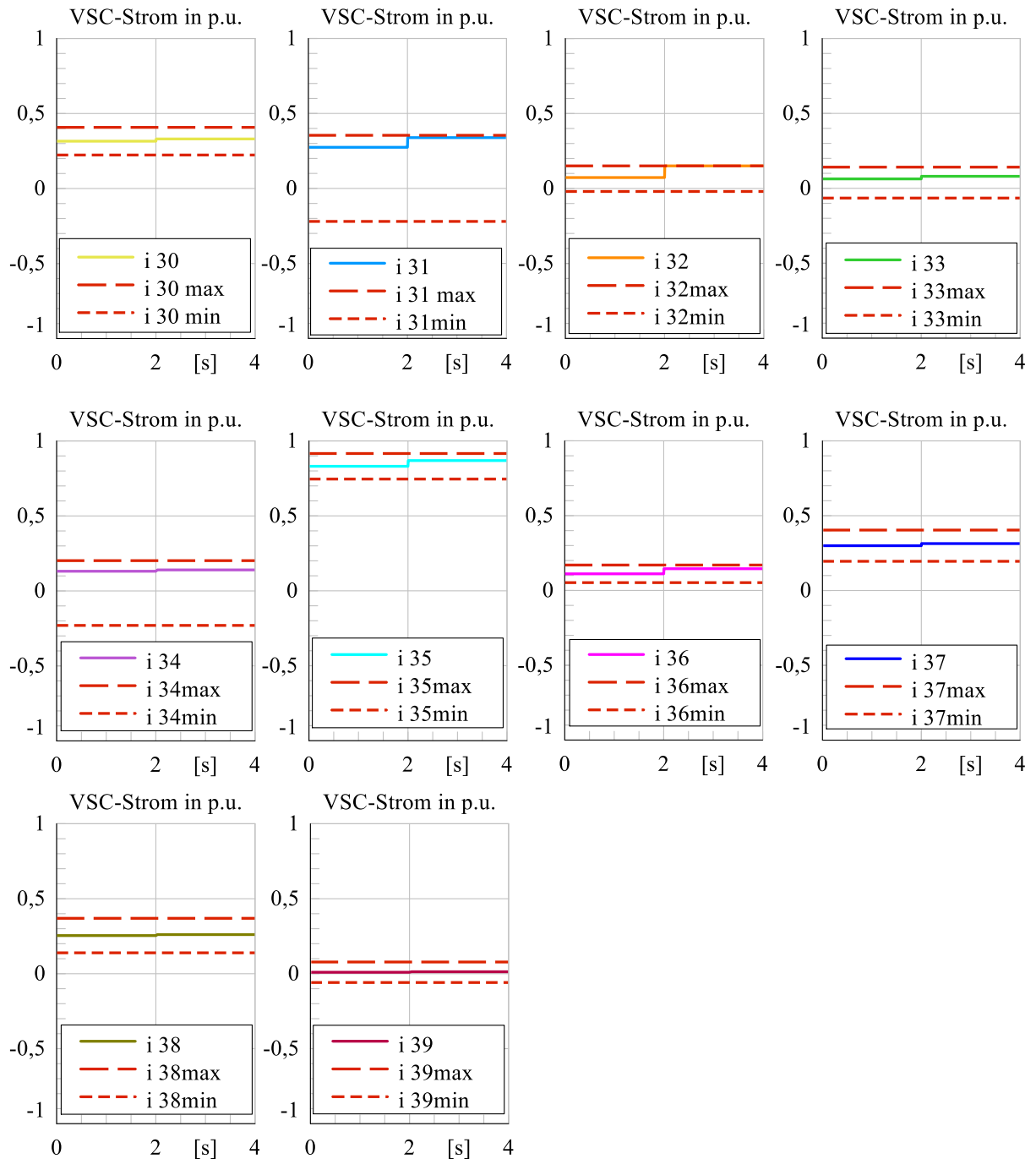


Abb. 3.63 Zeitverlauf der VSC-Ströme mit den Grenzwerten

3.7 Vergleich LFR mit Spannungswinkelregelung

Die Gewährleistung der Stabilität und Zuverlässigkeit elektrischer Energiesysteme erfordert effektive Regelungsmechanismen. Die zwei möglichen Methoden, die in diesem Kontext darauf eingegangen wurde, sind die LFR und die Spannungswinkelregelung. Beide Ansätze zielen darauf ab, das Leistungsgleichgewicht zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch zu jeder Zeit sicherzustellen.

Allerdings unterscheidet sich die Funktionsweise der beiden Ansätze. Bei der LFR liefern die SGs die Primärregelleistung in Abhängigkeit von der Proportionalverstärkung der Primärregler. Der Ort der Laständerung spielt bei der Bereitstellung von Primärregelleistung in LFR fast keine Rolle. Andererseits spielt der Ort der Laständerung bei der winkelbasierten Regelung eine wichtige Rolle. Im Netzbetrieb mit winkelbasierter Regelung liefern die VSCs Primärregelleistung in Abhängigkeit von der elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung. Auf diese Weise wird lokal auf die Laständerung reagiert. Bei der LFR kommt es zu ungeplanten Leistungsflüssen als Folge einer Laständerung. Die ungeplanten Leistungsflüsse können zu einer Überlastung der Leitungen führen. Die lokale Reaktion auf den Laständerung ermöglicht eine geringere systemweite Reaktion und kann so die Überlastung von schwachen Koppelleitungen zwischen den Regelzonen aufgrund einer Laständerung verhindern. Nach der Aktivierung der Primärregelung im Netzbetrieb mit LFR kommt es zu einer Frequenzabweichung. Aus diesem Grund ist eine Sekundärregelung erforderlich. Da die Spannungswinkel an den VSC-Knoten auf einen konstanten Wert geregelt werden, kommt es nach Aktivierung der Primärregelung im winkelbasierten Netzbetrieb zu keiner Frequenzabweichung. Daher kann die Sekundärregelung im Netzbetrieb mit winkelbasierter Regelung entfallen. Aufgrund der Trägheit von SGs ist die Reaktionszeit bei SGs größer als bei VSCs. Die VSCs mit winkelbasierter Regelung haben keine physikalische Trägheit. Daher sind die VSCs im Vergleich zu den SGs schneller ausgeregelt. Eine Besonderheit des Stromnetzbetriebs mit Winkelbasierter Regelung kann in einigen Fällen eine Energiebilanz-neutrale Arbeitspunkt entstehen, wie im Abschnitt 3.3 beschrieben wurde. Allerdings wird diesen Fall beim Stromnetzbetrieb mit LFR nicht auftauchen, da der physikalischen Regelmechanismus unterschiedlich ist.

Damit die Hauptunterschiede nicht von einzelnen Fällen resultieren, wird ein quantitativer Vergleich durchgeführt. Die Ergebnisse werden anhand Indikatoren bewertet. Die Indikatoren sind in mehreren Kategorien klassifiziert. Die Abb. 3.64 stellt eine Kategorisierung von Indikatoren dar, die in drei Hauptkategorien unterteilt sind: Betrieb, Stabilität und Wirtschaftlichkeit. Die Betrieb-Kategorie besteht aus dem Index für Regelleistungsverteilung (VRLI), dem Index für mittlere Auslastung der Leitungen (MALI), dem Ausregelungsgeschwindigkeitsindex (ARGI). Die Stabilität-Kategorie fasst sich mit der Frequenz-, Spannung- und Winkelstabilität. Unter der Frequenzstabilität ist der maximale Frequenzabweichungsindex (MFDI). Die Wirtschaftlichkeit fasst sich mit dem Wirkleistungsverlustindex (WLVI).

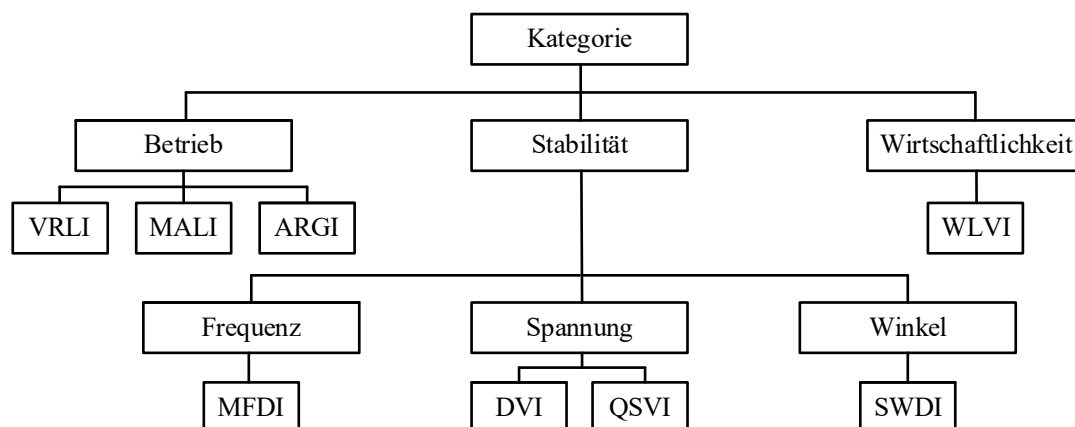


Abb. 3.64 Klassifikation von Indikatoren zur Bewertung der Leistungsfrequenzregelung und Spannungswinkelregelung

Zu der Spannungsstabilität gehören der Dynamischer Spannungsindex (DVI) und der quasistationäre Spannungsindex (QSVI). Der Spannungswinkeldifferenzindex (SWDI) liegt unter der Winkelstabilität. Was die Wirtschaftlichkeit betrifft, ist der Wirkleistungsverlustindex (WLVI).

3.7.1 Indikatoren

In diesem Abschnitt werden die Indikatoren in der Abb. 3.64 beschrieben.

3.7.1.1 Index für Regelleistungsverteilung (VRLI)

Der VRLI dient der Analyse der Bereitstellung der Regelleistung im Stromnetz und zeigt auf, inwieweit die Regelleistung lokal bereitgestellt wird. Eine lokale Bereitstellung der Regelleistung bedeutet, dass die benötigte Regelleistung nicht über große Distanzen übertragen werden muss, was zu einer Reduzierung der Verluste und einer geringeren Auslastung der Übertragungsleitungen führt. Dieser Indikator ermöglicht die Beurteilung der Effizienz der Regelleistungsbereitstellung und deren Einfluss auf die Netzbelastung.

Zur Berechnung des VRLI muss zunächst der Anteil der von VSC/SG bereitgestellten Regelleistung an der insgesamt bereitgestellten Regelleistung ermittelt werden, gemäß (3.7):

$$ABRL_i = \frac{|\Delta p_{VSC_i/SG_i}|}{\sum_{i=1}^n |\Delta p_{VSC_i/SG_i}|} \times 100 \quad (3.7)$$

Wobei:

$ABRL_i$: Anteil der bereitgestellten Regelleistung von VSC_i/SG_i an der gesamt bereitgestellten Regelleistung in %

$\Delta p_{VSC_i/SG_i}$: Wirkleistungsänderung der VSC_i/SG_i vor und nach der Laständerung in MW

i : Nummer der VSC oder SG

n : Anzahl der VSCs mit winkelbasierter Regelung/Anzahl der SGs

Auf dieser Basis kann der VRLI gemäß (3.8) berechnet werden.

$$VRLI = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n ABRL_i^2}{(100)^2} \quad (3.8)$$

Der VRLI bewegt sich innerhalb des Bereichs [0, 1], wie in (3.9) angegeben. Ein Wert nahe 0 deutet darauf hin, dass die Regelleistung weitgehend lokal bereitgestellt wird, was zu einer geringeren zusätzlichen Auslastung der Übertragungsleitungen und damit zu einer höheren Effizienz führt. Ein Wert nahe 1 zeigt hingegen, dass die Regelleistung überwiegend über große Distanzen übertragen wird, was mit einer zusätzlichen Auslastung der Übertragungsleitungen verbunden sein kann.

$$VRLI = \begin{cases} 0 & \text{; eine Einheit speist alleine die gesamte Regeleistung ein} \\ 1 & \text{; keine Regelleistung ist eingespeist} \end{cases} \quad (3.9)$$

3.7.1.2 Index für mittlere Auslastung der Leitungen (MALI)

Der Indikator MALI quantifiziert den mittleren Auslastungszustand des Stromnetzes und dient zur Bewertung der Auslastung der Netzleitungen im gesamten Netzsystem. Der MALI-Wert wird gemäß (3.10) berechnet

$$MALI = \frac{\sum_{j=1}^{nl} AL_j}{nl \times 100} \quad (3.10)$$

Wobei:

AL_j : Die Auslastung der Leitung j

nl : Die Anzahl der Leitungen im Stromnetz

Der Indikator $MALI$ bewegt sich innerhalb des Bereichs $[0, 1]$ nach (3.11). Ein niedriger $MALI$ -Wert (nahe 0) weist auf eine geringe Leitungsbelastung, während ein höherer Wert (nahe 1) auf eine erhebliche Auslastung und mögliche Engpässe in der Übertragungskapazität hindeutet.

$$MALI = \begin{cases} 0 & \text{; alle Leitungen sind mit 0\% ausgelastet} \\ 1 & \text{; alle Leitungen sind 100\% ausgelastet} \end{cases} \quad (3.11)$$

3.7.1.3 Ausregelungsgeschwindigkeitsindex (ARGI)

Der Ausregelungsgeschwindigkeitsindex (ARGI) dient als Kennzahl für die Reaktionszeit des Stromnetzes zur Rückkehr in den stationären Zustand nach einer Kleinsignalstörung. Dieser Indikator misst die Zeitspanne, die das System benötigt, um Abweichungen vom stationären Arbeitspunkt auszugleichen. Die Berechnung der Abweichung vom stationären Arbeitspunkt ist in Gleichung (3.12) dargestellt.

$$Abweichung = \frac{|P_{VSCi/SGi,stat} - P_{VSCi/SGi,akt}|}{P_{VSCi/SGi,stat}} \times 100 \quad \text{in \%} \quad (3.12)$$

Wobei:

$P_{VSCi/SGi,stat}$: Stationärer Arbeitspunkt der Wirkleistung für den VSC_i/SG_i

$P_{VSCi/SGi,akt}$: Aktueller Wert der Wirkleistung für den VSC_i/SG_i

Beim Erreichen des stationären Arbeitspunkts beträgt die Abweichung bei jedem VSC/SG exakt 0. Der ARGI kann dann gemäß (3.13) bestimmt werden:

$$ARGI = \frac{\max(t_{i,...,n})}{t_{ref}} \quad \text{in \%} \quad (3.13)$$

Wobei:

t_i : ist die Zeitdauer, die ein VSC_i/SG_i benötigt, um den stationäre Arbeitspunkt ($P_{VSCi/SGi,stat}$) zu erreichen.

t_{ref} : ist die maximale Zeit, die ein Synchrongenerator benötigt, um den stationären Arbeitspunkt zu erreichen, unabhängig von der Stärke der Laständerung.

Die Dauer zur Stabilisierung eines SGs nach einer Kleinsignalstörung hängt primär von der mechanischen Trägheit des Generators und den Zeitkonstanten der Turbine ab. In einem Stromnetz, das aus mehreren SGs besteht, wird die maximale Zeitspanne, die ein SG zur Rückkehr in den stationären Zustand benötigt, als Referenzwert für den ARGI herangezogen. Im untersuchten Testsystem (39-Bus New England) beträgt dieser Wert (t_{ref}) etwa 118 s.

Der Indikator $ARGI$ bewegt sich innerhalb des Bereichs $[0, 1]$, wie in (3.14) definiert. Werte nahe 0 deuten auf eine schnelle Rückkehr zum stationären Zustand hin. Werte nahe 1 hingegen weisen auf längere Ausregelungszeit.

$$ARGI = \begin{cases} 0 & \text{; instantane Reaktion} \\ 1 & \text{; die maximale benötigte Zeit ist erreicht} \end{cases} \quad (3.14)$$

3.7.1.4 Maximale Frequenzabweichungsindex (MFDI)

Der Maximaler Frequenzabweichungsindex (MFDI) ist eine Kennzahl, die die Auswirkungen einer Störung auf die Frequenzstabilität des Stromnetzes im dynamischen Bereich quantifiziert. Der MFDI gibt an, wie stark die Frequenzabweichung infolge einer Störung vom normalen Betriebsbereich abweicht und ist ein Maß für die Fähigkeit des Netzes, nach Störungen eine stabile Frequenz aufrechtzuerhalten. Der Index wird gemäß Gleichung (3.15) berechnet [23].

$$MFDI = \min \left\{ 1, \max_{i=1, \dots, n} \left[\frac{|\Delta f_{i, \max}|}{\Delta f_{\max, \text{adm}}} \right] \right\} \quad \text{in \%} \quad (3.15)$$

Wobei:

$\Delta f_{i, \max}$: Die maximale Frequenzabweichung während einer Zeitdauer

$\Delta f_{\max, \text{adm}}$: Die maximale zulässige Frequenzabweichung

Der maximal zulässige Wert bezieht sich auf die Über- und Unterfrequenzschutzgrenzen der Generatoren, die in der Regel bei etwa ± 5 % der Nennfrequenz eingestellt sind. In dieser Arbeit ist $\Delta f_{\max, \text{adm}}$ als ± 2.5 Hz angenommen [23].

Der MFDI-Wert bewegt sich innerhalb des Bereichs $[0, 1]$, wie in Gleichung (3.16) definiert. Ein Wert nahe 0 deutet darauf hin, dass die Frequenzabweichung nach einer Störung minimal und die Stabilität des Netzes hoch ist. Ein Wert nahe 1 signalisiert hingegen eine erhebliche Frequenzabweichung, was auf eine potenzielle Instabilität und ein erhöhtes Risiko für das Netz hinweist.

$$MFDI = \begin{cases} 0 & \text{; Keine Frequenzabweichung} \\ 1 & \text{; Frequenzstabilität ist gefährdet} \end{cases} \quad (3.16)$$

3.7.1.5 Dynamischer Spannungsindex (DVI)

Der Dynamische Spannungsindex (DVI) dient als Maß für die Spannungsstabilität während der transienten Ausgleichsvorgänge im Stromnetz. Dieser Indikator gibt an, ob die Spannungsabweichung vom Nennwert während solcher Vorgänge die zulässigen Grenzwerte überschreitet, was auf eine Gefährdung der Spannungsstabilität hinweisen könnte. Der DVI wird gemäß (3.17) berechnet [23].

$$DVI = \min \left\{ 1, \max_{i=1, \dots, N} \left[\frac{V_n - V_{i, \min}}{V_n - V_{i, \min, \text{adm}}} \right] \right\} \quad \text{in \%} \quad (3.17)$$

Wobei:

N : Anzahl der Netzknoten

V_n : Nennspannung

$V_{i, \min}$: Die minimale Spannung am Knoten i während des transienten Ausgleichvorgänge

$V_{i, \min, \text{adm}}$: die minimale zulässige Spannung am Knoten i

In [24] ist für die zulässige Spannung während transienter Ausgleichsvorgänge ein Wert von 0,77 p.u. definiert, wobei die maximale Dauer solcher Abweichungen auf 0,3 s begrenzt ist. In [23] wird angenommen, dass $V_{i,\min,adm}$ 0,7 p.u. beträgt. In dieser Arbeit wird als Worst-Case-Szenario angenommen, dass die zulässige Spannung auf 0,7 p.u. ist, was eine konservative Annahme darstellt, um potenzielle Risiken im Spannungsstabilität zu berücksichtigen.

Der DVI-Wert bewegt sich innerhalb des Bereichs [0, 1], wie in (3.18) dargestellt. Ein Wert nahe 0 signalisiert, dass die Spannung während der transienten Vorgänge innerhalb der zulässigen Grenzwerte bleibt und somit keine Gefährdung für die Spannungsstabilität besteht. Ein Wert nahe 1 hingegen weist auf signifikante Spannungsabweichungen hin, die die Stabilität des Systems gefährden könnten.

$$DVI = \begin{cases} 0 & \text{; bei } V_b = V_n \text{ die Spannung hat sich nicht geändert} \\ 1 & \text{; die Spannung trifft den minimalen zulässigen transienten Wert} \end{cases} \quad (3.18)$$

Wobei V_b die Betriebsspannung ist.

3.7.1.6 Quasistationäre Spannungsindex (QSVI)

Der Quasistationäre Spannungsindex (QSVI) quantifiziert die Abweichung der Spannung im stationären Zustand nach Abschluss der Ausgleichsvorgänge vom zulässigen Grenzwert. Dieser Indikator dient dazu, die langfristige Spannungsstabilität des Stromnetzes zu bewerten, indem er die Spannung im System nach der Rückkehr zum stationären Zustand misst. Der QSVI wird gemäß (3.19) berechnet [23].

$$QSVI = \min \left\{ 1, \max_{i=1,...,N} \left[\frac{|\Delta V_{i,aft}|}{|\Delta V_{i,lim}|} \right] \right\} \quad \text{in \%} \quad (3.19)$$

Wobei:

$\Delta V_{i,aft}$: Die Spannungsabweichung vom Betriebsspannung am Knoten i nach Abschluss der Ausgleichvorgänge

$\Delta V_{i,lim}$: Maximale zulässige Spannungsabweichung

In dieser Arbeit wird angenommen, dass $\Delta V_{i,lim} = 5\% V_n$ ist. Der QSVI-Wert bewegt sich innerhalb des Bereichs [0, 1], wie in (3.20) angegeben. Ein Wert nahe 0 zeigt an, dass die Spannung im stationären Zustand nur geringfügig vom zulässigen Grenzwert abweicht und somit eine stabile Netzspannung gewährleistet ist. Ein Wert nahe 1 deutet hingegen auf eine erhebliche Abweichung hin, was auf potenzielle Spannungsprobleme im Netz hindeuten könnte [23].

$$QSVI = \begin{cases} 0 & \text{; bei } V_b = V_n \text{ die Spannung hat sich nicht geändert} \\ 1 & \text{; die Spannungsabweichung trifft den maximalen zulässigen Wert} \end{cases} \quad (3.20)$$

3.7.1.7 Spannungswinkeldifferenzindex (SWDI)

Der Spannungswinkeldifferenzindex (SWDI) misst das Ausmaß, in dem die Synchronisation der Erzeugungseinheiten im Stromnetz gefährdet ist. Dieser Indikator gibt Aufschluss darüber, ob die Spannungswinkel zwischen den verschiedenen Knoten des Netzes innerhalb der zulässigen Grenzen liegen und somit die Synchronisation der Generatoren gewährleistet ist. Der SWDI wird gemäß (3.21) berechnet.

$$SWDI = \frac{\max(\delta_i(t), \dots, \delta_{nb}(t)) - \min(\delta_i(t), \dots, \delta_{nb}(t))}{\Delta \delta_{adm}} \quad \text{in \%} \quad (3.21)$$

Wobei:

$\delta_i(t)$: Die Spannungswinkel am Knoten i

nb : Anzahl der Knoten im Stromnetz in der gleichen Spannungsebene

$\Delta\delta_{adm}$: Die maximale zulässige Spannungswinkeldifferenz zwischen den Knoten, bevor die Synchronisation verloren geht.

Der Wert von $\Delta\delta_{adm}$ variiert je nach Netzstruktur. In [25] wird ein Schwellenwert von 120° angenommen. Allerdings im untersuchten Testsystem (39-Bus New England) beträgt $\Delta\delta_{adm}$ hingegen etwa 130° , wobei bei Überschreitung dieses Werts die Synchronisation im Stromnetz verloren gehen kann. Diese Annahme basiert auf den Ergebnissen der durchgeführten Simulationen.

Der SWDI bewegt sich gemäß Gleichung (3.22) innerhalb des Bereichs $[0, 1]$. Ein Wert nahe 0 zeigt an, dass die Spannungswinkel zwischen den Knoten innerhalb der zulässigen Grenze liegen, was eine stabile Synchronisation der Erzeugungseinheiten bedeutet. Ein Wert nahe 1 hingegen deutet darauf hin, dass die Spannungswinkeldifferenz die kritische Schwelle überschritten hat, was zu einem Verlust der Synchronisation und potenziellen Netzininstabilitäten führen kann:

$$SWDI = \begin{cases} 0 & ; \text{Keine Leistungsübertragung} \\ 1 & ; \text{Verlust der Synchronisation} \end{cases} \quad (3.22)$$

3.7.1.8 Wirkleistungsverlustindex (WLVI)

Dieser Indikator dient dazu, die Wirkleistungsverluste im Stromnetz zu bewerten, indem er anzeigt, wie stark die Verluste von einem definierten Grenzwert abweichen. Die Berechnung der Wirkleistungsverluste erfolgt gemäß (3.23):

$$p_v = \frac{\sum_{i=1}^{nE} p_{Erz,i} - \sum_{i=1}^l p_{Last,i}}{\sum_{i=1}^{nE} p_{Erz,i}} \quad \text{in \%} \quad (3.23)$$

Wobei:

$p_{Erz,i}$: Wirkleistung der Erzeugungseinheit i

$p_{Last,i}$: Wirkleistung der Last i

nE : Anzahl der Erzeugungseinheiten im Stromnetz

l : Anzahl der Lasten im Stromnetz

Der Indikator WLVI wird berechnet, indem die Wirkleistungsverluste durch einen festgelegten Grenzwert geteilt werden. In dieser Arbeit wurde ein Grenzwert von 5 % angenommen. Demnach lässt sich der WLVI mit (3.24) bestimmen:

$$WLVI = \frac{p_v}{5\%} \quad (3.24)$$

Der WLVI bewegt sich innerhalb des Bereichs $[0, 1]$, wie in Gleichung (3.25) beschrieben. Ein Wert nahe 0 weist auf eine geringe Abweichung von den festgelegten Grenzwerten hin, was auf eine hohe Effizienz des Netzes bei

der Übertragung und Verteilung von Wirkleistung hinweist. Ein Wert nahe 1 signalisiert dagegen, dass die Wirkleistungsverluste den zulässigen Grenzwert erreichen oder annähern, was auf eine mögliche Effizienzprobleme hinweist.

$$WLV = \begin{cases} 0 & \text{; Ideales Netz (keine Verluste)} \\ 1 & \text{; Maximale Wert der Verluste erreicht} \end{cases} \quad (3.25)$$

3.7.2 Vorgehensweise und Annahmen

Die Untersuchung wurde im IEEE 39-Bus New England-System durchgeführt. Da in diesem Testsystem alle Erzeugungseinheiten am Rand des Netzes angeordnet sind und keine Erzeugungseinheiten im Kernbereich des Netzes vorhanden sind, wurde im Bus 16 die Erzeugungseinheit G11/VSC16 hinzugefügt (abhängig vom Betriebsmodus, ob es sich um eine LFR oder eine Winkelregelung handelt). Eine Übersicht der im Stromnetz vorhandenen Synchrongeneratoren ist in der Tab. 3.16 dargestellt.

Tab. 3.16 Dynamisches Modell der SGs

VSC	Ersetzt den Generator	Generator Typ	Erreger	Turbine	Anlaufzeitkonstante in [s]
VSC 39	G 01	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	10
VSC 31	G 02	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	8,658
VSC 32	G 03	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	8,95
VSC 33	G 04	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	7,15
VSC 34	G 05	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	8,666
VSC 35	G 06	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	8,7
VSC 36	G 07	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	7,542
VSC 37	G 08	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	6,942
VSC 38	G 09	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	6,9
VSC 30	G 10	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	6,9
VSC 16	G 11	Vollpol	IEEET1	IEEEG1	6,9

Diese Anpassung des Stromnetzes gewährleistet eine realitätsnahe Abbildung des Systems und verhindert das Auftreten von Sonderfällen. Ziel ist es, einen quantitativen Vergleich zwischen dem Stromnetzbetrieb mit LFR und winkelbasierter Regelung anhand der definierten Indikatoren vorzunehmen. Um die Aussagekraft der Indikatoren zu erhöhen und ihre Gültigkeit über einzelne Fälle hinaus sicherzustellen, werden für jeden Untersuchungsfall zahlreiche Simulationen durchgeführt.

Aufgrund der großen Anzahl an Simulationen und der umfangreichen Datenmenge wird in dieser Arbeit ein automatisiertes Verfahren eingesetzt, um die Simulationen durchzuführen, die Ergebnisse nach Abschluss zu exportieren und anschließend anhand der Indikatoren zu bewerten. Die Interaktion zwischen der verwendeten Software ist in Abb. 3.65 dargestellt. Ein Python-Skript übernimmt die folgenden Aufgaben:

- Aktivierung des Ereignisses,
- Ausführen der RMS-Simulation,
- Exportieren der Ergebnisse als .csv-Datei.

In PowerFactory werden die Simulationen für beide Betriebsarten des Stromnetzes durchgeführt, wobei die Ereignisse der Untersuchungsfälle umfassen:

- Lastzunahme: Bei jeder Last jeweils 25 MW pro Fall und im Bereich von 50 MW bis 2500 MW in 50 MW Schrittwerte, was 969 Simulationen pro Betriebsart des Stromnetzes erfordert. In diesem ist angenommen, dass die Lasten nicht von Spannung oder Frequenz abhängig sind.
- Lastzunahme: Bei jeder Last jeweils 25 MW pro Fall und im Bereich von 50 MW bis 2500 MW in 50 MW Schrittwerte, was 969 Simulationen pro Betriebsart des Stromnetzes erfordert. In diesem ist angenommen, dass etwa 21 % der Lasten sind dynamische Lasten und der Rest nicht von Spannung oder Frequenz abhängig sind.
- Lastzunahme: Bei jeder Last jeweils 25 MW pro Fall und im Bereich von 50 MW bis 2500 MW in 50 MW Schrittwerte, was 969 Simulationen pro Betriebsart des Stromnetzes erfordert. In diesem ist angenommen, dass etwa 50 % der Lasten sind dynamische Lasten und der Rest nicht von Spannung oder Frequenz abhängig sind.
- Lastzunahme: Bei jeder Last jeweils 25 MW pro Fall und im Bereich von 50 MW bis 2500 MW in 50 MW Schrittwerte, was 969 Simulationen pro Betriebsart des Stromnetzes erfordert. In diesem ist angenommen, dass 100 % der Lasten sind dynamische Lasten und der Rest nicht von Spannung oder Frequenz abhängig sind.
- Leitungsausfall: Ausfall jeder einzelnen Leitung im Netz, was zu 34 Simulationen pro Betriebsart führt.
- Ausfall von Erzeugungseinheiten: Ausfall jeder Erzeugungseinheit (SG/VSC) im Netz, was 11 Simulationen pro Betriebsart umfasst.

MATLAB übernimmt anschließend folgende Aufgaben:

- Import der Simulationsergebnisse als .csv-Datei,
- Bewertung der stabilen Fälle,
- Berechnung der Key Performance Indicators (KPIs).

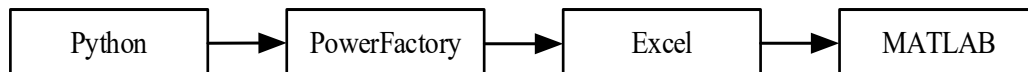


Abb. 3.65 Interaktion zwischen der verwendeten Software

Das Netz wird als stabil betrachtet, wenn die in Tab. 3.17 aufgeführten Kriterien in allen Netzknoten erfüllt sind. Diese Kriterien umfassen Spannungs- und Frequenzkriterien sowie Kriterien zur Vermeidung von Grenzstabilitätsfällen im stationären Zustand. In einem Grenzstabilitätsfall dürfen die Grenzwerte zwar nicht überschritten werden, jedoch zeigt das Netz keinen ausgeschwungenen Zustand.

Nachdem die stabilen Fälle für beide Arten des Stromnetzbetriebs festgelegt wurden, werden nur die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. Die Regelung in beiden Arten des Stromnetzbetriebs beschränkt sich in dieser Bewertung auf die Primärregelung.

Tab. 3.17 Kriterien zur Bewertung der Stabilität

Kriterien zur Vermeidung von Grenzstabilitätsfällen im stationären Zustand	Spannungskriterien	Frequenzkriterien
$\frac{du_{stat}}{dt} < 0,001 \text{ p. u./ms}$	$\min(u(t)) > 0,7 \text{ p. u.}$	$\max(\Delta f(t)) < 2,5 \text{ Hz}$
$\frac{d\delta_{stat}}{dt} < 0,01 \text{ deg/ms}$	$\min(u_{stat}) > 0,9 \text{ p. u.}$	

Kriterien zur Vermeidung von Grenzstabilitätsfällen im stationären Zustand	Spannungskriterien	Frequenzkriterien
$\frac{df_{stat}}{dt} < 0,01 \text{ Hz/ms}$	$\max(u_{stat}) < 1,1 \text{ p. u.}$	

3.7.3 Ergebnisse

3.7.3.1 Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)

Beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung liegt die Anzahl der stabilen Fälle etwa 1.4-mal höher als bei der LFR. Die Anzahl der stabilen Fälle für die jeweiligen Betriebsarten des Stromnetzes ist in der Tab. 3.18 dargestellt.

Tab. 3.18 Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Anzahl der stabilen Fälle	634 von 969	896 von 969

Es werden ausschließlich die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. In diesem Untersuchungsfall ergibt sich eine Anzahl von 615 stabilen Fällen, die für beide Betriebsarten identisch sind.

Beim Stromnetzbetrieb mit LFR ist die Frequenz eine zentrale Größe. Folglich stellen die SGs Regelleistung unabhängig von ihrer elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Da die Netzstatik der Kraftwerke in allen Untersuchungsfällen konstant bleibt, ändert sich der Anteil der von jedem SG bereitgestellten Regelleistung an der gesamten Regelleistung von einem Untersuchungsfall zum nächsten nicht. Daher liegen in allen Fällen die Werte des Indikators VRLI im Bereich zwischen 0,9 und 1, was auf eine nicht-lokale Bereitstellung der Regelleistung hinweist.

Die Werte der Indikator MALI liegen im Bereich zwischen 0,1 und 0,7. Die Mehrheit der Werte konzentriert sich in den niedrigen Bereichen von 0,2 bis 0,3, was auf die mittlere Auslastung der Leitungen hinweist.

Je nach Größe der Laständerung variiert die Ausregelungszeit der SGs, um den stationären Zustand zu erreichen. Infolgedessen liegen die Werte des Indikators ARG1 im Bereich zwischen 0,3 und 0,9.

Die Frequenzabweichung infolge einer Laständerung hängt von der Größe der Laständerung ab. In den ausgewerteten Fällen liegen die Werte des Indikators MFDI zwischen 0 und 0,6, was darauf hindeutet, dass die Frequenzabweichungen meist im akzeptablen Bereich bleiben und extreme Abweichungen selten auftreten.

Bei den Spannungsindikatoren liegen 11 Werte des Indikators DVI und 88 Werte des Indikators QSVI im Bereich zwischen 0,9 und 1.

228 Werte des SWDI konzentrieren sich im Bereich von 0,6 bis 0,7, gefolgt von 221 Fällen im Bereich von 0,7 bis 0,8 und 51 Fällen im Bereich von 0,8 bis 0,9. Die hohen Werte weisen auf starke Leistungstransienten im Stromnetz hin, die die Synchronisation des Netzes beeinträchtigen könnten, ohne jedoch zu einem vollständigen Verlust der Synchronität zu führen.

Die Werte des WLVI sind in den ersten Bereichen (0 bis 0,3) häufig anzutreffen und deuten auf geringe Wirkleistungsverluste hin. Es gibt jedoch einige Werte im mittleren Bereich, was auf mittlere Verluste in bestimmten Szenarien hindeutet, während extreme Werte im Bereich nahe 1 nicht vorkommen.

Stromnetz mit Leistungsfrequenzregelung										
Indikator	VRLI	-	-	-	-	-	-	-	-	615
	MALI	-	3	271	188	105	30	18	-	-
	ARGI	-	-	-	2	28	95	228	211	51
	MFDI	170	167	130	87	49	12	-	-	-
	DVI	212	161	92	53	31	20	15	14	6
	QSVI	110	90	75	62	55	47	37	26	25
	SWDI	-	-	-	2	28	95	228	211	51
	WLVI	31	353	166	48	13	4	-	-	-
		0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
		Gut								Schlecht

Abb. 3.66 Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und Lasten mit konstanter Leistung

Beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung stellen die VSCs Regelleistung abhängig von ihrer elektrischen Entfernung zum Ort der Laständerung bereit. Je nach der Ort der Laständerung kann der Anteil der bereitgestellten Regelleistung von einem VSCs verändern. Daher verteilen sich die Werte des Indikators VRLI im Bereich zwischen 0 und 0,8, was auf eine lokale Bereitstellung der Regelleistung hinweist.

Die lokale Bereitstellung der Regelleistung bewirkt, dass diese nicht über große Distanzen übertragen werden muss. Infolgedessen ist die Leitungsauslastung geringer als beim Stromnetzbetrieb mit LFR. Diese Tatsache spiegelt sich im Indikator MALI wider, dessen Werte im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung niedriger sind als beim Betrieb mit LFR.

Da die VSCs keine physikalische Trägheit aufweisen, reagieren sie unmittelbar auf Änderungen im Stromnetz. Infolgedessen liegen alle Werte des Indikators ARGI im Bereich zwischen 0 und 0,1.

Die VSCs verfügen im Gegensatz zu den SGs nicht über rotierende Massen und regeln nicht auf die Frequenz. Stattdessen regeln die VSCs auf einen konstanten Winkel an ihren NAPs, wodurch die Frequenz unverändert bleibt. Aus diesem Grund liegen alle Werte des Indikators MFDI im Bereich zwischen 0 und 0,1.

Der VSC kann sowohl Wirk- als auch Blindleistung sofort bereitstellen, was zur unmittelbaren Bereitstellung der Blindleistung nicht zu starken Spannungseinbrüchen an den Knoten infolge einer Laständerung führt. Aus diesem Grund liegen fast alle Werte des Indikators DVI im Bereich zwischen 0 und 0,1.

Nebenbei ist lokale Bereitstellung der Regelleistung führt zur Reduzierung der Spannungsabfall über die Leitungen, Deswegen befindet sich nur 36 Werte des Indikators QSVI im Bereich zwischen 0,9 und 1 im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR.

Bezüglich des Indikators SWDI liegen die Fälle im Bereich von 0,1 und 0,3. Das zeigt eine viel bessere Synchronisation und deutet darauf hin, dass die Konstant-Frequenz-Regelung eine bessere Synchronisation zwischen den Knoten des Systems ermöglicht. Dies liegt daran, dass die Regelernergie nicht über große Distanzen übertragen werden muss, wodurch die Spannungswinkeldifferenz zwischen den Netzknoten gering bleibt.

Die Werte des Indikators WLVI befinden sich überwiegend im Bereich von 0,1 bis 0,2, was eine vergleichbare Effizienz wie bei der LFR zeigt. Unter der winkelbasierten Regelung ist die Effizienz durchgehend hoch, und die Verluste sind minimal.

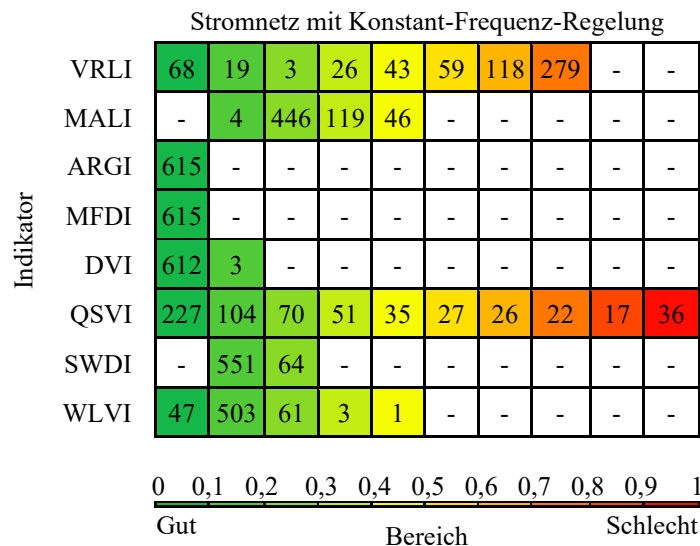


Abb. 3.67 Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und Lasten mit konstanter Leistung

Die Summe der bereitgestellten Leistungen in allen ausgewerteten Fällen sind in Tab. 3.19 zu sehen. Beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung ist die bereitgestellte Regelleistung etwas geringer als bei der LFR. Andererseits beträgt die Bereitstellung von Blindleistung bei der Konstant-Frequenz-Regelung etwa die Hälfte im Vergleich zur LFR

Tab. 3.19 Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Bereitgestellte Regelleistung in GW	552,34	545,09
Bereitgestellte Blindleistung In Gvar	208,50	103,12

3.7.3.2 Lastzunahme (21 % der Lasten sind dynamische Lasten)

In diesem Untersuchungsfall wird angenommen, dass 21 % der Lasten dynamische Lasten sind, während der Rest Lasten mit konstanter Leistungsaufnahme umfasst. Die dynamischen Lasten sind von Spannung und Frequenz abhängig und wirken somit als netzstützend. Das bedeutet, dass sie ihren Leistungsverbrauch reduzieren, wenn Spannung oder Frequenz sinken. Dieses Verhalten führt dazu, dass die Anzahl stabiler Fälle in beiden Arten des Netzbetriebs im Vergleich zum Untersuchungsfall ohne dynamische Lasten zunimmt (siehe Tab. 3.20). Allerdings bleibt die Anzahl der stabilen Fälle beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung höher als bei der LFR.

Tab. 3.20 Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (21 % der Lasten sind dynamische Lasten)

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Anzahl der stabilen Fälle	690 von 969	903 von 969

Es werden ausschließlich die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. In diesem Untersuchungsfall ergibt sich eine Anzahl von 671 stabilen Fällen, die für beide Betriebsarten identisch sind.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung, wie in den Abb. 3.68 und Abb. 3.69 dargestellt, zeigen, dass beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung verschiedene Indikatoren vorteilhafte Eigenschaften aufweisen im Vergleich zum Netzbetrieb mit LFR.

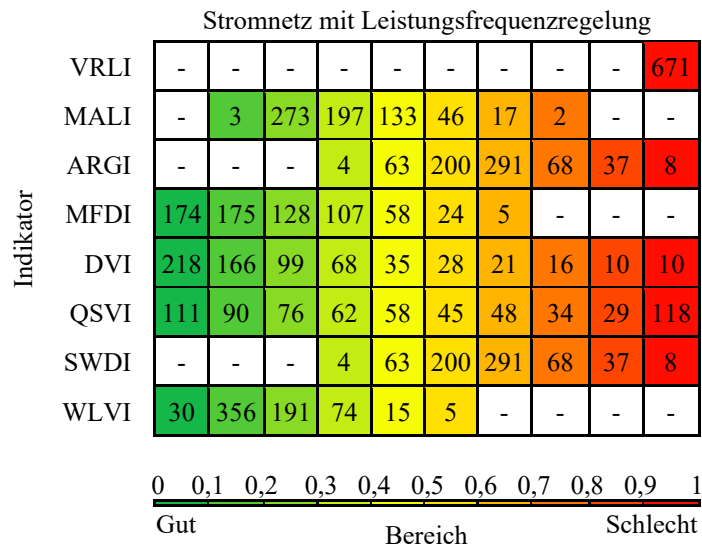


Abb. 3.68 Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und 21 % der Lasten sind dynamische Lasten

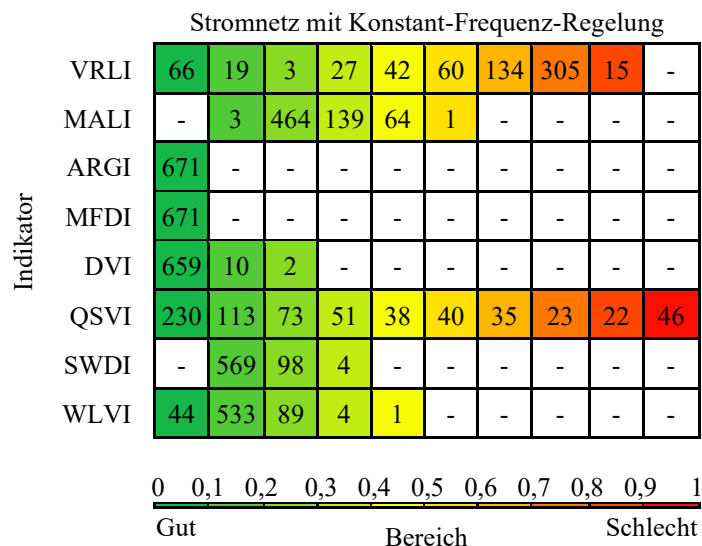


Abb. 3.69 Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und 21 % der Lasten sind dynamische Lasten

Der Indikator VRLI deutet auf eine lokale Bereitstellung der Regelleistung beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung hin. Der MALI-Indikator zeigt eine geringere Leitungsbelastung im Vergleich zum Netzbetrieb mit LFR an. Darüber hinaus weist der Indikator ARGI auf eine höhere Ausregelgeschwindigkeit beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung hin. Die Frequenzstabilität ist ebenfalls besser, wie der Indikator MFDI belegt. Sowohl die stationäre als auch die transiente Spannungsstabilität werden durch die Indikatoren QSVI und

DVI bewertet, die für den Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung eine überlegene Stabilität im Vergleich zu LFR anzeigen. Die Synchronisation des Netzes, bewertet anhand des Indikators SWDI, ist ebenfalls beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung besser. Die Effizienz des Stromnetzes beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung ist ebenfalls besser im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR laut des Indikators WLVI.

Allerdings in dieser Untersuchung zeigt sich, dass die insgesamt bereitgestellte Regelleistung beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung leicht höher ist als beim Betrieb LFR. Dieser Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass etwa 21 % der Lasten dynamische Eigenschaften aufweisen. Im Stromnetzbetrieb mit LFR führt eine Lastzunahme zu einer Frequenzabweichung. Zudem ist der Spannungsabfall über die Leitungen aufgrund der Übertragung der Regelleistung über größere Distanzen im Stromnetzbetrieb mit LFR höher als bei der Konstant-Frequenz-Regelung, wodurch die Spannung an den Netzknoten niedriger ausfällt. Folglich sind sowohl die Frequenz als auch die Spannung an den Knoten im Stromnetzbetrieb mit LFR reduziert. Dynamische Lasten tragen zur Netzstützung bei, indem sie die aufgenommene Leistung reduzieren. Daher wird im Stromnetzbetrieb mit LFR weniger Regelleistung eingespeist als im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung.

Im Gegensatz dazu bleibt die Frequenz an den VSC-Knoten bei der Konstant-Frequenz-Regelung konstant. Durch die lokale Bereitstellung der Regelleistung entstehen geringere Spannungsabfälle über die Leitungen, was eine höhere Spannung an den Netzknoten zur Folge hat. Infolgedessen reduzieren die dynamischen Lasten ihre Leistungsaufnahme im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung weniger stark als im Stromnetzbetrieb mit LFR. Dadurch wird im Stromnetz bei Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt mehr Regelleistung bereitgestellt.

Dabei beträgt die im Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung bereitgestellte Blindleistung nur etwa die Hälfte der Blindleistung, die im Betrieb mit LFR bereitgestellt wird

Tab. 3.21 Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Bereitgestellte Regelleistung in GW	650,41	652,77
Bereitgestellte Blindleistung In Gvar	252,18	130,92

3.7.3.3 Lastzunahme (50 % der Lasten sind dynamische Lasten)

In diesem Untersuchungsfall wird angenommen, dass 50 % der Lasten dynamische Lasten sind, während die restlichen Lasten eine konstante Leistungsaufnahme aufweisen. Der Anteil der dynamischen Lasten ist damit im Vergleich zum vorherigen Untersuchungsfall gestiegen. Da dynamische Lasten in ihrer Leistungsaufnahme sowohl spannungs- als auch frequenzabhängig sind, tragen sie zur Netzstabilisierung bei. Konkret bedeutet dies, dass sie ihren Leistungsverbrauch reduzieren, wenn Spannung oder Frequenz absinken. Dadurch fällt die Lastreduktion in diesem Untersuchungsfall höher aus als im vorherigen Fall.

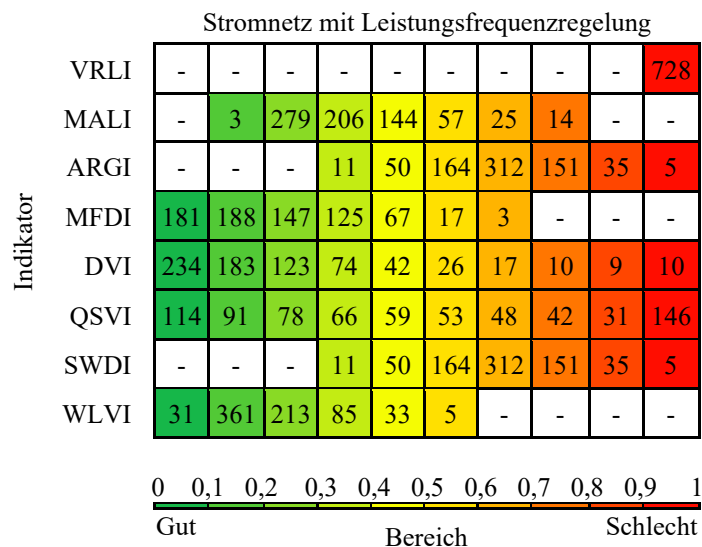
Dieses Verhalten bewirkt, dass die Anzahl der stabilen Fälle beim Stromnetzbetrieb mit LFR im Vergleich zum vorherigen Untersuchungsfall gestiegen ist, während die Anzahl der stabilen Fälle beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung unverändert geblieben ist. Dennoch bleibt die Anzahl der stabilen Fälle im Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt höher als im Stromnetzbetrieb mit LFR.

Tab. 3.22 Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (50 % der Lasten sind dynamische Lasten)

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Anzahl der stabilen Fälle	747 von 969	903 von 969

Es werden ausschließlich die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. In diesem Untersuchungsfall ergibt sich eine Anzahl von 728 stabilen Fällen, die für beide Betriebsarten identisch sind.

Die in den Abb. 3.70 und Abb. 3.71 dargestellten Ergebnisse weiterhin verdeutlichen, dass die Indikatoren beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung im Vergleich zum Betrieb mit LFR vorteilhafte Eigenschaften aufweisen. So deutet der Indikator VRLI auf eine lokale Bereitstellung der Regelleistung im Konstant-Frequenz-Regelung hin. Der Indikator MALI zeigt eine geringere Auslastung der Leitungen im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR an. Ebenso weist der Indikator ARGi auf eine erhöhte Regelgeschwindigkeit bei Konstant-Frequenz-Regelung hin. Die Frequenzstabilität ist ebenfalls besser, wie durch den Indikator MFDI aufgezeigt wird. Sowohl die stationäre als auch die transiente Spannungsstabilität, bewertet durch die Indikatoren QSVI und DVI, zeigen im Konstant-Frequenz-Regelung eine überlegene Stabilität gegenüber dem LFR-Betrieb. Auch die Synchronisation des Netzes, bewertet mit dem Indikator SWDI, ist beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung stabiler. Schließlich belegt der Indikator WLVI eine höhere Effizienz des Stromnetzes im Konstant-Frequenz-Regelung im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR.

**Abb. 3.70** Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und 50 % der Lasten sind dynamische Lasten

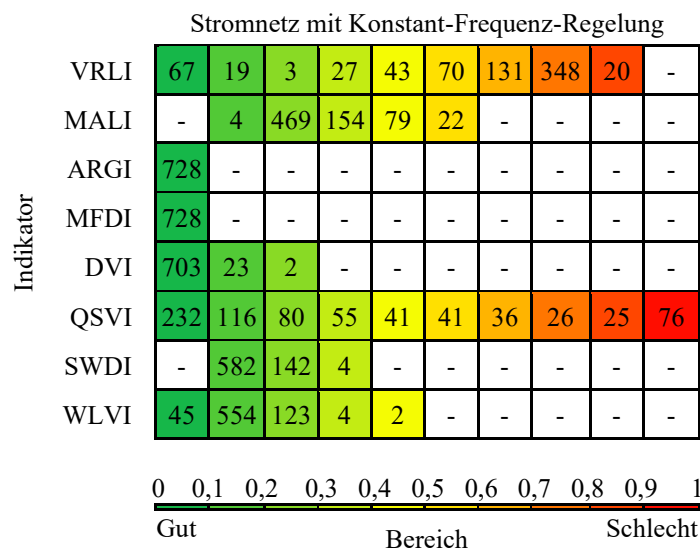


Abb. 3.71 Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und 50 % der Lasten sind dynamische Lasten

Da der Anteil der dynamischen Lasten etwa 50 % beträgt werden, mehr Lasten netzstützend wirken. In dieser Untersuchung zeigt sich, dass die insgesamt bereitgestellte Regelleistung beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung höher ist als beim Betrieb LFR. Dieser Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass etwa 50 % der Lasten dynamische Eigenschaften aufweisen. Im Stromnetzbetrieb mit LFR führt eine Lastzunahme zu einer Frequenzabweichung. Zudem ist der Spannungsabfall über die Leitungen aufgrund der Übertragung der Regelleistung über größere Distanzen im Stromnetzbetrieb mit LFR höher als bei der Konstant-Frequenz-Regelung, wodurch die Spannung an den Netzknoten niedriger ausfällt. Folglich sind sowohl die Frequenz als auch die Spannung an den Knoten im Stromnetzbetrieb mit LFR reduziert. Dynamische Lasten tragen zur Netzstützung bei, indem sie die aufgenommene Leistung reduzieren. Daher wird im Stromnetzbetrieb mit LFR weniger Regelleistung eingespeist als im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung.

Im Gegensatz dazu bleibt die Frequenz an den VSC-Knoten bei der Konstant-Frequenz-Regelung konstant. Durch die lokale Bereitstellung der Regelleistung entstehen geringere Spannungsabfälle über die Leitungen, was eine höhere Spannung an den Netzknoten zur Folge hat. Infolgedessen reduzieren die dynamischen Lasten ihre Leistungsaufnahme im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung weniger stark als im Stromnetzbetrieb mit LFR. Dadurch wird im Stromnetz bei Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt mehr Regelleistung bereitgestellt.

Dabei beträgt die im Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung bereitgestellte Blindleistung über die Hälfte der Blindleistung, die im Betrieb mit LFR bereitgestellt wird

Tab. 3.23 Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Bereitgestellte Regelleistung in GW	732,75	750,28
Bereitgestellte Blindleistung In Gvar	295,14	161,96

3.7.3.4 Lastzunahme (Alle Lasten sind dynamische Lasten)

In diesem Untersuchungsfall wird angenommen, dass alle Lasten dynamische Lasten sind. Der Anteil der dynamischen Lasten ist damit im Vergleich zum vorherigen Untersuchungsfall gestiegen. Da dynamische Lasten in ihrer Leistungsaufnahme sowohl spannungs- als auch frequenzabhängig sind, tragen sie zur Netzstabilisierung bei. Konkret bedeutet dies, dass sie ihren Leistungsverbrauch reduzieren, wenn Spannung oder Frequenz absinken. Dadurch fällt die Lastreduktion in diesem Untersuchungsfall höher aus als im vorherigen Fall.

Dieses Verhalten bewirkt, dass die Anzahl der stabilen Fälle beim Stromnetzbetrieb mit LFR im Vergleich zum vorherigen Untersuchungsfall gut gestiegen ist, während die Anzahl der stabilen Fälle beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung nur leicht gestiegen ist. Dennoch bleibt die Anzahl der stabilen Fälle im Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt höher als im Stromnetzbetrieb mit LFR.

Tab. 3.24 Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Anzahl der stabilen Fälle	827 von 969	905 von 969

Es werden ausschließlich die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. In diesem Untersuchungsfall ergibt sich eine Anzahl von 808 stabilen Fällen, die für beide Betriebsarten identisch sind.

Die in den Abb. 3.72 und Abb. 3.73 dargestellten Ergebnisse weiterhin verdeutlichen, dass die Indikatoren beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung im Vergleich zum Betrieb mit LFR vorteilhafte Eigenschaften aufweisen.

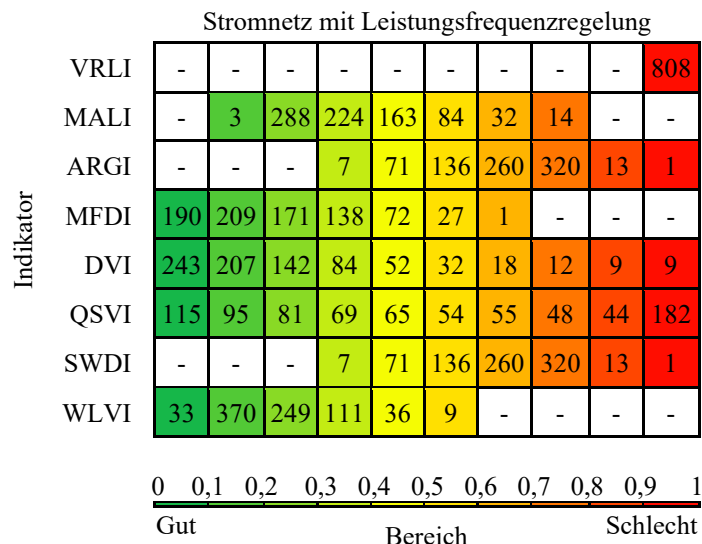


Abb. 3.72 Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und 100 % der Lasten sind dynamische Lasten

So deutet der Indikator VRLI auf eine lokale Bereitstellung der Regelleistung im Konstant-Frequenz-Regelung hin. Der Indikator MALI zeigt eine geringere Auslastung der Leitungen im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR an. Ebenso weist der Indikator ARGI auf eine erhöhte Regelgeschwindigkeit bei Konstant-Frequenz-Regelung hin. Die Frequenzstabilität ist ebenfalls besser, wie durch den Indikator MFDI aufgezeigt wird. Sowohl die stationäre als auch die transiente Spannungsstabilität, bewertet durch die Indikatoren QSVI und DVI, zeigen

im Konstant-Frequenz-Regelung eine überlegene Stabilität gegenüber dem LFR-Betrieb. Auch die Synchronisation des Netzes, bewertet mit dem Indikator SWDI, ist beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung stabiler. Schließlich belegt der Indikator WLVI eine höhere Effizienz des Stromnetzes im Konstant-Frequenz-Regelung im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR.

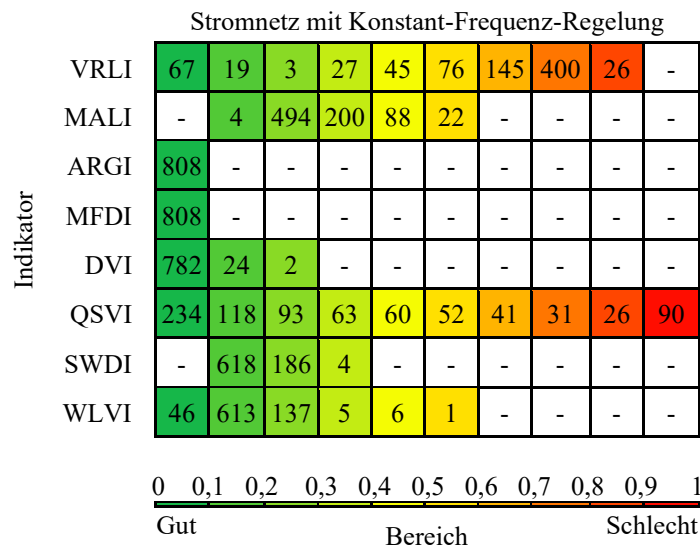


Abb. 3.73 Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und 100 % der Lasten sind dynamische Lasten

Da der Anteil der dynamischen Lasten etwa 100 % beträgt werden, mehr Lasten netzstützend wirken. in dieser Untersuchung zeigt sich, dass die insgesamt bereitgestellte Regelleistung beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung höher ist als beim Betrieb LFR. Dieser Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass etwa 100 % der Lasten dynamische Eigenschaften aufweisen. Im Stromnetzbetrieb mit LFR führt eine Lastzunahme zu einer Frequenzabweichung. Zudem ist der Spannungsabfall über die Leitungen aufgrund der Übertragung der Regelleistung über größere Distanzen im Stromnetzbetrieb mit LFR höher als bei der Konstant-Frequenz-Regelung, wodurch die Spannung an den Netzknoten niedriger ausfällt. Folglich sind sowohl die Frequenz als auch die Spannung an den Knoten im Stromnetzbetrieb mit LFR reduziert. Dynamische Lasten tragen zur Netzstützung bei, indem sie die aufgenommene Leistung reduzieren. Daher wird im Stromnetzbetrieb mit LFR weniger Regelleistung eingespeist als im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung.

Im Gegensatz dazu bleibt die Frequenz an den VSC-Knoten bei der Konstant-Frequenz-Regelung konstant. Durch die lokale Bereitstellung der Regelleistung entstehen geringere Spannungsabfälle über die Leitungen, was eine höhere Spannung an den Netzknoten zur Folge hat. Infolgedessen reduzieren die dynamischen Lasten ihre Leistungsaufnahme im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung weniger stark als im Stromnetzbetrieb mit LFR. Dadurch wird im Stromnetz bei Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt mehr Regelleistung bereitgestellt.

Dabei beträgt die im Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung bereitgestellte Blindleistung über die Hälfte der Blindleistung, die im Betrieb mit LFR bereitgestellt wird.

Tab. 3.25 Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Bereitgestellte Regelleistung in GW	845,77	890,87
Bereitgestellte Blindleistung In Gvar	350,60	195,72

Der Einfluss des Anteils dynamischer Lasten auf die Bereitstellung der Regelleistung in beiden Arten des Stromnetzbetriebs wird in Abb. 3.74 aufgezeigt. Ist im Stromnetz keine dynamische Last vorhanden, so ist die bereitgestellte Regelleistung im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung etwas geringer als bei der LFR. Der Wendepunkt liegt bei einem Anteil dynamischer Lasten von etwa 20 %. Ab diesem Punkt übersteigt die bereitgestellte Regelleistung im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung die der LFR, wobei der Unterschied bei 100 % Anteil dynamischer Lasten etwa 5 % beträgt.

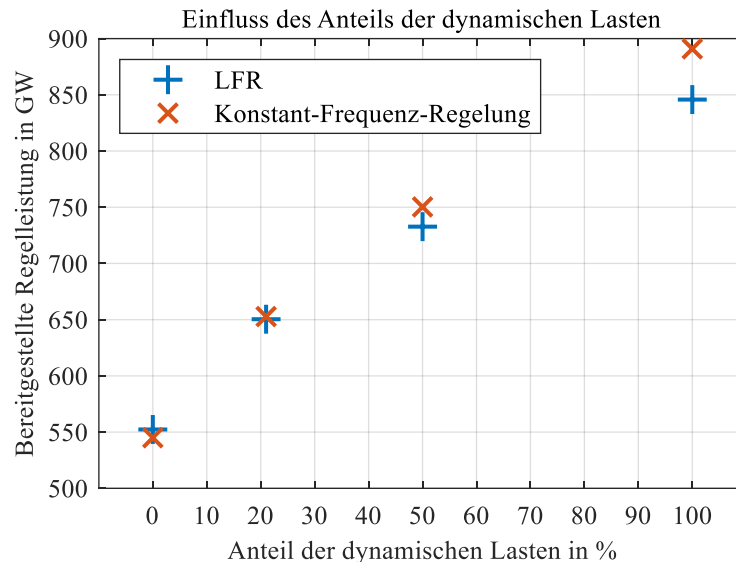


Abb. 3.74 Einfluss des Anteils der dynamischen Lasten auf die bereitgestellte Regelleistung

3.7.3.5 Leitungsausfall (Lasten mit konstanter Leistung)

In dieser Untersuchung wird der Einfluss der Leitungsausfälle in beiden Arten des Stromnetzbetriebs untersucht. Alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung. Im 39-Bus New England System gibt es 34 Leitungen. Beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung sind aller untersuchten Fälle stabil, wohingegen sind beim Stromnetzbetrieb mit LFR nur 30 Fälle stabil (siehe Tab. 3.26).

Tab. 3.26 Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Anzahl der stabilen Fälle	30 von 34	34 von 34

Es werden ausschließlich die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. In diesem Untersuchungsfall ergibt sich eine Anzahl von 30 stabilen Fällen, die für beide Betriebsarten identisch sind.

Beim Stromnetzbetrieb mit LFR führt ein Leistungsausfall zu einer Änderung des Wirkleistungsflusses im Stromnetz. Dadurch ändern sich die Verluste im Stromnetz, was wiederum zu einer geringfügigen Veränderung der Frequenz führt. Da die Lasten im Stromnetz unverändert bleiben, ist die Ursache der Frequenzänderung ausschließlich auf die Veränderung der Leistungsflüsse im Stromnetz zurückzuführen. Infolge der Frequenzänderung stellen die SGs entsprechend ihrer Kraftwerkskennzahl in MW/Hz Regelleistung bereit

Allerdings führt ein Leistungsausfall beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung zu einer Veränderung der Impedanz im Stromnetz. Infolgedessen interpretieren einige VSCs dies als Leistungszunahme, während andere es als Leistungsabnahme wahrnehmen. Dadurch wird sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitgestellt, wobei die Summe der Beiträge insgesamt sehr gering ist. Dieser Unterschied stellt einen kleinen Beitrag dar, der die durch die Veränderung des Leistungsflusses im Stromnetz entstehenden Verluste abdeckt.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Indikator VRLI beim Stromnetzbetrieb mit LFR keine lokale Bereitstellung der Regelleistung anzeigt. Dagegen liegen die Werte des Indikators VRLI beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung im Bereich zwischen 0,5 und 0,9.

Für beide Arten des Stromnetzbetriebs liegen die Werte des Indikators MALI in allen Fällen im Bereich zwischen 0,2 und 0,3. Jeder Leistungsausfall verursacht eine Anregung im Stromnetz, weshalb sich die Werte des Indikators ARG I beim Stromnetzbetrieb mit LFR zwischen 0,1 und 0,8 verteilen. Im Gegensatz dazu bleiben die Werte des Indikators ARG I beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung im Bereich zwischen 0 und 0,1. Dies liegt daran, dass VSCs keine physikalische Trägheit besitzen und sofort auf Änderungen im Stromnetz reagieren.

Da das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Last weitgehend erhalten bleibt und lediglich die zusätzlichen Verluste durch die Leistungsflussrichtung im Stromnetz dieses Gleichgewicht beeinflussen, liegen die meisten Werte des Indikators MFDI beim Stromnetzbetrieb mit LFR im Bereich zwischen 0 und 0,1. Beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung liegen alle Werte ebenfalls in diesem Bereich.

Die Spannungsindikatoren QSVI und DVI zeigen, dass ein Großteil der Werte bei beiden Arten des Stromnetzbetriebs nahezu im gleichen Bereich liegt. Allerdings zeigt der Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt bessere Ergebnisse im Vergleich zum Betrieb LFR. Auch die Netzsynchronisation, bewertet durch den Indikator SWDI, ist beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung stabiler.

Schließlich zeigt der Indikator WLVI, dass die meisten Werte bei beiden Arten des Stromnetzbetriebs im gleichen Bereich liegen, jedoch weist der Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung eine höhere Effizienz des Stromnetzes im Vergleich zum LFR-Betrieb auf.

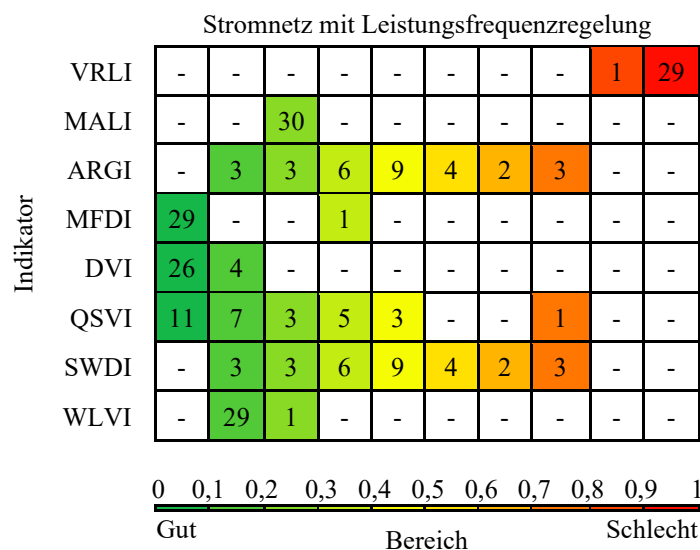


Abb. 3.75 Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall vom Leitungsausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung

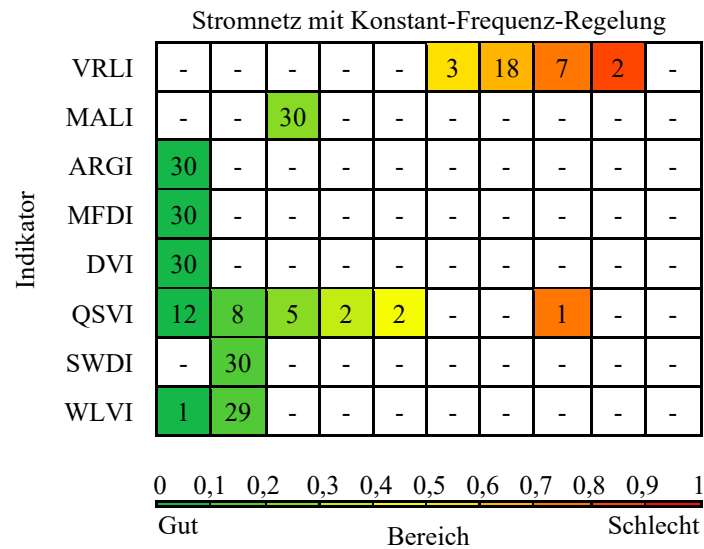


Abb. 3.76 Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Winkel-Regelung im Fall vom Leitungsausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung

Wie bereits erwähnt, wird beim Stromnetzbetrieb mit LFR Regelleistung bereitgestellt, um die Verluste durch Änderungen der Leistungsflüsse im Stromnetz auszugleichen. Beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung hingegen speisen die VSCs sowohl positive als auch negative Regelleistung ein. Infolgedessen ist die Betragssumme der bereitgestellten Regelleistung beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung deutlich größer als beim Betrieb mit LFR (siehe Tab. 3.27).

Die bereitgestellte Blindleistung beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung bleibt hingegen kleiner als beim Betrieb mit LFR.

Tab. 3.27 Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC (Betrag)
Bereitgestellte Regelleistung in GW	0,37	5,17
Bereitgestellte Blindleistung In Gvar	2,48	2,00

3.7.3.6 Erzeugungseinheitsausfall (Lasten mit konstanter Leistung)

In dieser Untersuchung wird der Einfluss der Erzeugungseinheitsausfälle in beiden Arten des Stromnetzbetriebs untersucht. Alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung. Im 39-Bus New England System gibt es 11 Erzeugungseinheiten. Sowohl beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung als auch beim Stromnetzbetrieb mit LFR sind 10 von 11 ausfälle stabil (siehe Tab. 3.28).

Tab. 3.28 Anzahl der stabilen Fälle bei Erzeugungseinheitsausfall (Lasten mit konstanter Leistung)

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Anzahl der stabilen Fälle	10 von 11	10 von 11

Es werden ausschließlich die stabilen Fälle mithilfe der Indikatoren ausgewertet, die in beiden Betriebsarten des Stromnetzes auftreten. In diesem Untersuchungsfall ergibt sich eine Anzahl von 10 stabilen Fällen, die für beide Betriebsarten identisch sind.

Der Ausfall einer Erzeugungseinheit entspricht grundsätzlich einer Lastzunahme. Beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung führt der Ausfall eines VSC zum Verlust eines Slack-Knotens. Die Ergebnisse dieser Untersuchung, wie in den Abb. 3.77 und Abb. 3.78 dargestellt, zeigen, dass beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung verschiedene Indikatoren vorteilhafte Eigenschaften aufweisen im Vergleich zum Netzbetrieb mit LFR. Der Indikator VRLI deutet auf eine lokale Bereitstellung der Regelleistung beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung hin. Der MALI-Indikator zeigt eine geringere Leitungsbelastung im Vergleich zum Netzbetrieb mit LFR an. Darüber hinaus weist der Indikator ARG1 auf eine höhere Ausregelgeschwindigkeit beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung hin. Die Frequenzstabilität ist ebenfalls besser, wie der Indikator MFDI belegt.

Die transiente Spannungsstabilität werden durch die Indikatoren DVI bewertet, die für den Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung eine überlegene Stabilität im Vergleich zu LFR anzeigen. Allerdings ist es ersichtlich, dass der Indikator QSVI beim Stromnetzbetrieb mit LFR in vier Fällen im Bereich zwischen 0,2 und 0,3 liegt, während er beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung in drei Fällen im selben Bereich liegt. Dieser Unterschied tritt infolge des Ausfalls von VSC 39 auf. Obwohl die Spannungsabweichung an den meisten Netzknoten beim Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung im Vergleich zum Betrieb mit LFR geringer ist, zeigt sich am Knoten 39 eine größere Abweichung. Der Ausfall von VSC 39 bei der Konstant-Frequenz-Regelung führt dazu, dass die Spannung am Knoten 39 über den Referenzwert ansteigt. Im Gegensatz dazu sinkt die Spannung am Knoten 39 unter den Referenzwert, wenn die SG 01 ausfällt. Insgesamt ist der Beitrag der Spannungsabweichung am Knoten 39 beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung höher als beim Betrieb mit LFR.

Die Synchronisation des Netzes, bewertet anhand des Indikators SWDI, ist ebenfalls beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung besser. Die Effizienz des Stromnetzes beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung ist ebenfalls besser im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR laut des Indikators WLVI.

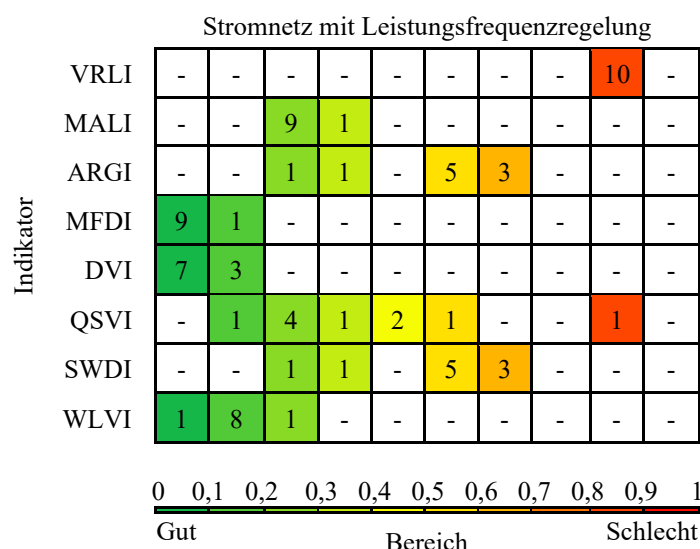


Abb. 3.77 Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall vom Generatorausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung

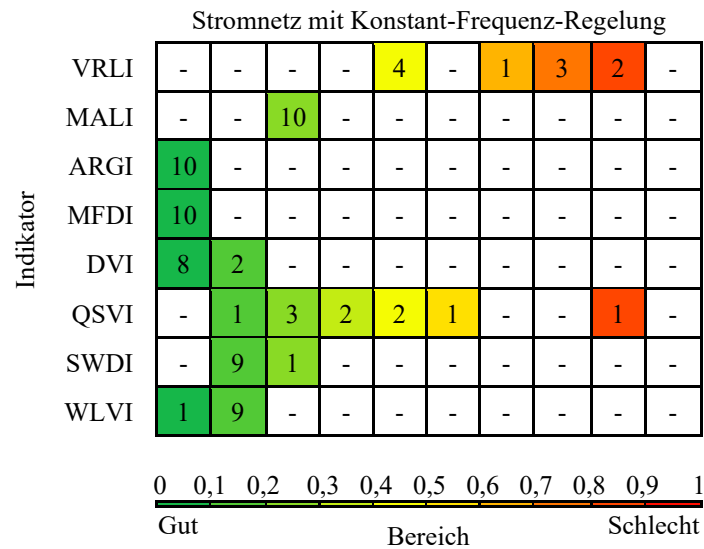


Abb. 3.78 Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Winkel-Regelung im Fall vom VSC-Ausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung

Die Summe der bereitgestellten Leistungen in allen ausgewerteten Fällen sind in Tab. 3.29 zu sehen. Beim Netzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung ist die bereitgestellte Regelleistung etwas geringer als bei der LFR. Andererseits bleibt die Bereitstellung beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung kleiner als beim Betrieb mit LFR.

Tab. 3.29 Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung

	Leistungsfrequenzregelung mit SG	Konstant-Frequenz-Regelung mit VSC
Bereitgestellte Regelleistung in GW	2,50	2,48
Bereitgestellte Blindleistung in Gvar	1,04	0,82

3.7.3.7 Auswertung der Ergebnisse

Um den Vergleich zwischen LFR und Konstant-Frequenz-Regelung zur ermöglichen, werden die Ergebnisse der Indikatoren gewichtet, sodass bei jedem Untersuchungsfall nur ein einziger Wert pro Indikator steht. Der gewichtete Indikator lässt sich in berechnen:

$$KPI^* = \sum_{i=1}^{nd} a_i \times b_i \quad (3.26)$$

Wobei:

nd : Anzahl der Bereiche entspricht 10

a_i : Anzahl der Fälle in Bereich i

b_i : Die Übergrenze der in Bereich i

Die erzielten Ergebnisse sind in Tab. 3.30 dargestellt. Geringere Indikatorwerte deuten auf bessere Eigenschaften des Stromnetzbetriebs hin.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Indikator VRLI im Stromnetzbetrieb mit KFR durchgehend niedrigere Werte aufweist als mit LFR unabhängig vom jeweiligen Untersuchungsfall. Dasselbe gilt für den Indikator MALI. Allerdings sind die Werte für MALI im Fall eines Leitungsausfalls bei beiden Betriebsarten identisch. Auch bei den Indikatoren ARG1, MFDI, DVI, WLVI und SWDI sind die Werte im Stromnetzbetrieb mit KFR stets niedriger als mit LFR. Der gleiche Trend zeigt sich für den Indikator QSVI. Allerdings gibt es eine Ausnahme beim Untersuchungsfall Erzeugungseinheitsausfall, wobei die Werte für QSVI im KFR-Betrieb geringfügig höher als im LFR-Betrieb sind. Dies ist darauf zurückzuführen, dass beim KFR-Betrieb ein Slack-Knoten ausfällt.

Tab. 3.30 Ergebnisse der gewichteten Indikatoren

	100% sind konstanten Lasten		21% sind dynamische Lasten		50% sind dynamische Lasten		100% sind dynamische Lasten		Leitungsausfall		Erzeugungseinheitsausfall	
	LFR	KFR	LFR	KFR	LFR	KFR	LFR	KFR	LFR	KFR	LFR	KFR
VRLI	615	384,6	671	430,4	728	473,8	808	535,2	29,9	21,8	9	6,9
MALI	240,2	205,2	268,9	228	301,6	255,8	342,1	286,2	9	9	3,1	3
ARGI	446,1	61,5	452,5	67,1	503,5	72,8	570,6	80,8	14,6	3	5,8	1
MFDI	155,9	61,5	180,5	67,1	195,6	72,8	220,2	80,8	3,3	3	1,1	1
DVI	167,8	61,8	192,7	68,5	201,1	75,5	226,4	83,6	3,4	3	1,3	1,2
QSVI	289,2	205,7	337,6	239,6	381,8	282	445,8	328,2	7,7	6,9	4,3	4,4
SWDI	446,1	129,4	452,5	144,8	503,5	160,6	570,6	181	14,6	6	5,8	2,1
WLVI	151,6	125,3	171,6	139,8	192,7	154,8	219,8	173,9	6,1	5,9	2	1,9

Dazu ist von Abb. 3.79 und Abb. 3.80 zu entnehmen, dass bei den meisten Untersuchungsfälle ist der Anzahl der stabilen Fälle beim Stromnetzbetrieb mit KFR ist größer als beim Stromnetzbetrieb mit LFR.

Die gesamte bereitgestellte Regelleistung ist in Abb. 3.81 und Abb. 3.82 dargestellt. Wenn im Stromnetz keine dynamische Last vorhanden, ist die bereitgestellte Regelleistung im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung etwas geringer als bei der LFR. Der Wendepunkt liegt bei einem Anteil dynamischer Lasten von etwa 20 %. Ab diesem Punkt übersteigt die bereitgestellte Regelleistung im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung die der LFR, wobei der Unterschied bei 100 % Anteil dynamischer Lasten etwa 5 % beträgt.

Die dynamischen Lasten sind von Spannung und Frequenz abhängig und wirken somit als netzstützend. Das bedeutet, dass sie ihren Leistungsverbrauch reduzieren, wenn Spannung oder Frequenz sinken. Im Stromnetzbetrieb mit LFR führt eine Lastzunahme zu einer Frequenzabweichung. Zudem ist der Spannungsabfall über die Leitungen aufgrund der Übertragung der Regelleistung über größere Distanzen im Stromnetzbetrieb mit LFR höher als bei der Konstant-Frequenz-Regelung, wodurch die Spannung an den Netzknoten niedriger ausfällt. Folglich sind sowohl die Frequenz als auch die Spannung an den Knoten im Stromnetzbetrieb mit LFR reduziert. Dynamische Lasten tragen zur Netzstützung bei, indem sie die aufgenommene Leistung reduzieren. Daher wird im Stromnetzbetrieb mit LFR weniger Regelleistung eingespeist als im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung. Im Gegensatz dazu bleibt die Frequenz an den VSC-Knoten bei der Konstant-Frequenz-Regelung konstant. Durch die lokale Bereitstellung der Regelleistung entstehen geringere Spannungsabfälle über die Leitungen, was eine höhere Spannung an den Netzknoten zur Folge hat. Infolgedessen reduzieren die dynamischen Lasten ihre Leistungsaufnahme im Betrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung weniger stark als im Stromnetzbetrieb mit LFR. Dadurch wird im Stromnetz bei Konstant-Frequenz-Regelung insgesamt mehr Regelleistung bereitgestellt.

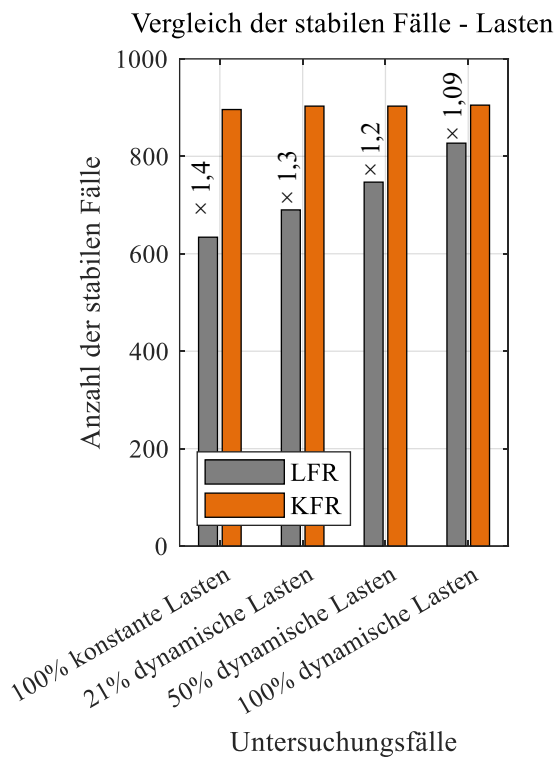


Abb. 3.79 Vergleich der Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme

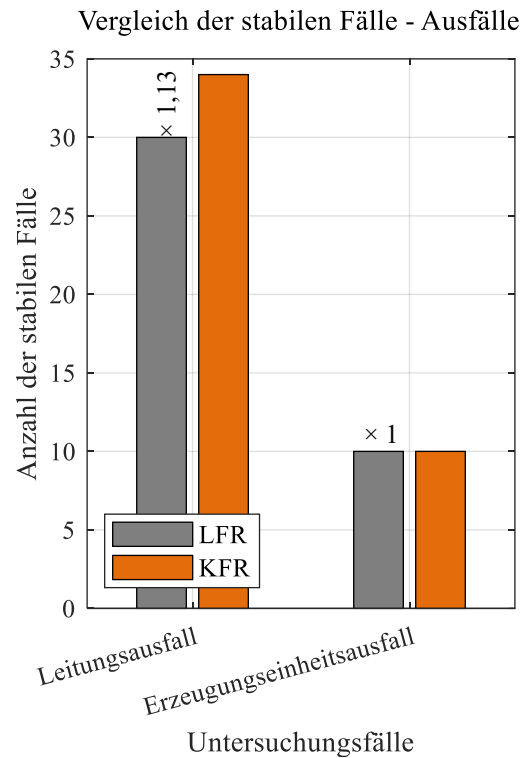


Abb. 3.80 Vergleich der Anzahl der stabilen Fälle bei Ausfällen

Beim Stromnetzbetrieb mit LFR führt ein Leistungsausfall zu einer Änderung des Wirkleistungsflusses im Stromnetz. Dadurch ändern sich die Verluste im Stromnetz, was wiederum zu einer geringfügigen Veränderung der Frequenz führt. Da die Lasten im Stromnetz unverändert bleiben, ist die Ursache der Frequenzänderung ausschließlich auf die Veränderung der Leistungsflüsse im Stromnetz zurückzuführen. Infolge der Frequenzänderung stellen die SGs entsprechend ihrer Kraftwerkskennzahl in MW/Hz Regelleistung bereit. Allerdings führt ein Leistungsausfall beim Stromnetzbetrieb mit Konstant-Frequenz-Regelung zu einer Veränderung der Impedanz im Stromnetz. Infolgedessen interpretieren einige VSCs dies als Lastzunahme, während andere es als Lastabnahme wahrnehmen. Dadurch wird sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitgestellt, wobei die Summe der Beiträge insgesamt sehr gering ist. Dieser Unterschied stellt einen kleinen Beitrag dar, der die durch die Veränderung des Leistungsflusses im Stromnetz entstehenden Verluste abdeckt. Allerdings ist die Betragssumme der bereitgestellten Regelleistung im Vergleich zum Stromnetzbetrieb mit LFR höher. Im Untersuchungsfall Erzeugungseinheitsausfall ist die bereitgestellte Regelleistung in etwa gleich.

Die gesamte bereitgestellte Regelleistung ist in Abb. 3.83 und Abb. 3.84 dargestellt. Die insgesamt bereitgestellte Blindleistung ist in allen Fällen bei KFR deutlich geringer als bei LFR. Insbesondere in den Untersuchungsfällen mit Lastzunahme beträgt sie etwa die Hälfte im Vergleich zu LFR. Der Hauptgrund dafür liegt in der lokalen Bereitstellung der Regelleistung. Diese lokale Bereitstellung verhindert, dass die Regelleistung über große Distanzen übertragen werden muss. Infolgedessen fließt weniger Strom durch die Leitungen, was zu einer Reduzierung des Spannungsabfalls führt. Daher müssen die VSCs bei KFR weniger Blindleistung einspeisen, um die Spannung im Stromnetz aufrechtzuerhalten.

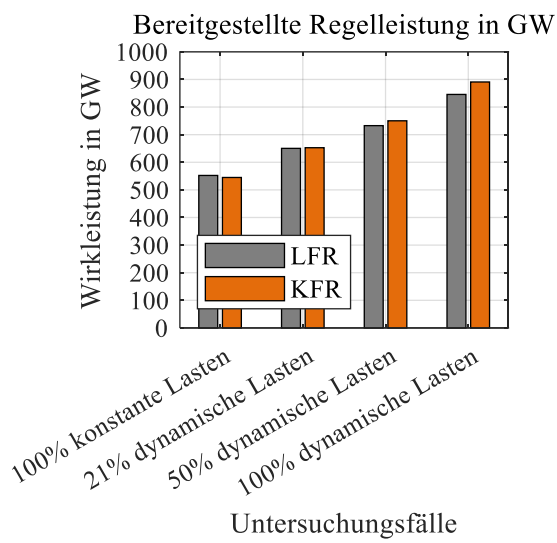


Abb. 3.81 Gesamte Bereitgestellte Regelleistung bei Lastzunahme

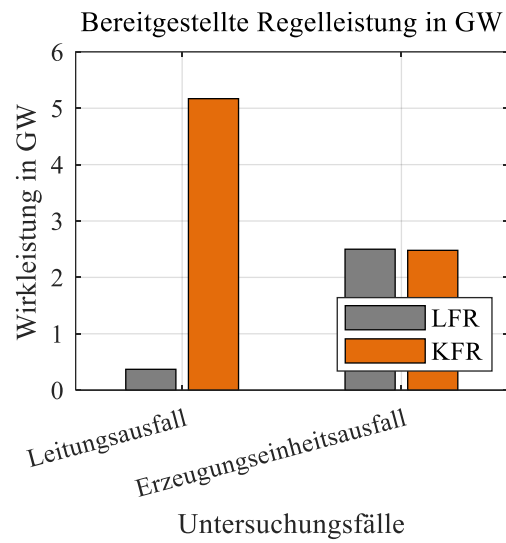


Abb. 3.82 Gesamte Bereitgestellte Regel-leistung bei Ausfällen

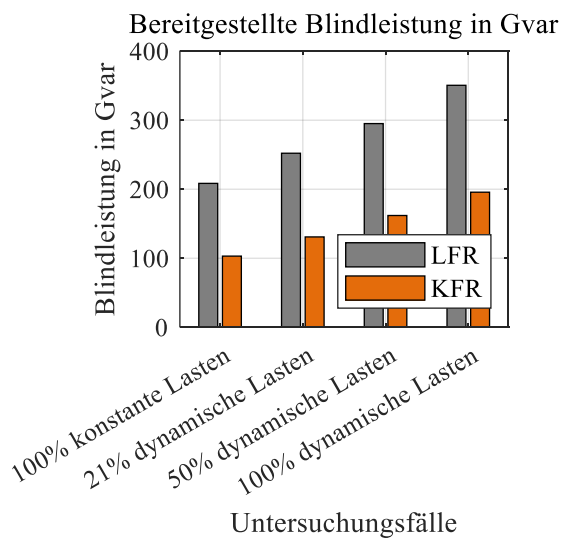


Abb. 3.83 Gesamte Bereitgestellte Blindleistung bei Lastzunahme

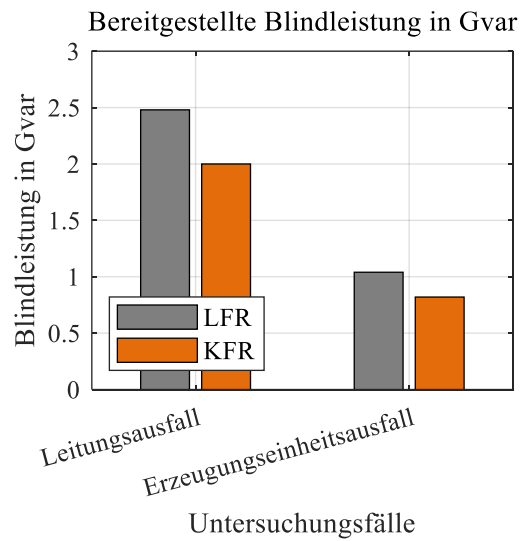


Abb. 3.84 Gesamte Bereitgestellte Blindleistung bei Ausfällen

4 Betrieb Energiespeichereinheit (TUHH)

4.1 Dynamische Modellierung von H2-Infrastruktur

Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben, ist eine der wichtigsten Aufgaben des Speicherkraftwerks, möglichst schnell auf Leistungsänderungen im Stromnetz am Netzanschlusspunkt (NAP) zu reagieren, um den Spannungswinkel konstant zu halten. Dabei sind die Verzögerungen durch die Regelung des Umrichters - wie in Kapitel 5 beschrieben - im Vergleich zu den Komponenten im Kraftwerk zu vernachlässigen. Ebenfalls sind die internen DC-DC-Wandler durch eine entsprechend schnelle Regelung so zu gestalten, dass die Verzögerung möglichst gering ist.

Bei den Speicher- und Erzeugungseinheiten sind unterschiedliche Dynamiken aufgrund der unterschiedlichen chemischen und physikalischen Vorgänge vorhanden, welche durch die Modelle abgebildet werden müssen - dabei ist auf den langsamsten Mechanismus der Komponente abzustellen. Dafür bedarf es einer Abschätzung der unterschiedlichen Dynamiken einzelner Komponenten. So sind beispielsweise Geschwindigkeitsänderungen von drehenden Massen - wie bei Kompressoren zur Gasverdichtung - von größerer Bedeutung - weil sie zeitlich langsamer sind - als der geschwindigkeitsbestimmende Schritt der chemischen Reaktion in der Brennstoffzelle.

Eine weitere Anforderung ist, dass die genutzten Modelle im Wesentlichen mit den elektrischen Komponenten/ Simulationsumgebungen der Verbundpartner kompatibel sind, weshalb auf elektrische Ersatzmodelle zurückgegriffen wurde. Ebenso mussten diese Komponenten in der Umgebung des Echtzeitsimulators, siehe Kapitel 4.3, ausführbar sein. Für das Kraftwerk konnte nicht auf ein bestehendes Gesamtsystem zurückgegriffen werden. Daher wurde das Kraftwerk zum Teil aus bestehenden und neuen Komponenten in Matlab-Simulink in einer EMT-Simulation nachgebildet. Diese Entscheidung wurde getroffen, um die Modelle einfach in den Echtzeitsimulator zu übertragen, der eine Schnittstelle zu Matlab-Simulink gestellt hat.

Somit werden die Batterie und Brennstoffzelle mithilfe von steuerbaren Spannungsquellen, internem Widerstand und Strommessung abgebildet. Für den Elektrolyseur wird anstelle der Spannungsquelle eine steuerbare ohmsche Last genutzt. Schematisch ist diese in Abb. 4.1 für die Brennstoffzelle / Batterie und in Abb. 4.2 für den Elektrolyseur dargestellt. Der Block, der mit Dynamik bezeichnet ist, wird in den nachfolgenden Unterkapiteln für die jeweiligen Komponenten erläutert.

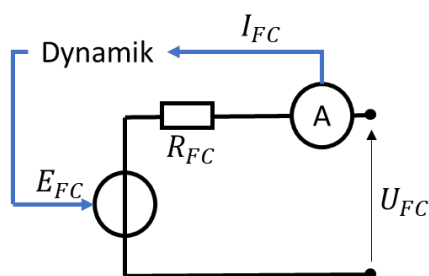


Abb. 4.1 Schematische Darstellung des Ersatzschaltbildes der Brennstoffzelle

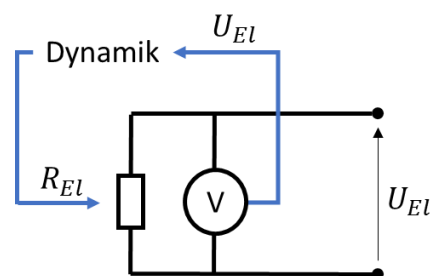


Abb. 4.2 Schematische Darstellung des Ersatzschaltbildes des Elektrolyseurs

Ein weiterer Vorteil dieses Ansatzes ist es, dass sich die dynamischen Modelle beliebig skalieren lassen und somit einfache Steigerungen der Leistung möglich sind.

4.1.1 Dynamik der Brennstoffzelle

Im Wesentlichen wurde die Dynamik der Brennstoffzelle durch das Modell eines Brennstoffzellenstapels simuliert. Für die Simulation wurde ein hybrides Brennstoffzellenmodell genutzt, das sowohl auf chemische als auch elektrische Aspekte zurückgreift [26]. Dieses Modell wurde bereits für kleinere Modelle im Fahrzeugbereich verifiziert. Für den Kraftwerksbau und größere Brennstoffzellenzusammenschlüsse musste das Modell angepasst – sofern Werte aus der Literatur vorliegen – und die entsprechenden Nebenaggregate berücksichtigt werden oder Vereinfachungen getroffen werden. Aufgrund der betrachteten Zeiträume wurde auf eine Abschätzung des thermischen Verhaltens durch das Erwärmen oder Kühlen auf Arbeitstemperatur verzichtet und davon ausgegangen, dass die einzelnen Komponenten isotherm auf Betriebstemperatur befindlich sind. Dadurch konnten auch bestimmte Terme für z. B. die Berechnung der tatsächlichen reversiblen Zellspannung vernachlässigt werden.

Die Regelstrecke für die Dynamik der Brennstoffzelle ist in Abb. 4.3 gezeigt. Der Ausgabewert E entspricht der Eingangsspannung in die regelbare Spannungsquelle. Diese Spannung wird maßgeblich durch den gemessenen Strom I , der Anzahl der Zellen N und der Fläche jeder einzelnen Zelle bestimmt. Mit diesem Input wird über die Tafelgleichung die interne Überspannung beschrieben. Die Änderung dieser Spannung wird durch den Änderungsratenbegrenzer so weit reduziert, dass die Effekte aus Zuführung und Befeuchtung der Gase berücksichtigt werden können.

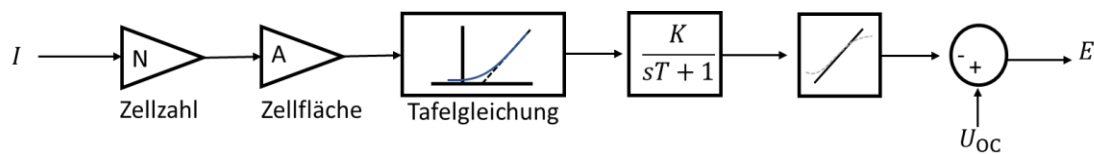


Abb. 4.3 Regelstrecke der Dynamik der Brennstoffzelle

Die hier beschriebene Dynamik bildet die Polarisationsverluste und Ohm'sche Verluste, jedoch nicht die Massentransportverluste ab, da regelungstechnisch ein Überschreiten des kritischen Punktes der Brennstoffzelle verhindert wird.

4.1.2 Dynamik der Batterie

Für die Batterie wurde ebenfalls auf ein Modell einer Zelle zurückgegriffen [27]. Somit ergibt sich die Dynamik je nach Anforderung – Laden oder Entladen – gemäß Abb. 4.4. Je nach gewähltem Batterietyp ändert sich die Form der Lade- und Entladecharakteristik.

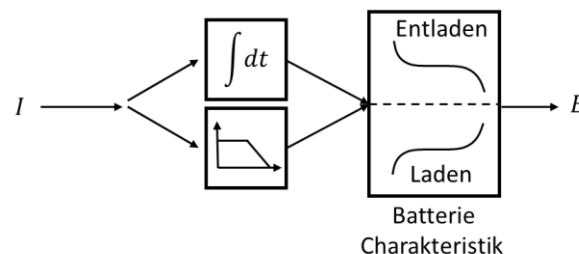


Abb. 4.4 Regelstrecke für die Dynamik der Batterie

4.1.3 Dynamik des Elektrolyseurs

Für den dynamischen Anteil des Elektrolyseurs wird die Spannung als Eingangsgröße genutzt. Die Spannung in einem Elektrolyseur ist eine Funktion des Stroms. Dem Strom kann wiederum eine definierte Leistung zugeordnet

werden, wenn die Zellfläche bekannt ist. Entsprechend lässt sich mit einer definierten Polarisationskurve über eine Umsetzungstabelle der Widerstand einstellen.

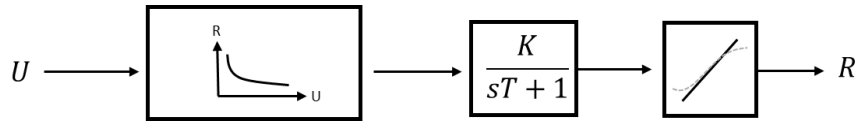


Abb. 4.5 Regelstrecke für Dynamik des Elektrolyseurs

In der nachfolgenden Tabelle sind die Komponenten des Kraftwerks und ihre Simulationspendants gelistet.

Tab. 4.1 Zusammenfassung der Modellierungsansätze für die Kraftwerkskomponenten

Komponente	Simulationspendant	Modelltyp
Brennstoffzelle	Zellenstack	Elektrisches Ersatzmodell mit einfachen chemischen Gleichungen
Batterie	Zelle	Elektrisches Ersatzmodell mit einfachen chemischen Gleichungen
Elektrolyseur	Zellenstack	Mathematisches Modell mit Look-Up-Table [28]
DC-DC-Umrichter		Elektrisches Ersatzmodell
DC-AC-Umrichter	siehe Modell in Kapitel 5.1 und 7.6	

Für den Netzanschluss wurden unterschiedliche Ansätze gewählt. Der Anschluss des Kraftwerks an das Stromnetz wurde durch eine variable Spannungsquelle hinter dem DC/AC-Umrichter dargestellt. Ein weiterer Ansatz zur Erhöhung der Simulationsgeschwindigkeit war, den Umrichter inkl. Spannungsquelle durch eine steuerbare Stromquelle zu ersetzen. Diese Stromquelle bildete die Funktion des Umrichters auf der DC-Seite nach.

4.2 Modellierung von H₂-/Speicher- und Elektrizitätssystemen

4.2.1 Dimensionierung

Für die Modellierung des Gesamtsystems des Kraftwerks wurde zunächst auf die Dimensionierung der einzelnen Kraftwerkskomponenten abgestellt. Für die Dimensionierung wurde in den bisherigen Untersuchungen auf die Systemdienstleistungen als Kriterium abgestellt und Schätzungen bezüglich der Residuallastzeiten getroffen. Im Gegensatz dazu wurde im Projekt basierend auf den Strommarktdaten von 2022 und 2023 bestimmt, welche Leistung in Zukunft jede einzelne Komponente des Kraftwerkes bereitstellen muss, um den überschüssigen Strom zu speichern und die Stromversorgung während einer periodischen Dunkel-Flaute sicherzustellen.

Der Ansatz zur Auswertung der Strommarktdaten ist dabei wie folgt:

Zunächst wurden die Daten der realisierten Erzeugung dahingehend modifiziert, dass sämtliche fossile Erzeuger aus dem Datensatz gelöscht werden. Somit verbleiben zur Versorgung lediglich die Wasserkraft, welche in den letzten Jahren weitestgehend konstant war und auch keine größeren Veränderungen in den nächsten Jahren zu erwarten sind; ebenso verhält es sich mit den Pumpspeicherwerken. Für die Windkraft Onshore, Windkraft Offshore und Photovoltaik wurden die Ausbaupläne und Prognosen des BMWK und der Bundesnetzagentur

genutzt und linear interpoliert, sofern für das Jahr kein quantitatives Ziel vorgegeben war. Mit diesen Werten wurde dann gemäß

$$s = \frac{P_{Plan,Prognosejahr}}{P_{installiert,2022}} \quad (4.1)$$

der Skalierungsfaktor für jeden einzelnen Zeitwert bestimmt und in die Auswertung übernommen. Für den Verbrauch wurde ein linearer Anstieg ab 2024 festgelegt, sodass gemäß dem Szenario A - aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2037 - in 2045 ein jährlicher Verbrauch von 1079 TWh zu decken ist. Dieser Wert wurde ebenfalls im Verhältnis zum aktuellen jährlichen Verbrauch gestellt und die Datenpunkte für den realisierten Verbrauch jeweils entsprechend skaliert. Eine Übersicht zu den aktuellen und den erwarteten Werten für die einzelnen Bereiche ist in Abb. 4.6 Veränderung der installierten Leistung und verbrauchten Energie von 2023 zu 2045 Abb. 4.6 zusammengefasst.

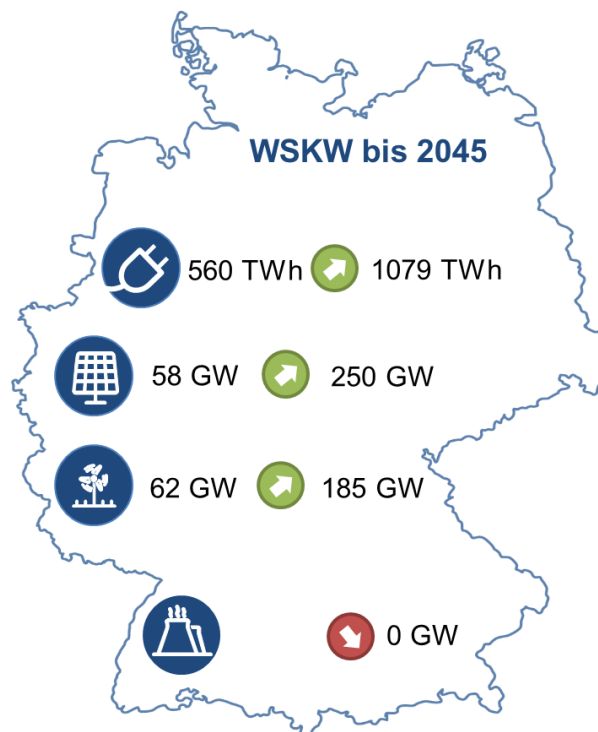


Abb. 4.6 Veränderung der installierten Leistung und verbrauchten Energie von 2023 zu 2045

Unter diesen Annahmen und mittels der Skalierungen lässt sich ermitteln, welche Leistungen das Wasserstoffspeicherkraftwerk bereitstellen muss, um einen sicheren Netzbetrieb durch die Deckung des steigenden Verbrauchs zu gewährleisten. Dabei steht eine Auflösung von 15 Minuten zur Verfügung, sodass eventuelle Netzevents, für die die Systemdienstleistung bereitgestellt werden müssen, nicht vollumfänglich berücksichtigt werden.

Die Ergebnisse aus der Auswertung der Daten sind in den nachfolgenden Tabellen (Tab. 4.2 bis Tab. 4.6) dargestellt. Diese Werte wurden auch für die Parametrisierung und zur Bestimmung der relativen Leistungen der Komponenten genutzt.

Tab. 4.2 Bedarf an Kraftwerksleistung in GW im Durchschnitt (Maximum) bei der Aus-/Einspeicherung

Jahr	Brennstoffzelle	Elektrolyseur
2026	42 (84)	16 (58)
2030	58 (101)	14 (95)
2035	52 (98)	36 (157)
2045	51 (147)	60 (221)

Tab. 4.3 Maximale Änderung der Leistung in GW in einem 15 Minuten Intervall (min. Auflösung der Daten)

Jahr	Einspeisung	Speicherung
2026	10	9
2030	13	12
2035	17	15
2045	22	19

Tab. 4.4 Jahresbetriebsstunden

Jahr	Brennstoffzelle (Volllast/ Teillast > 50)	Elektrolyseur (Volllast/ Teillast > 50)
2026	28 h / 2212 h	11 h / 293 h
2030	27 h / 1943 h	11 h / 435 h
2035	20 h / 1402 h	18 h / 768 h
2045	22 h / 1219 h	21 h / 903 h

Tab. 4.5 Maximale Anzahl an konsekutiven Tagen in einem Jahr ohne Einspeisung/-speicherung

Jahr	Überschusstage	Residuallasttage
2026	1,03	39,03
2030	4,13	22,48
2035	6,03	20,5
2045	6,06	10,55

Tab. 4.6 Füllstand Wasserstoffspeicher in TWh

Jahr	Minimum	Maximum
2026	-203	0,06
2030	-180	0,6
2035	-11	31
2045	-4	160

4.2.2 Gesamtmodell des Kraftwerks und Parametrisierung

Aus den neuen Daten des Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 ergibt sich, dass voraussichtlich ab 2035 die Menge an produziertem Wasserstoff den Verbrauch an Wasserstoff für die Stromproduktion übersteigen wird. Grundsätzlich ergibt sich das benötigte Speichervolumen eines Interimsspeichers für die Residuallasttage, d_{R-Last} , gemäß

$$V_{\text{Speicher}} = P_{\text{Nenn}} \cdot 24 \frac{\text{h}}{\text{Tag}} \cdot d_{R-Last} \cdot \frac{1}{33,33} \frac{\text{kg H}_2}{\text{kWh}} \rho_{\text{H}_2, p, T}. \quad (4.2)$$

Dabei ist das Speichervolumen, V_{Speicher} , neben den Residuallasttagen von der Nennleistung des Kraftwerks, P_{Nenn} , und dem Speicherdruck und der Temperatur abhängig, welche die Dichte des Wasserstoffs $\rho_{\text{H}_2, p, T}$ maßgeblich beeinflussen. Somit ergibt sich eine Speichergröße von 290 m³ pro MW pro Tag für den Speicher (30 bar, 293,15K). Bereits bei einem durchschnittlichen Kraftwerk in der Größe eines üblichen Kohlekraftwerks von 500 MW würde der Speicher mit mehr als 100 m Kantenlängen benötigt werden, um die notwendige Energie für die Überbrückung gemäß Tab. 4.5 zu speichern. Folgerichtig werden bei den Speicherkraftwerken, wie bei Gaskraftwerken, Transportlösung mittels Pipelines erforderlich sein, um die notwendige Menge an Brennstoff zu transportieren.

Unter Berücksichtigung der Betriebsstunden gemäß Tab. 4.4 scheint eine Stufung der Leistung auch mit Blick auf die Möglichkeit zur modularen Erweiterung sinnvoll. Für die maximale Leistung der Brennstoffzelle wurde eine Größenordnung eines heutigen Kraftwerks von etwa 400-500 MW angepeilt. Das entworfene System hatte final eine Nennleistung von 300 MW und einer maximalen Leistung von 405 MW. Für den Elektrolyseur wurde aus den gewichteten Verhältnissen aus Tab. 4.2 ein Werte von etwa 0,75 ermittelt. Somit ergibt sich für den Elektrolyseur eine maximale Leistung von 300 MW. Durch die Zellenzahl und mit der entsprechenden Technologie (Alkalisch, Polymer-Protonmembran) sind auch die minimalen und maximalen Spannungen sowie die Leistung aufgrund der Zellfläche bekannt. Für die Batterie ist nun noch die Leistung des Superkondensators, welcher jeweils im Zwischenkreis von Brennstoffzelle und Elektrolyseur befindlich ist, zu berücksichtigen. Der Superkondensator soll für die Zeit des Hochfahrens die notwendige Residuallast bestmöglich abdecken. Für das Hochfahren der Wasserstoffkomponenten wird die limitierende Rate auf 0,1 pu pro Sekunde begrenzt. Dieser Wert entspricht den gängigen Werten für existierende Produkte. Folglich muss der Kondensator eine Zeit von 10 Sekunden überbrücken. Mit diesen Daten können über die Leerlaufspannung, U_{leer} , und der Spannung bei maximaler Leistung, U_{mL} , der Energiegehalt bestimmt werden.

Für den Superkondensator ergibt sich somit

$$E_{\text{sup}} = \frac{1}{2} C (U_{\text{leer}}^2 - U_{\text{mL}}^2), \quad (4.3)$$

wobei E_{sup} die Energie des Superkondensators für das betroffene Spannungsfenster ist. Diese Energie ergibt sich im Fall der höchsten Leistungsanforderung zu:

$$E_{\text{sup}} = \frac{1}{2} P_{\text{max}} \cdot \Delta t_{\text{anfahr}} \rightarrow \frac{1}{2} \cdot 405 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s} = 0,5625 \text{ MWh}. \quad (4.4)$$

Hierbei sind P_{max} die maximale Leistung der Brennstoffzelle und Δt_{anfahr} die Zeit, welche benötigt wird, um das Kraftwerk aus dem Leerlaufbetrieb in den Vollastbetrieb zu bringen.

$$C = \frac{2E_{\text{sup}}}{(U_{\text{leer}}^2 - U_{\text{mL}}^2)} = 12,7 \text{ F} \quad (4.5)$$

Die verbleibende momentane Leistung zum Lastsprungzeitpunkt wird über die weiteren Kondensatoren namentlich im DC-DC-Umrichter und der DC-Zwischenkreiskondensator des DC-AC-Umrichters ausgeglichen. Im Laufe des Hochfahrens wird die entnommene Energie durch die Überschussleistung aus dem Komponentenzwischenkreiskondensator geliefert. In ähnlicher Weise lässt sich dieses Verhalten für einen negativen Lastsprung zeigen.

Somit wird der Batteriespeicher nur noch im Umfang der Stützung des DC-Zwischenkreises benötigt, um den Spannungsabfall zu verringern, damit der DC-AC-Umrichter möglichst optimal arbeiten kann.

Unter Berücksichtigung der viertelstündlichen Schwankungen in Tab. 4.3 ist der Energiegehalt auf 36 MWh und die Entladerate auf 5C festgelegt worden. Sodass die Batterie eine maximale Leistung im Bereich von 70 MW für 30 Minuten liefern kann.

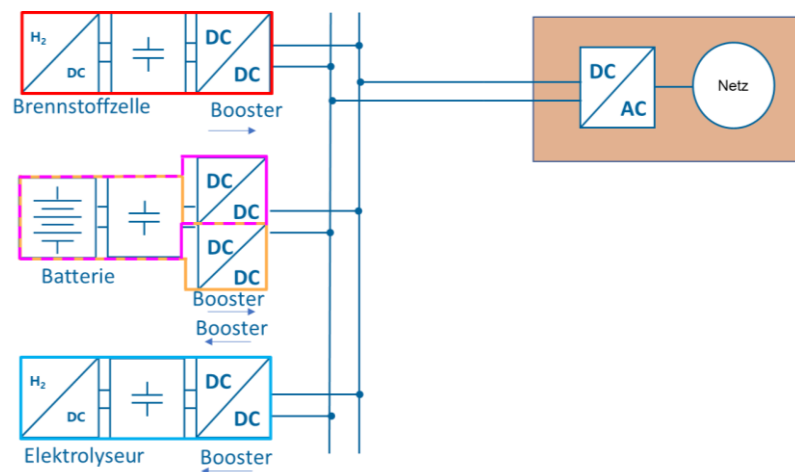


Abb. 4.7 Schematische Darstellung des gesamten Wasserstoffspeicherkraftwerks

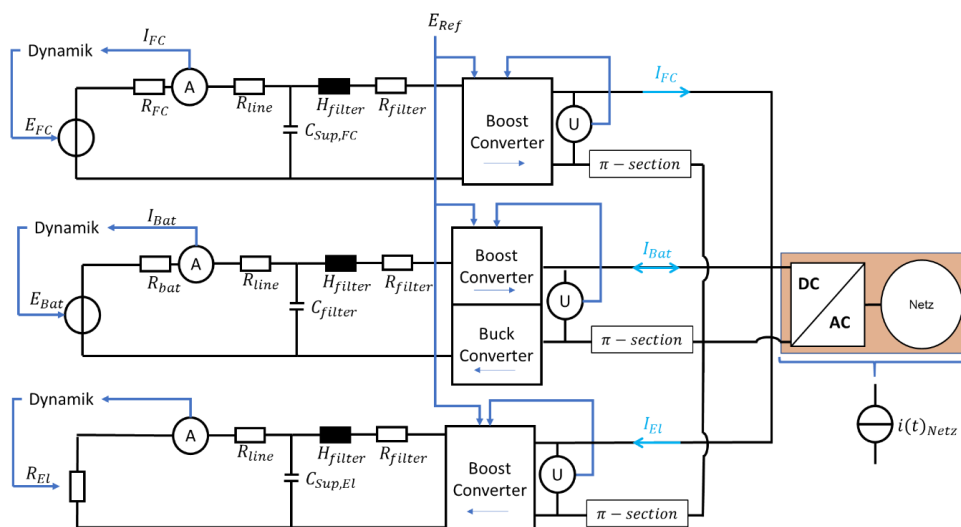


Abb. 4.8 Modell des Wasserstoffspeicherkraftwerks als Kopplung zwischen H2- und Stromnetz

4.2.3 Ergebnisse der unterschiedlichen Regelungsansätze

Die vorgeschlagene Regelung wurde in zweierlei Hinsicht überprüft; nämlich dem Folgen eines Leistungssprungs und dem Folgen einer Leistungssollwertvorgabe.

Für den Leistungssprung konnten beide Regelungsansätze zeigen, dass die Rückkehr zur Referenzspannung innerhalb kürzester Zeit funktioniert. Beim Vergleich der Spannungsverläufe zeigen sich jedoch Unterschiede in dem Spannungseinbruch nach dem Leistungssprung. So bricht bei der zweistufigen Regelung - siehe Abb. 4.10 - die Spannung stärker ein, als dies bei der einstufigen Regelung - siehe Abb. 4.9 - der Fall ist. Der Grund für den stärkeren Spannungseinbruch ist im zweistufigen Regelungskonzept die unzureichende Leistungszufuhr durch die Batterie, weil diese nicht durch den Spannungseinbruch, sondern durch das Erreichen der Leistungsgrenze der Brennstoffzelle aktiviert wird. Im Detail wird dies aus Abb. 4.11 und Abb. 4.12 deutlich, da dort die anteilige Leistung der einzelnen Komponenten dargestellt ist und im einstufigen Fall die Batterie zumindest kurzfristig Leistung liefert, während im zweistufigen Fall die Batterie nicht zum Ausgleich beiträgt.

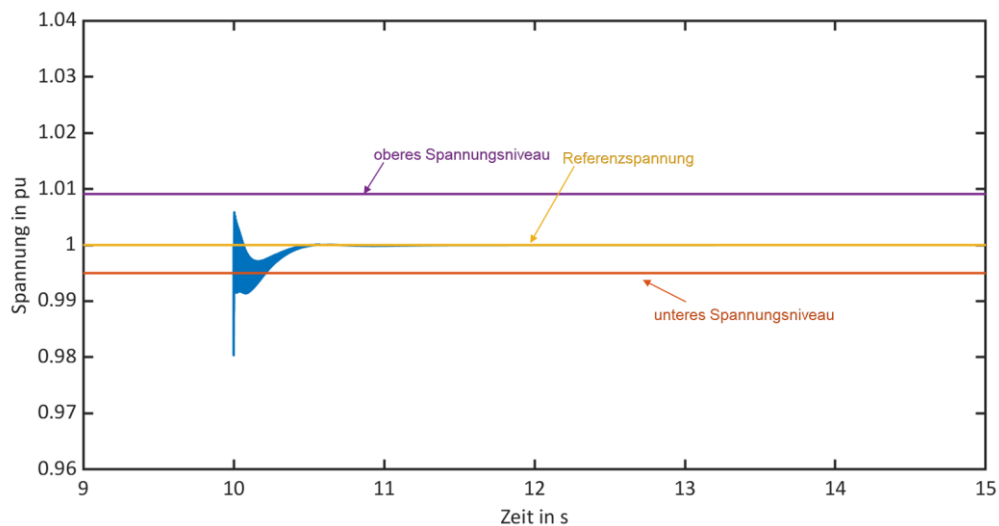


Abb. 4.9 Verhalten der Spannung auf dem DC-Zwischenkreis nach Lastsprung auf dem AC-Netz (einstufige Regelung)

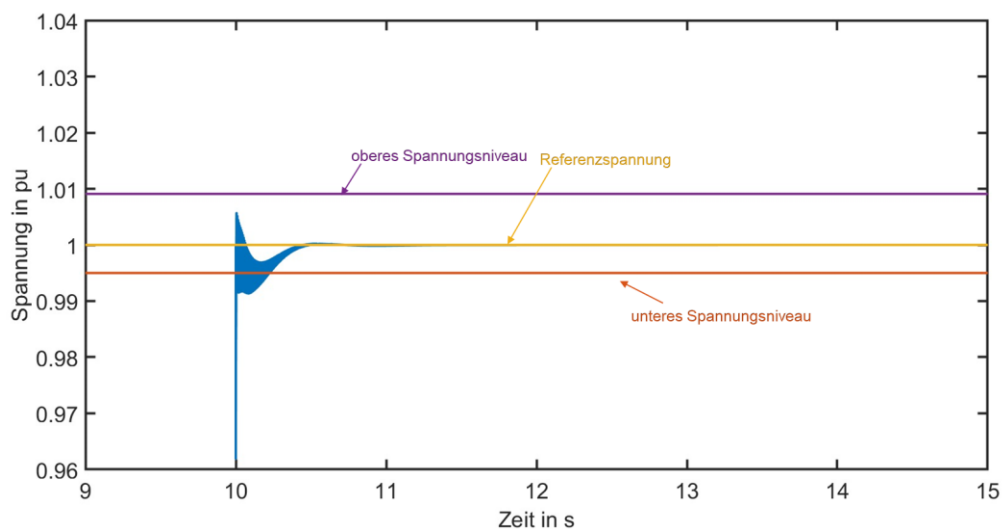


Abb. 4.10 Verhalten der Spannung auf dem DC-Zwischenkreis nach Lastsprung auf dem AC-Netz (zweistufige Regelung)

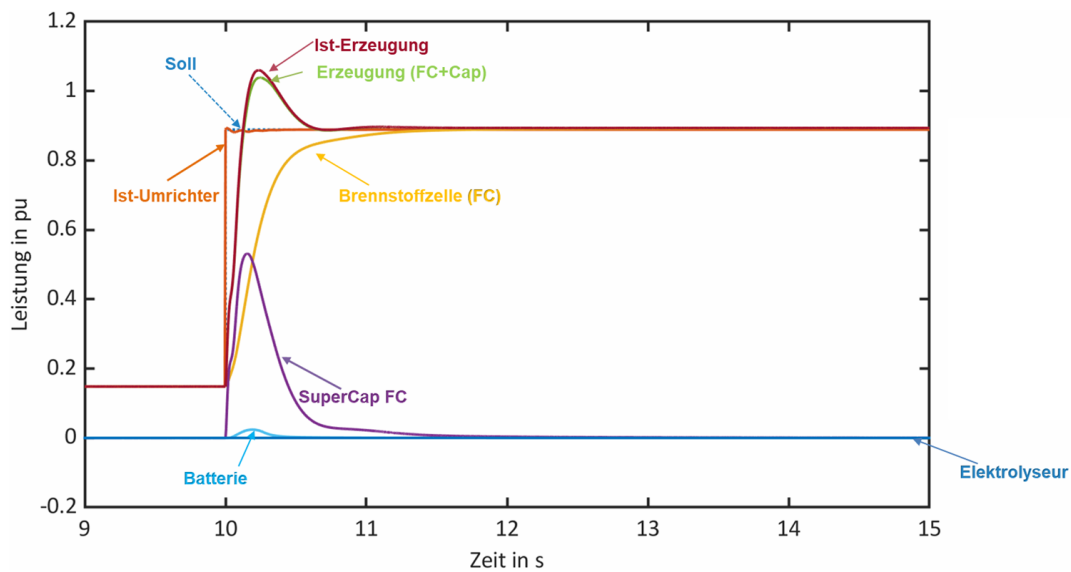


Abb. 4.11 Leistungsverteilung auf Komponenten nach Lastsprung (einstufige Regelung)

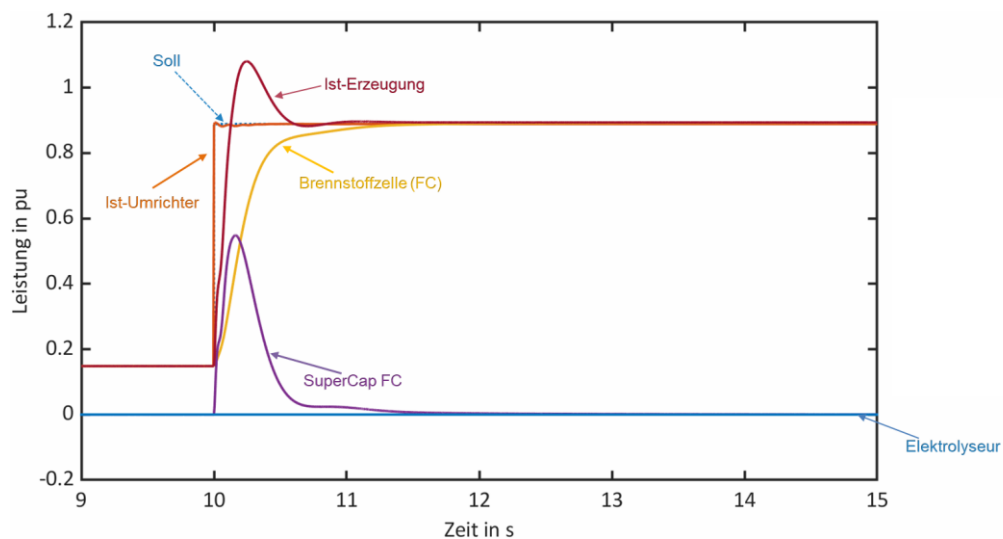


Abb. 4.12 Leistungsverteilung auf Komponenten nach Lastsprung (zweistufige Regelung)

Für die Untersuchungen des Leistungssollwerts wurde die Leistung der Brennstoffzelle limitiert, um die Auswirkungen durch das Zuschalten der Batterie besser kenntlich zu machen. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Regelungsansätzen zeigt sich bei dem Spannungsband. Während die einstufige Regelung auf ein niedrigeres Spannungsniveau fällt, wenn die Batterie aktiv ist, durchbricht das zweistufig geregelte System das untere Spannungsniveau, bevor es zur Referenzspannung zurückkehrt. Ebenfalls lässt sich in Abb. 4.13 und Abb. 4.14 sehen, dass die einstufige Regelung in einem kleineren Spannungsband eingeregelt wird, als bei dem zweistufigen System.

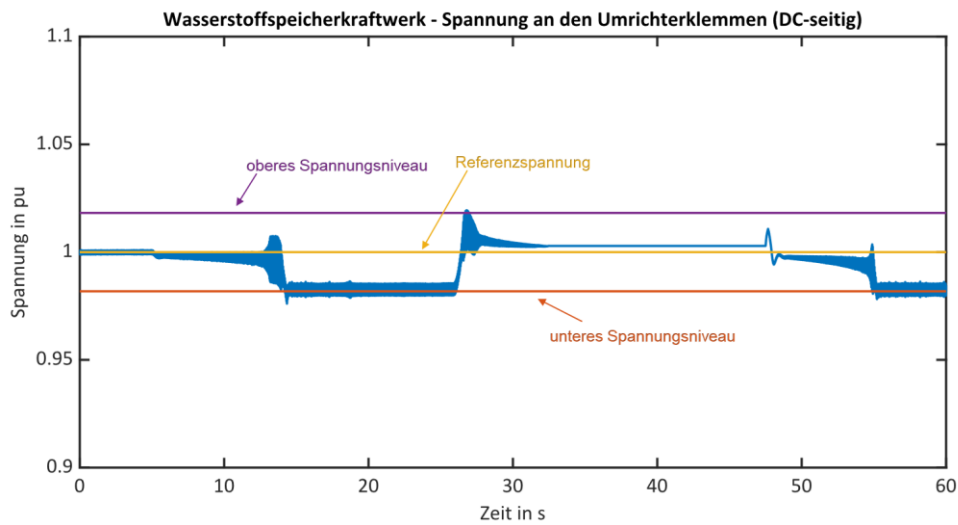


Abb. 4.13 Spannungsband für Sollleistung (einstufige Regelung)

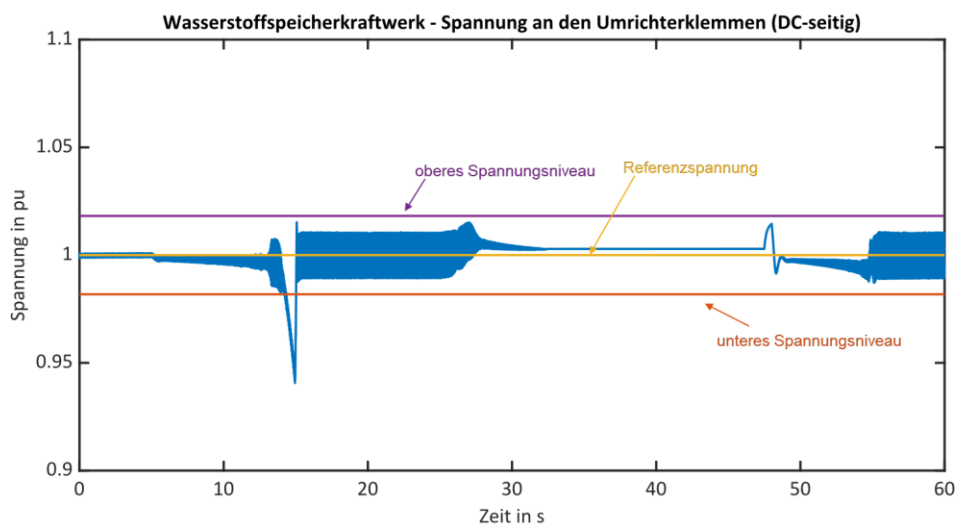


Abb. 4.14 Spannungsband für Sollleistung (zweistufige Regelung)

Der Spannungssprung beim zweistufigen Regelungskonzept zeigt sich auch in der Leistungsabgabe der Batterie wieder – siehe Abb. 4.16. Dies liegt daran, dass schlagartig die Leistung gesteigert werden muss, um auf das ursprüngliche Spannungsniveau zurückzukehren.

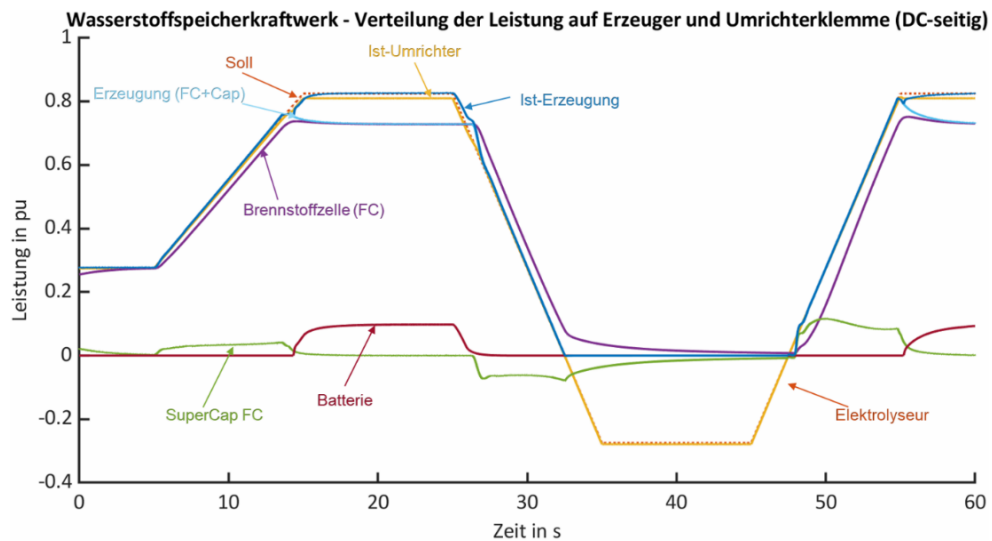


Abb. 4.15 Anteil an Leistung der einzelnen Komponenten zur Sollleistungsbereitstellung (einstufige Regelung)

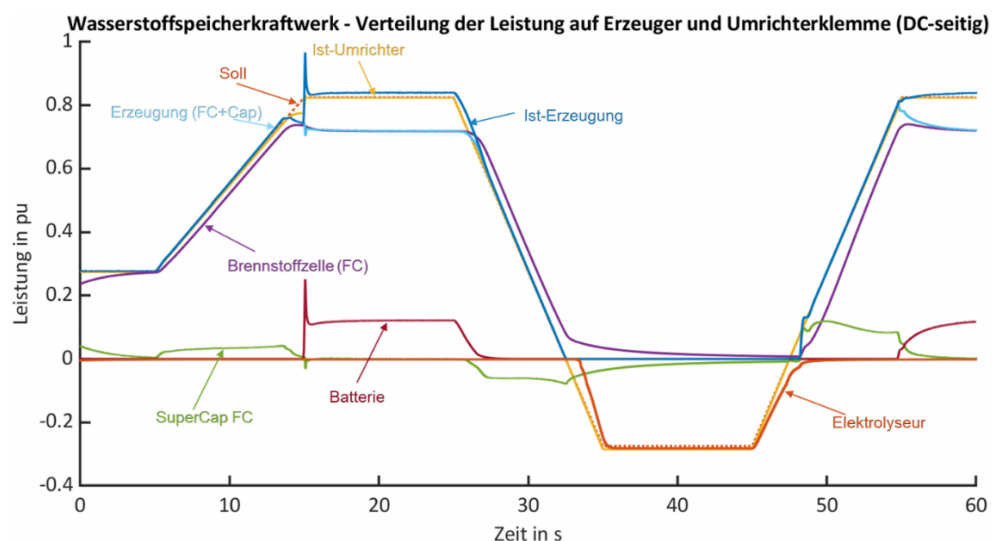


Abb. 4.16 Anteil an Leistung der einzelnen Komponenten zur Sollleistungsbereitstellung (zweistufige Regelung)

Abschließend lässt sich festhalten, dass das einstufige System eine größere Unabhängigkeit der Komponenten ermöglicht, ohne auf die jeweilige Dynamik der anderen Komponenten abgestimmt zu sein und somit im Zwischenkreis geringere Überschwinger und Unterschwinger der Spannung beim Einregeln auf den neuen Zustand verursacht.

4.2.4 Perspektiven

In den bisherigen Untersuchungen wurden die Modelle zwar dynamisch modelliert, jedoch ist nicht im Detail - da außerhalb des Projektrahmens - auf das Verhalten der Nebenaggregate eingegangen worden. Ebenso wurden das Startverhalten und die Selbsterhaltung vernachlässigt. Alle drei Aspekte wären jedoch wichtig mit Blick auf die Umsetzung und Realisierung von Wasserstoffspeicherkraftwerken.

4.3 Echtzeitbetrieb des H2-Systems

Für den Echtzeitbetrieb wurde das bereits in Kapitel 4.1 und Kapitel 4.2 erläuterte Kraftwerkssystem inklusive Regelung über die RT-Lab-Schnittstelle auf den Echtzeitsimulator der Firma OPAL-RT übertragen. Das Kraftwerkssystem wurde zunächst ohne einen Anschluss an einen Umrichter getestet und die Last am DC-Zwischenkreis durch eine Stromquelle emuliert. Für weitere Details der Echtzeitsimulation und Integration des Umrichtermodells der Universität Rostock wird auf Kapitel 7.5 und Kapitel 7.6 verwiesen.

5 Spannungseinprägende Umrichter (URO)

5.1 Aufbau des Modells

Zur Untersuchung und Bewertung der unterschiedlichen Regelungskonzepte wird ein Modell benötigt, welches einerseits möglichst viele Betriebs- und Netzfehlerzustände nachbilden kann, andererseits möglichst klein gehalten ist, um eine Überlagerung von unterschiedlichen Effekten (beispielsweise Oberwellen von netzfolgenden Erzeugern oder über Gleichrichter angebundene Lasten) zu vermeiden.

Es wird deshalb ein 3-Bus-System verwendet, welches in Abb. 5.1 gezeigt wird. Dieses Modell besteht aus 2 Umrichtern in der Funktion als Erzeuger, einer zuschaltbaren ohmsche Last und dem Netzanschlusspunkt v_g . Die Funktionen der Modellkomponenten werden in Tab. 5.1 aufgelistet. Das Modell kann bei Bedarf beliebig erweitert werden, zum Beispiel können weitere Lasten angeschlossen werden.

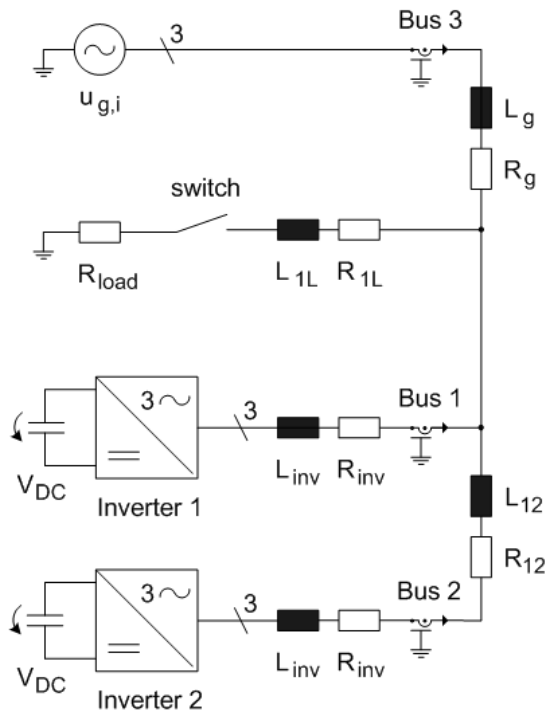


Abb. 5.1 Simulationsmodell

Tab. 5.1 Komponenten des Simulationsmodell und ihre Funktion

2 parallele Erzeuger	Wechselwirkungen und Resonanzen Stromübergabe im normalen Betriebsfall
zuschaltbare Last	Lastsprünge
Netzanschlusspunkt	Simulation von ein- oder mehrphasigen Netzfehlern

Es werden EMT Simulation in Matlab/Simulink durchgeführt mit einer festen Abtastrate von $2\mu s$. Als Bibliothek für die elektrischen Komponenten wird die Matlab Bibliothek Simscape verwendet.

Jede Erzeugungseinheit ist mit einem netzseitigen Umrichter an das Netz angebunden. Als Umrichter wird dabei ein klassischer 3-phasiger 2-Level Umrichter mit Spannungszwischenkreis verwendet, wobei keine Parallelschaltung mehrerer Umrichter pro Erzeugungseinheit vorgesehen ist. Als Modulation wird eine symmetrische Raumzeigermodulation verwendet. Es wird nur die Regelung des netzseitigen Umrichters betrachtet. Die Zwischenkreisspannung des Umrichters kann als konstant angenommen werden.

Der netzseitige Umrichter wird als ideal schaltend simuliert, d.h. die Ein- und Ausschaltvorgänge von IGBT und Diode werden als ideal angenommen. Die Ausgangsspannung ist mit 2kHz getaktet. Die notwendige Totzeit (Verriegelungszeit) beim Einschalten eines IGBT, um einen Kurzschluss in einer Halbbrücke zu verhindern, wird beachtet.

Zur Untersuchung der Stabilität von Umrichterregelungen ist es nicht zulässig, die Umrichterausgangsspannung als arithmetischen Mittelwert darzustellen (wie es beispielsweise in RMS Simulationen getan wird). Dies zeigte sich schon in Stabilitätsuntersuchungen mit der klassischen spannungsorientierten netzfolgenden Regelung (engl. Voltage Oriented Control: VOC) der netzseitigen Umrichter. Hier kam es zu Problemen mit Resonanzen zwischen den am Messpunkt auftretenden Oberwellen (aufgrund des Schaltverhaltens des Umrichters und dem Filter) und der Auslegung der Reglerparameter der Umrichterregelung (bei der VOC traten Resonanzen mit dem Stromregler auf). Solche Phänomene können nur erkannt werden, wenn die Umrichtertaktung beachtet wird.

Im Gegensatz dazu kann die Spannung am Netzanschlusspunkt v_g als ideale 3-phasige symmetrische sinusförmige Spannung mit einer festen Frequenz von 50Hz, einem definiertem Spannungszeigerwinkel von 0° und einer festen Außenleiterspannung von 690V dargestellt werden, da sie hauptsächlich dazu verwendet wird, definierte Netzfehlerszenarien abzubilden.

5.2 Das Regelungskonzept

Ziel der netzseitigen Umrichterregelung ist das genaue Einstellen der vorgegebenen Werte für Spannungsamplitude und Spannungszeigerwinkel (bezogen auf ein 3phasiges symmetrisches sinusförmiges Spannungssystem) am Bus unabhängig von anderen Erzeugern oder Verbrauchern. Die Sollwerte für Spannungsamplitude und Spannungszeigerwinkel werden vom Netzbetreiber bereitgestellt und sollen die gewünschten Leistungsflüsse im Netz erzeugen. Der Stromfluss ist dabei die Konsequenz der Winkel- und Amplitudendifferenz zwischen den Busknoten.

Es wurde sich für eine direkt spannungseinprägende Spannungsregelung ohne unterlagerte Stromregelung entschieden. Dabei gibt es separate Regelkreise für Spannungsamplitude und Spannungszeigerwinkel.

5.2.1 Regelung der Spannungsamplitude am Bus

Der Regelkreis für die Spannungsamplitude am Bus ist in Abb. 5.2 dargestellt. Um den Istwert zu bestimmen, wird die gemessene dreiphasige Spannung zunächst in das $\alpha\beta$ -Koordinatensystem transformiert und der Betrag des Spannungszeigers berechnet. Um die Regelung zu beschleunigen, wird der Sollwert der Spannungsamplitude zusätzlich als Vorsteuerwert benutzt. Für die Regelung selbst wird ein PI-Regler verwendet. Die Auslegung der Reglerparameter erfolgt abhängig von der Strecke, welche hier als L-Filter mit parasitärem ohmschen Anteil (vgl. Abb. 5.1) aufgebaut ist.

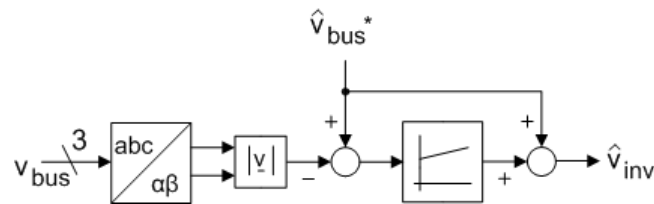


Abb. 5.2 Amplitudenregelung

5.2.2 Regelung des Spannungszeigerwinkels am Bus

Der Regelkreis für den Spannungszeigerwinkel Abb. 5.3 ähnelt stark der Struktur einer klassischen Synchronous-Reference-Frame-Phase-Locked-Loop. Jedoch wird hier nicht der Transformationswinkel der dq-Transformation geregelt um die q-Komponente zu Null zu führen, sondern über den Winkel am Umrichterausgang (φ_{inv}) die Spannung am Bus gedreht, so dass diese bei Transformation mit dem Sollspannungszeigerwinkel am Bus in Phase ist, d.h. die q-Komponente ist dann Null und die d-Komponente maximal.

Bei der Sollwertvorgabe muss beachtet werden, dass der Sollwert φ_{bus} nur die Differenz zu dem sich mit 50Hz drehenden Referenzzeiger darstellt. Um einen absoluten Winkelwert für die Transformation vorzugeben, muss daher zu φ_{bus} der Netzwinkel (Integration der Netzwinkelgeschwindigkeit, definiert auf $2\pi \cdot 50\text{Hz}$) addiert werden. Wie auch bei der Amplitudenregelung kann der Sollwert als Vorsteuerung benutzt werden, um die Dynamik der Regelung zu erhöhen.

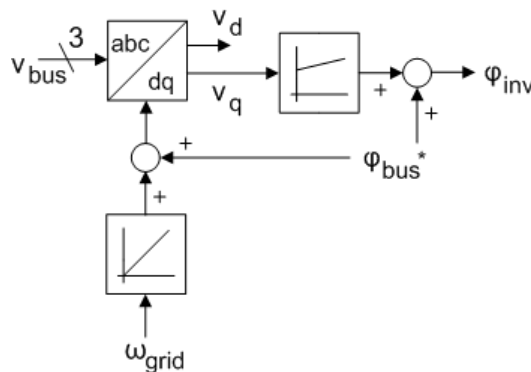


Abb. 5.3 Winkelregelung

5.2.3 Strombegrenzung

Im Gegensatz zu Synchrongeneratoren, die kurzzeitig ein Vielfaches ihres Nennstroms ausspeisen können, sind umrichterangebundene Erzeuger nur bedingt überstromfähig. Um die im Umrichter verbaute Leistungselektronik nicht zu zerstören, ist abhängig von der Auslegung der 1,2 fache bis 1,5 fache Nennstrom zulässig. Diese Werte können im Netzfehlerfall leicht überschritten werden.

Beispielhaft soll ein 30° Phasensprung der Netzspannung v_g untersucht werden, wie er typischerweise bei Redispatsch-Maßnahmen auftritt. Das unterschiedliche Verhalten zwischen einer klassischen stromeinprägenden netzfolgenden und einer spannungseinprägenden netzbildenden Umrichterregelung ist in Abb. 5.4 und Abb. 5.5 dargestellt. Das Zeigerbild im Zeitpunkt t ist für beide Regelungsarten gleich. Als Referenz dient in beiden Fällen der Netzspannungszeiger $\underline{v}_{g,t}$. Zur besseren Darstellbarkeit wird angenommen, dass die Netzimpedanz rein induktiv ist und nur Wirkleistung ins Netz eingespeist werden soll. Die netzfolgende Regelung stellt entsprechend einen Spannungszeiger am Umrichterausgang $\underline{v}_{inv,t}$ ein, der dem Netzspannungszeiger vorausseilt und etwas länger ist.

Da der Spannungsabfall über der Netzimpedanz $\underline{V}_{L,t}$ und der in Netz eingespeiste Strom $\underline{i}_{g,t}$ im rechten Winkel aufeinander stehen, sind Strom und Spannung im Netz nun wie gewünscht in Phase.

Springt der Netzspannungszeiger $\underline{v}_{g,t}$ zum Zeitpunkt $t+1$ um 30° auf $\underline{v}_{g,t+1}$, bestimmt die Regelung mittels PLL den neuen Referenzwinkel und stellt wiederum einen Spannungszeiger am Umrichterausgang $\underline{v}_{inv,t+1}$ ein, der dazu führt, dass der gewünschte Strom ins Netz eingespeist wird.

Die spannungseinprägende netzbildende Regelung in Abb. 5.5 bekommt vom Übertragungsnetzbetreiber die Sollwerte für Amplitude und Winkel vorgegeben um den gewünschten Strom bzw. Leistungsfluss zum Netz einzustellen. Das Zeigerbild zum Zeitpunkt t ist somit identisch zur stromeinprägenden netzfolgenden Regelung. Springt der Netzspannungszeiger $\underline{v}_{g,t}$ zum Zeitpunkt $t+1$ um 30° auf $\underline{v}_{g,t+1}$, bleibt der Spannungszeiger am Umrichterausgang $\underline{v}_{inv,t+1}$ jedoch konstant. Die Differenz der beiden Spannungszeiger ergibt den Spannungsabfall über der Netzinduktivität. Aus der Beziehung $v_L = j\omega L \cdot i_g$, wird ersichtlich, dass der Betrag des Stroms sich nun Vervielfacht hat und nicht mehr in Phase zur Netzspannung steht. Daher ist eine geeignete Strombegrenzung dringend notwendig um sowohl die Stabilität der Umrichterregelung als auch den Hardwareschutz zu gewährleisten.

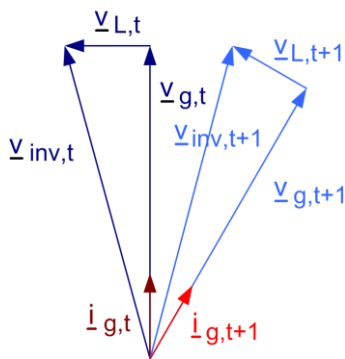


Abb. 5.4 netzfolgende Regelung

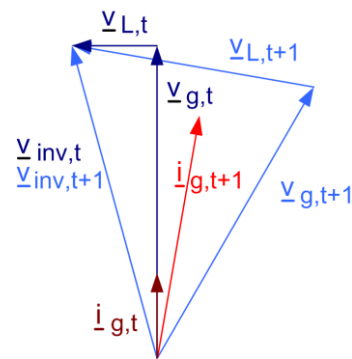


Abb. 5.5 netzbildende Regelung

Eine in der Literatur häufig zu findende Möglichkeit eine solche Strombegrenzung in spannungseinprägende Regelungskonzepte einzufügen besteht darin, eine unterlagerte Stromregelung hinzuzufügen. Ein Vorteil dieser kaskadierten Regelung, wäre die einfache Möglichkeit den Umrichterausgangsstrom im inneren Regler, dem Stromregler, zu begrenzen. Problematisch ist jedoch, dass für den stabilen Betrieb einer kaskadierten Regelung die innere Regelschleife immer schneller sein muss, als die äußere. Klassischerweise versucht man die Zeitkonstanten dabei ungefähr eine Dekade auseinander zu wählen. Bei Betrachtung der Regelstrecke (L-Filter in Abb. 5.1, in Realität meist LCL-Filter oder Filter höherer Ordnung) fällt jedoch auf, dass die Spannung sich aufgrund der kleinen bzw. fehlenden Kapazität sehr schnell bzw. sprunghaft ändert, sich der Strom jedoch aufgrund der Filter- bzw. Netzinduktivität langsamer ändert. Somit ist die Strecke nicht für eine kaskadierte Regelung geeignet, bei welcher die Stromregelung schneller sein muss als die Spannungsregelung. In der Literatur werden daher regelungstechnisch Tiefpassfilter eingesetzt, die sowohl Mess- als auch Sollwert der Busspannung verlangsamen. Dies führt zu einem unkontrollierbaren dynamischen Verhalten der Busspannung. Die Idee der unterlagerten Stromregelung wurde daher verworfen.

Eine zweite Möglichkeit ist eine parallele Strombegrenzung, die somit keinen Einfluss auf die Dynamik der gesamten Regelung hat. Das in Abb. 5.6 dargestellte Konzept wurde für die spannungseinprägende Regelung im winkeligeregelten Netz entworfen, kann jedoch auch für frequenzgeregelter Netz benutzt werden. Der Vorteil dieser Strombegrenzung ist, dass durch die Begrenzung im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem keine PLL benötigt wird. Dadurch ist

eine verzögerungsfreie Reduktion des Umrichterausgangsstroms auf den definierten maximalen Stromwert $i_{inv,max}$ möglich.

Die Strombegrenzung wird aktiviert, wenn der Umrichterausgangsstrom $i_{inv,max}$ überschreitet. Der gemessene Strom wird in das $\alpha\beta$ -Koordinatensystem transformiert, mit dem Überstromwert multipliziert und mit dem Verstärkungsfaktor eines P-Reglers multipliziert. Daher sind $v_{\alpha,lim}$ und $v_{\beta,lim}$ nichtlinear. Diese Art der Strombegrenzung bietet keine Möglichkeit zur Priorisierung von Wirk- oder Blindstrom.

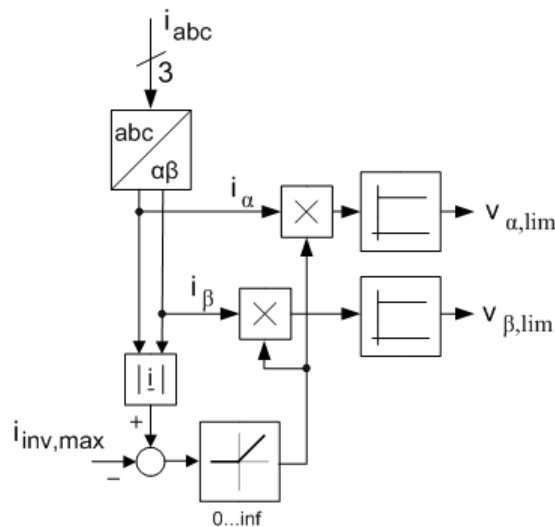


Abb. 5.6 Strombegrenzung

Zur Reduzierung des Stroms bei normalem Netzbetrieb auf den Nennwert (oder eine definierte Stromgrenze unterhalb des Maximalstroms $i_{inv,max}$ zum Hardwarechutz), wie z.B. bei zunehmender Last, wird eine Vorsteuerung implementiert. Diese reduziert den Sollwert für den Winkel (außerdem Anpassung der Ampiltude entsprechend der Regelstrecke), so dass sich der Strom aufgrund der geringeren Spannungsdifferenz reduziert (vgl. Abb. 5.5).

5.2.4 Gegensystemregelung

Unsymmetrische Netzfehler führen zu unsymmetrischen Strömen am Bus und die Belastung der Leistungshalbleiter des Umrichters ist ebenfalls unsymmetrisch. Um eine Symmetrierung der Busströme zu erreichen, kann bei Bedarf eine Gegensystemregelung für den Strom hinzugefügt werden (Abb. 5.7). Die Sollwerte für die Gegensystemströme i_d^- und i_q^- sind Null. Daher sind sie in Abb. 5.7 nicht dargestellt. Die gewünschten Ströme des Mitsystems führen zu Oszillationen mit 2ω auf dem Gegensystem. Daher werden die gemessenen Gegensystemströme mit einem Notchfilter, welcher auf 2ω abgestimmt ist, gefiltert.

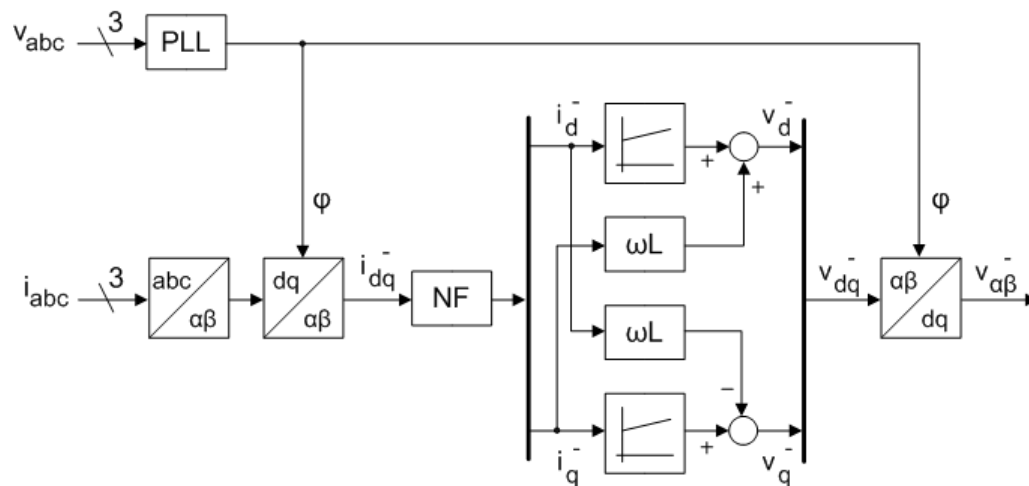


Abb. 5.7 Gegensystemregelung

5.2.5 Raumzeigermodulation

Eine symmetrische Raumzeigermodulation mit einer Schaltfrequenz von 2kHz erzeugt die Schaltsignale für den Umrichter.

Dazu werden die Ausgangsgrößen aus dem Amplituden- und Winkelregler zunächst in das $\alpha\beta$ -Koordinatensystem überführt, wobei die definierte Netzfrequenz von 50Hz beachtet werden muss. Die Signale der Strombegrenzung werden abgezogen und die Signale der Gegensystemregelung addiert (Abb. 5.8).

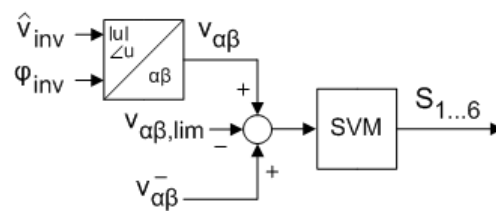


Abb. 5.8 Addition aller Steuersignale

5.3 Simulationsergebnisse

Für die folgenden Simulationen wurde das Modell aus Abb. 5.1 mit den elektrischen Parametern aus Tab. 5.2 verwendet. Die Netzimpedanz Z_g ist fünfmal so groß wie die Filterimpedanz Z_{inv} der Umrichter. Der Einfachheit halber wurden die Leitungsimpedanzen Z_{12} und Z_{1L} genauso groß wie Z_{inv} gewählt.

Tab. 5.2 elektrische Parameter

V_{DC}	1100V
L_g	185,76 μ H
R_g	11,7m Ω
L_{inv}	37,15 μ H
R_{inv}	2,3m Ω
L_{12}	37,15 μ H
R_{12}	2,3m Ω
L_{1L}	37,15 μ H
R_{1L}	2,3m Ω
$i_{inv,max1}$	5000A
$i_{inv,max2}$	inf

5.3.1 Lastsprünge

Ein Lastsprung beeinflusst den Umrichterausgangsstrom. Wie zuvor beschrieben liefert die Erzeugungsanlage, mit der geringsten Netzimpedanz zur Last die meiste Leistung. Um einen Lastsprung zu simulieren, ist der Schalter in Abb. 5.1 geschlossen und der dreiphasige Lastwiderstand springt bei $t=0,1$ s von 1Ω auf $10m\Omega$.

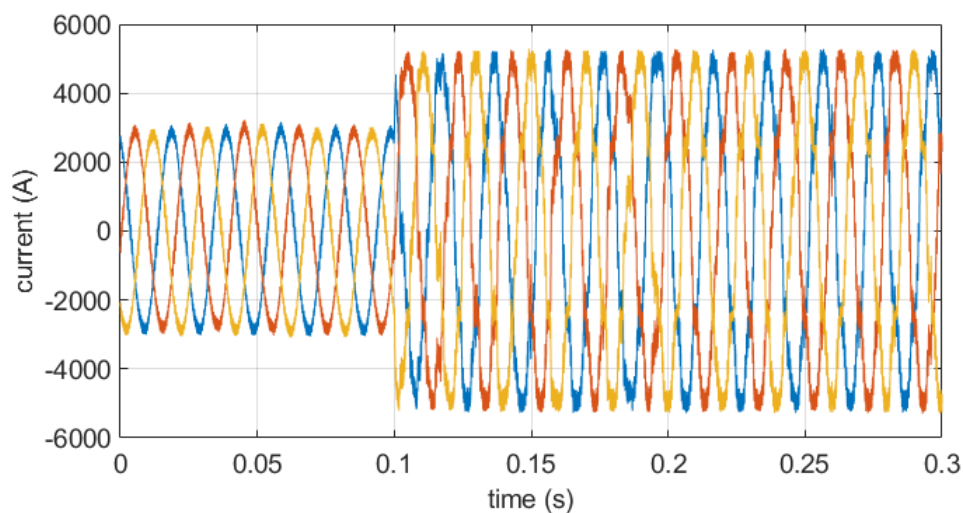


Abb. 5.9 Strom an Bus 1 nach einem Lastsprung

Da der Umrichter 1 die geringere Leitungsimpedanz bis zur Last aufweist, übernimmt er den Strom. Jedoch erreicht Umrichter seine Stromgrenze und beginnt deshalb seinen Ausgangsspannungswinkel zu rotieren und auch die Amplitude der Spannung anzupassen, um weiterhin Wirkstrom einzuspeisen. Nun übernimmt auch Umrichter

2 einen Teil des Laststroms. Da Umrichter 2 in dieser Simulation keine Strombegrenzung hat, kann er den gesamten Strom tragen.

Abb. 5.9 zeigt den Strom von Umrichter 1, welcher auf 5000A begrenzt ist. Aufgrund dieser Begrenzung verringern sich der Winkel (Abb. 5.10) und die Amplitude an Bus 1 (Abb. 5.11).

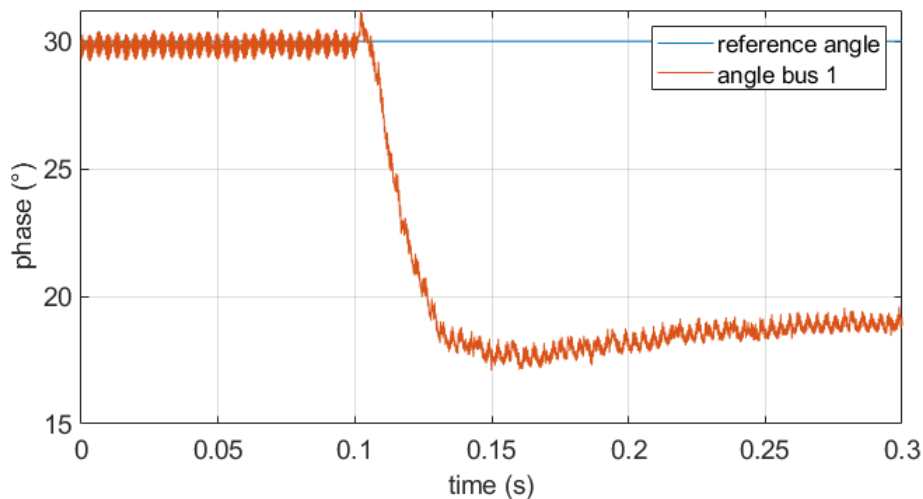


Abb. 5.10 Spannungszeigerwinkel an Bus 1 nach einem Lastsprung

Das Verhältnis, in welchem sich Winkel und Amplitude verändern, hängt von der Lastcharakteristik und der Netzimpedanz ab. Wobei eine ohmsche Last hauptsächlich zu einer Verringerung der Amplitude und eine induktive Last zu einer Verringerung des Winkels führen.

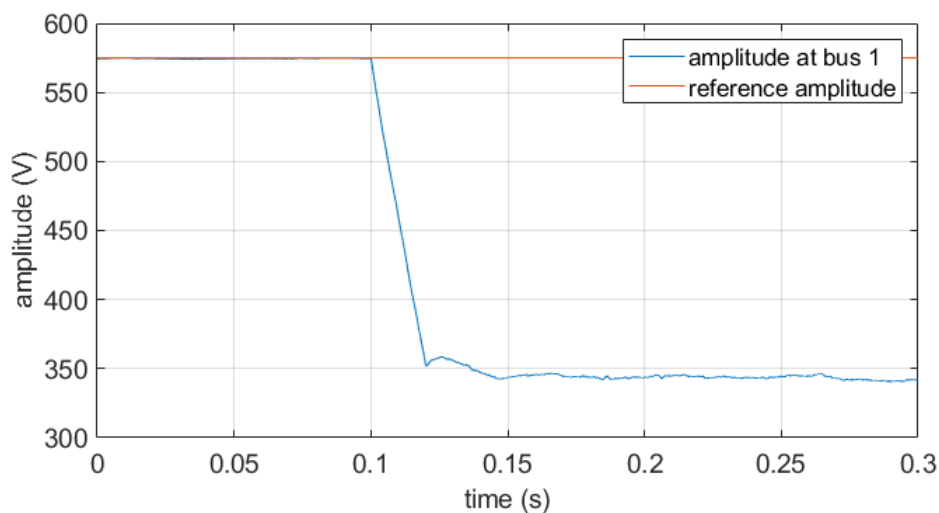


Abb. 5.11 Amplitude der Spannung an Bus 1 nach einem Lastsprung

Der Strom an Bus 2 ist in Abb. 5.12 dargestellt. Der Umrichter 2 hat keine Strombegrenzung, somit ist er theoretisch in der Lage seinen Winkel an Bus 2 zu halten (Abb. 5.13). Da jedoch die Spannung an Bus 2 eine Superposition aus der Netzspannung, der Spannung an Bus 1 und der Ausgangsspannung von Umrichter 2 ist, führt jede Änderung an Bus 1 zu einer Störung an Bus 2, die dann ausgeglichen wird.

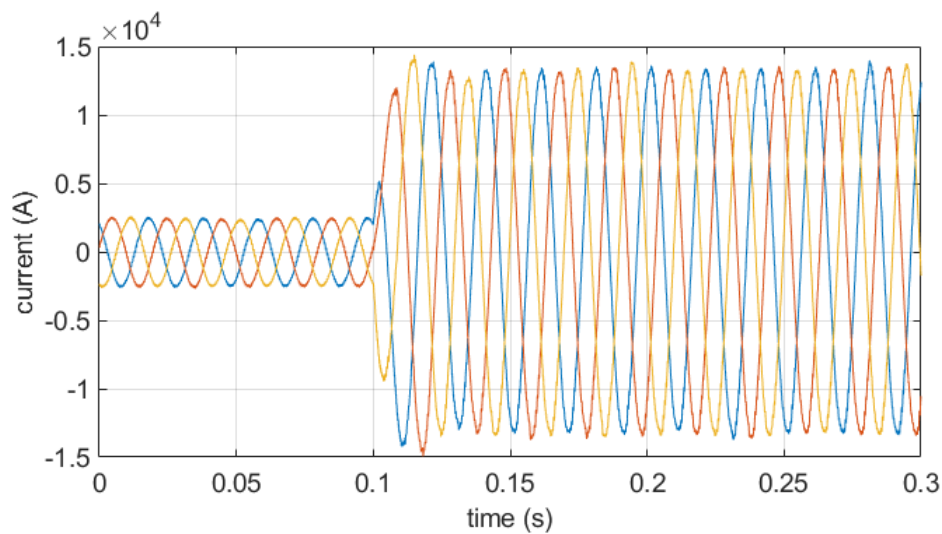


Abb. 5.12 Strom an Bus 2 nach einem Lastsprung

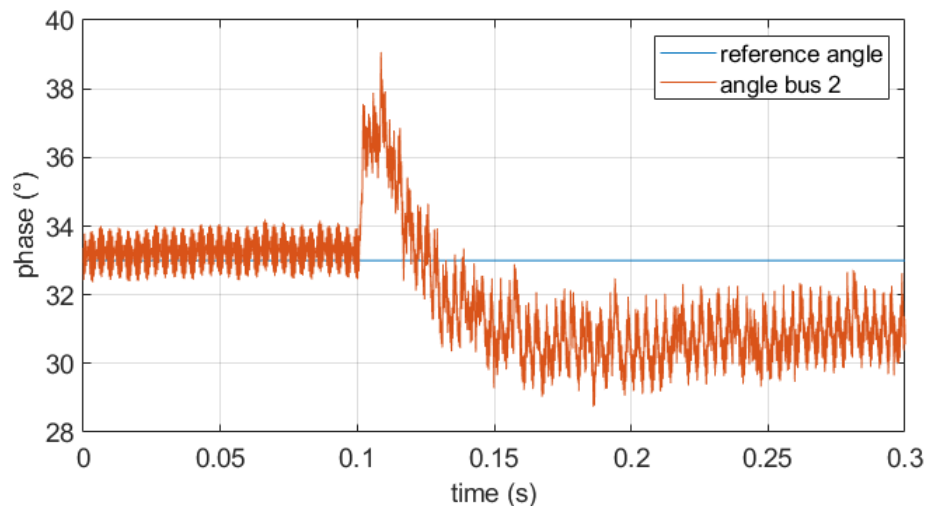


Abb. 5.13 Spannungszeigerwinkel an Bus 2 nach einem Lastsprung

5.3.2 Symmetrische Netzfehler

5.3.2.1 Spannungseinbruch

Es wurde ein dreiphasiger Spannungseinbruch simuliert, dabei sank die Netzspannung zum Zeitpunkt $t=0,1\text{s}$ auf 10% ihres Nennwertes ab (Abb. 5.14). Da Umrichter 1 elektrisch näher am Fehler ist, wird er am stärksten beeinflusst. Der Ausgangsstrom von Umrichter 1 erreicht seinen Maximalwert, welcher noch immer auf 5000A gesetzt ist (Abb. 5.15). Daher ist Umrichter 1 nicht in der Lage seine Sollwerte für den Spannungszeiger an Bus 1 zu halten (Abb. 5.16 und Abb. 5.17). Der Einfluss auf den Ausgangsstrom von Umrichter 2 ist wesentlich geringer, der Strom steigt nur leicht an (Abb. 5.18). Der Spannungseinbruch führt zu einer geringfügigen, kurzzeitigen Störung der Spannung am Bus 2, welche ausgegelt werden muss.

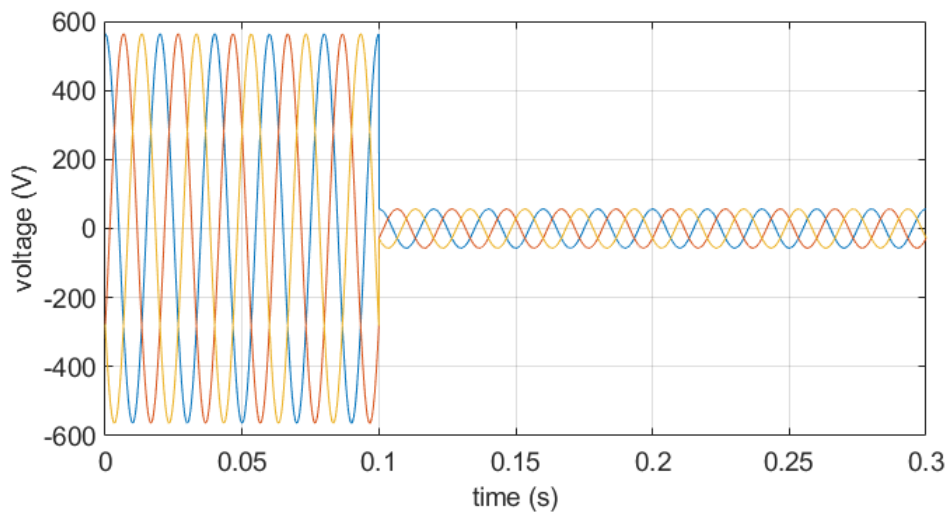


Abb. 5.14 Einbruch der Netzspannung auf 10%

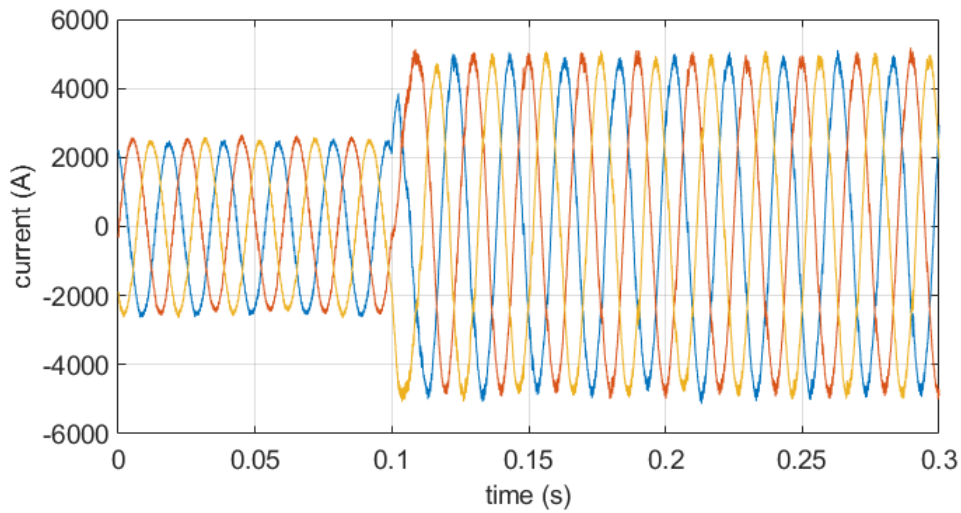


Abb. 5.15 Strom an Bus 1 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%

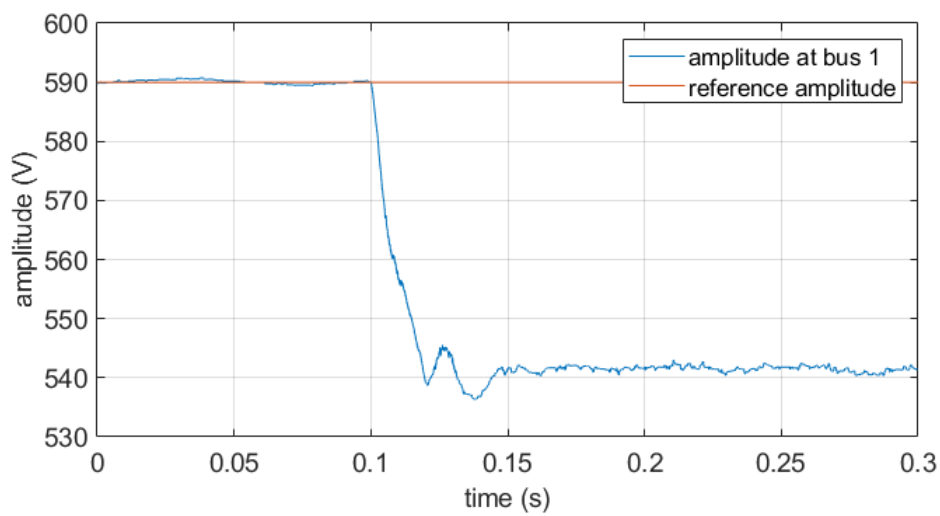


Abb. 5.16 Amplitude der Spannung an Bus 1 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%

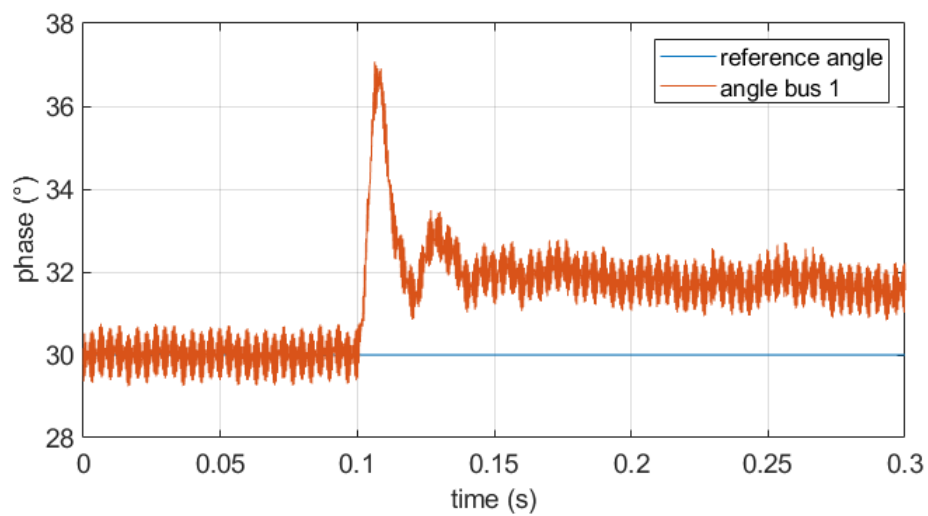


Abb. 5.17 Spannungszeigerwinkel an Bus 1 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%

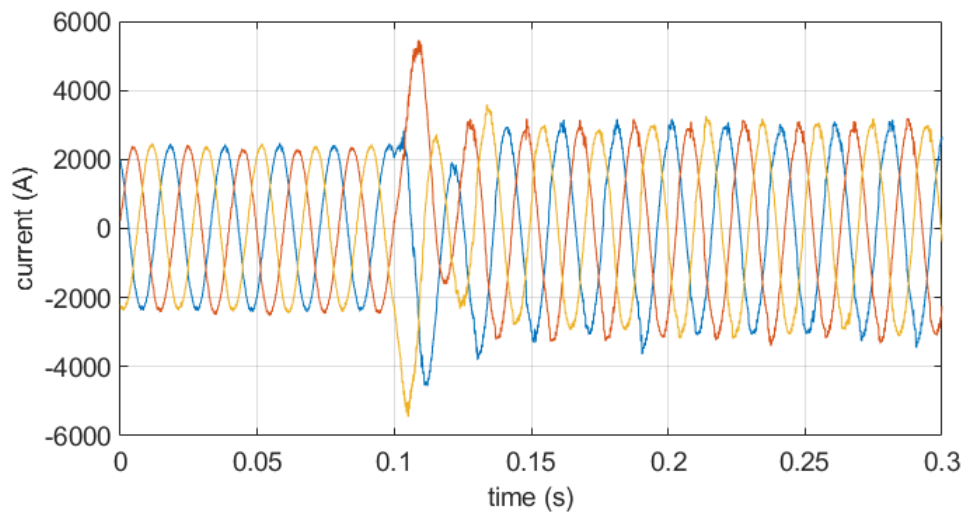


Abb. 5.18 Strom an Bus 2 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%

5.3.2.2 Phasensprung

Ein dreiphasiger symmetrischer Phasensprung ist in Abb. 5.19 dargestellt. Die Phase der Netzspannung spring zum Zeitpunkt $t=0,1\text{s}$ von 0° auf -60° , was zu einer sehr großen Winkeldifferenz bezogen auf die Busspannungen führt (die Sollwerte für die Spannungzeigerwinkel sind weiterhin wie folgt eingestellt: $\varphi_{\text{Bus1}} = 30^\circ$ und $\varphi_{\text{Bus2}} = 33^\circ$).

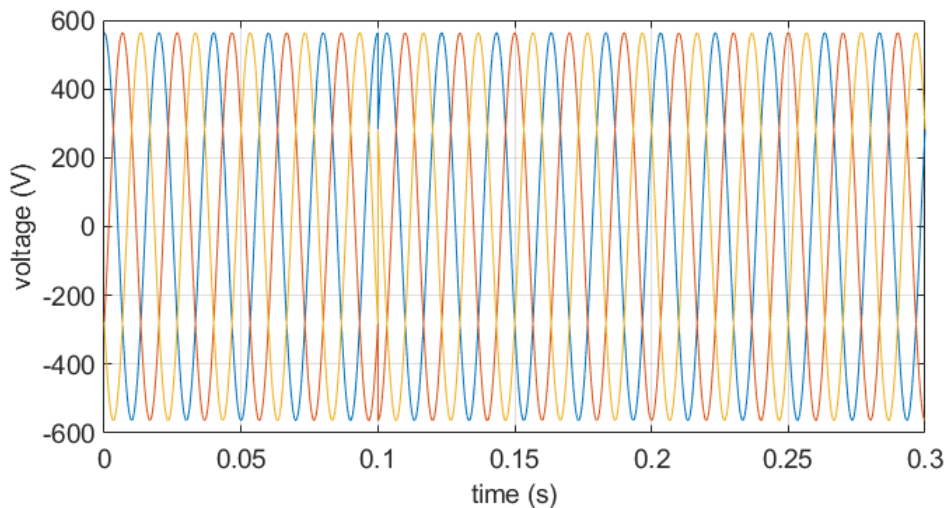


Abb. 5.19 Netzspannung nach Phasensprung

Abb. 5.20 und Abb. 5.21 zeigen, dass der Strom aufgrund der Winkeldifferenz sprunghaft ansteigt. Wiederum wird Umrichter 1, als der elektrisch nähere, stärker beeinflusst als Umrichter 2.

Obwohl zwischen Netz und Umrichter 1 eine Winkeldifferenz von 90° und zu Umrichter 2 sogar eine Winkeldifferenz von 93° vorliegt, ist das System stabil. Klassische netzfolgende Regelungen werden bei Winkeldifferenzen ab 90° instabil.

Nach Zuschalten der Strombegrenzung (und der Gegensystemregelung) wird der Strom von Umrichter 1 sofort auf den maximalen Ausgangsstrom begrenzt (Abb. 5.22) und Umrichter 2 übernimmt den Strom (Abb. 5.23).

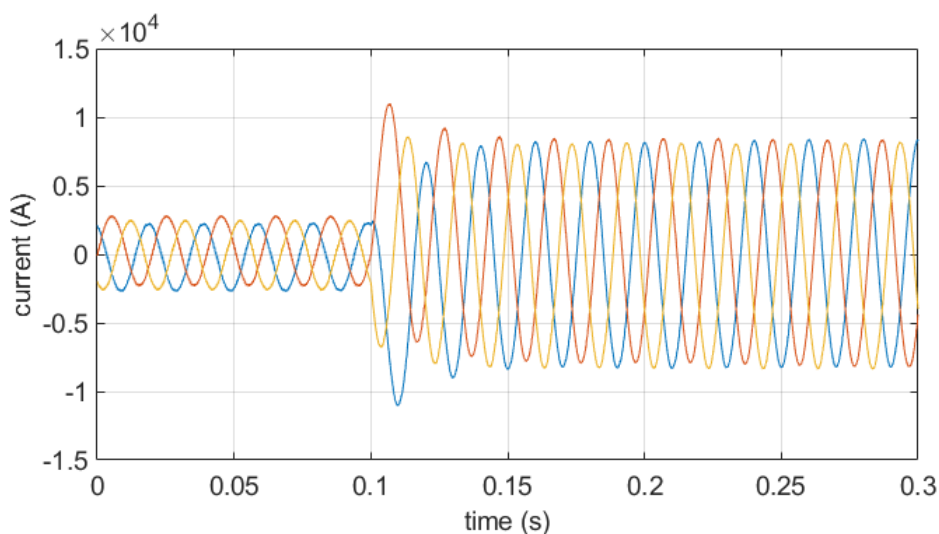


Abb. 5.20 Strom an Bus 1 nach Phasensprung ohne Strombegrenzung und Gegensystemregelung

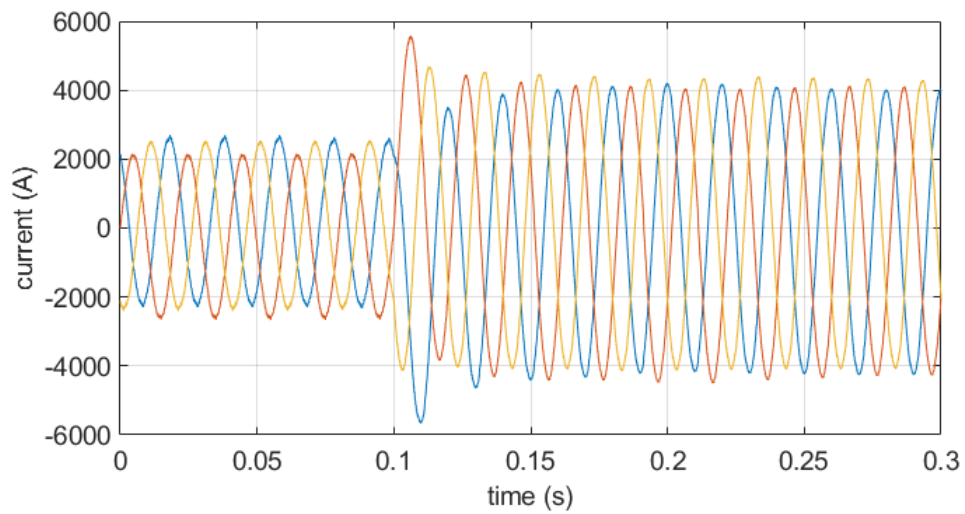


Abb. 5.21 Strom an Bus 2 nach Phasensprung ohne Strombegrenzung und Gegensystemregelung

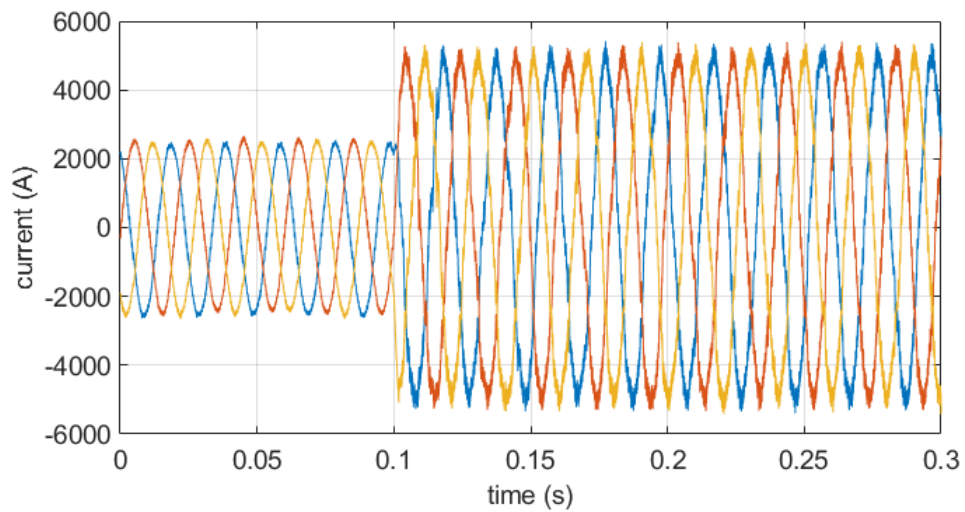


Abb. 5.22 Strom an Bus 1 nach Phasensprung

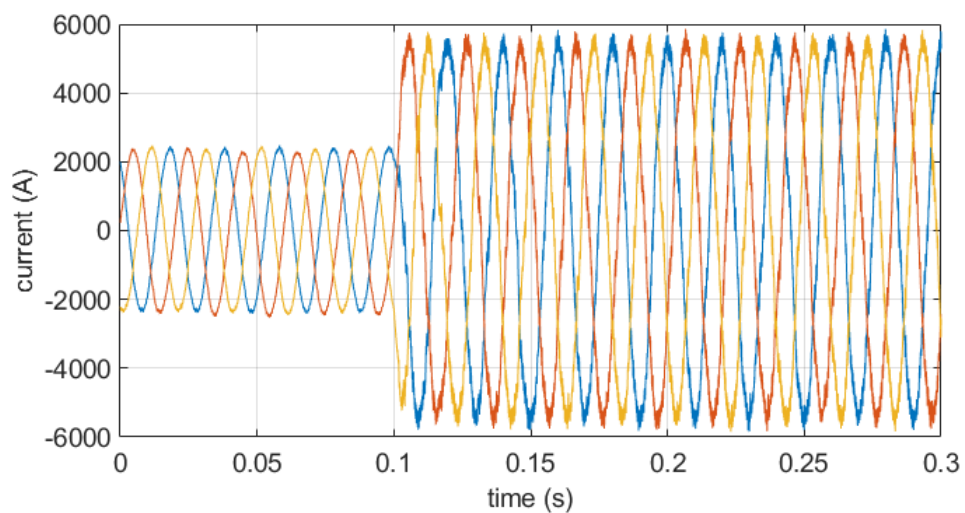


Abb. 5.23 Strom an Bus 1 nach Phasensprung

5.3.3 Unsymmetrische Netzfehler

Ein Spannungseinbruch der Phase a der Netzspannung zum Zeitpunkt $t=0,1$ s von 1pu auf 0,1pu ist in Abb. 5.24 dargestellt. Unsymmetrische Netzfehler führen zu unsymmetrischen Busströmen (Abb. 5.25). Zur Symmetrierung der Busströme wurde die bereits erklärte Gegensystemregelung hinzugefügt. Die Ausregelzeit hängt dabei von der gewählten Verstärkung des benutzten PI Reglers ab. Der Strom an Bus 1 mit Gegensystemregelung ist in Abb. 5.26 dargestellt. Die Strombegrenzung greift in dieser Simulation nicht, da der maximale Ausgangsstrom nicht überschritten wird.

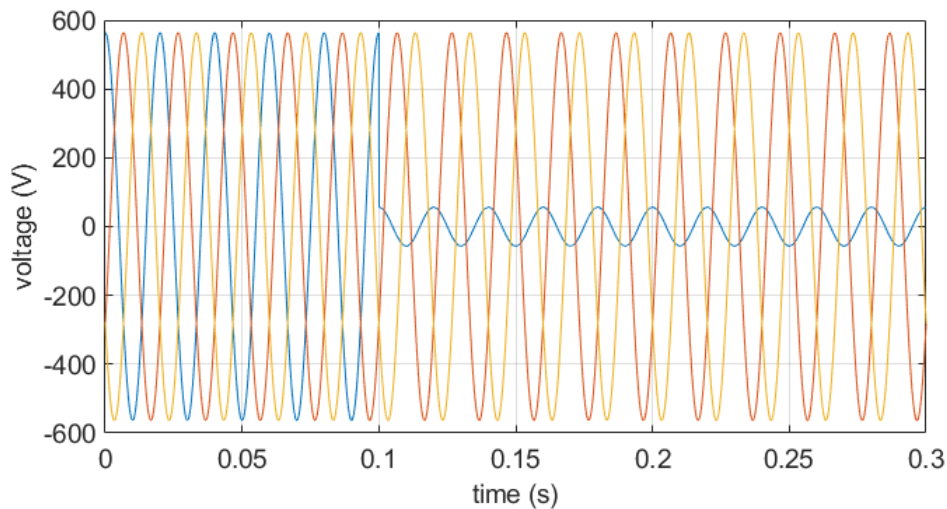


Abb. 5.24 Unsymmetrischer Netzfehler

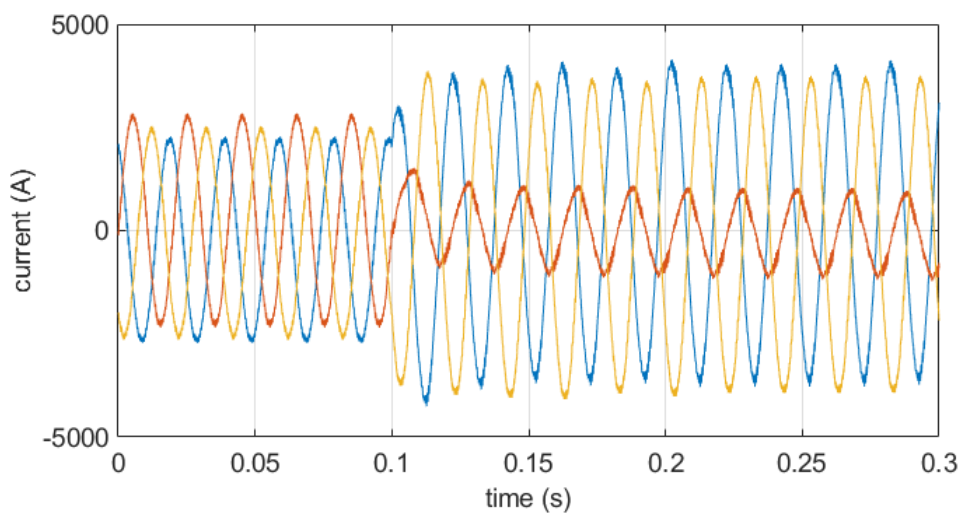


Abb. 5.25 Strom an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler ohne Gegensystemregelung

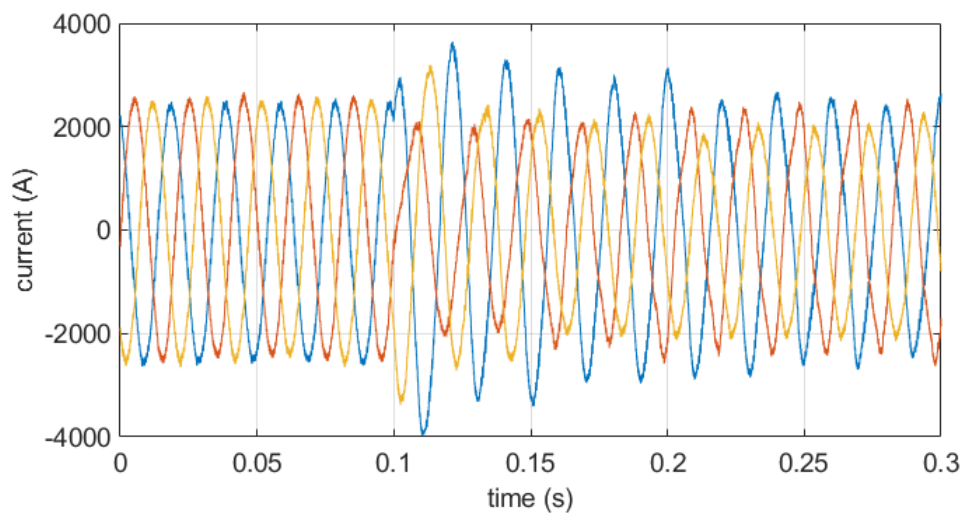


Abb. 5.26 Strom an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler

Um symmetrische Ströme einzuspeisen ist es notwendig, an Bus 1 und 2 eine unsymmetrische, der Netzspannung angepasste, Spannung zu erzeugen. Die durch die Gegensystemregelung erzeugten Werte für Amplitude und Winkel an Bus 1 sind in Abb. 5.27, Abb. 5.28, Abb. 5.29 und Abb. 5.30 dargestellt.

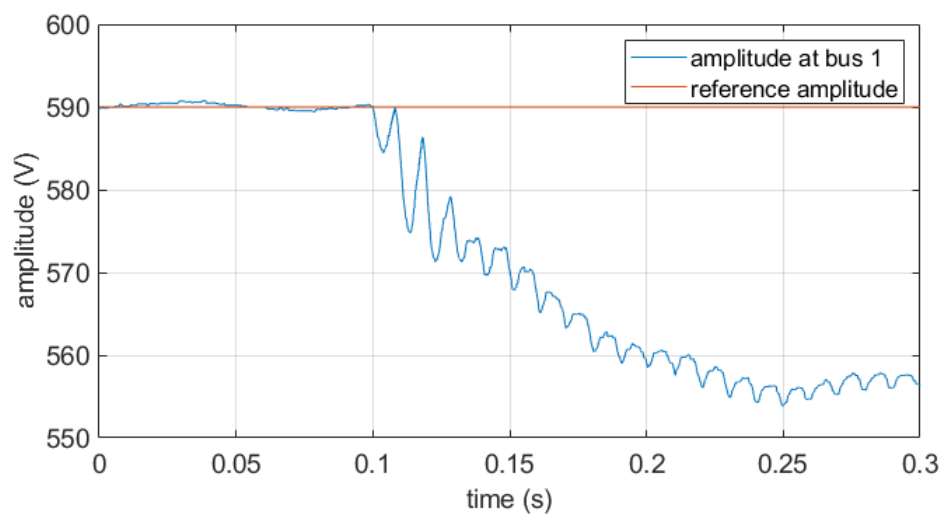


Abb. 5.27 Amplitude der Spannung an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler

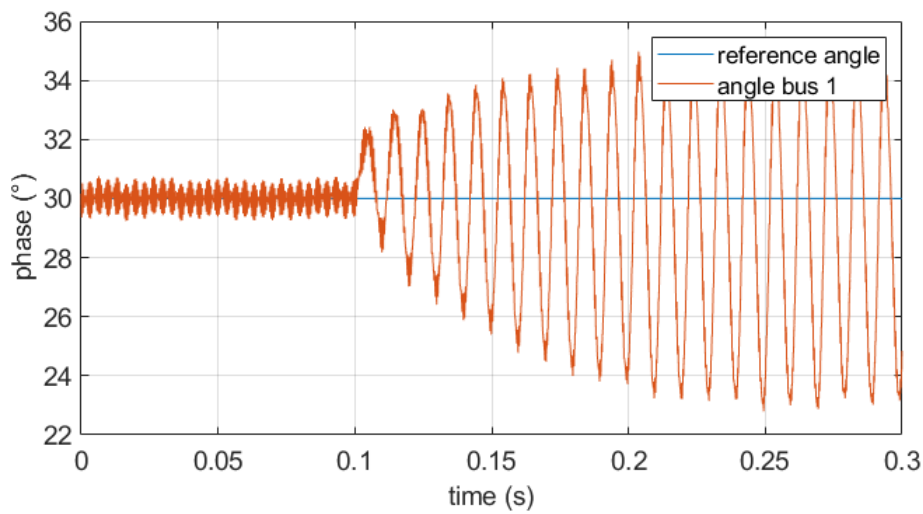


Abb. 5.28 Spannungszeigerwinkel an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler

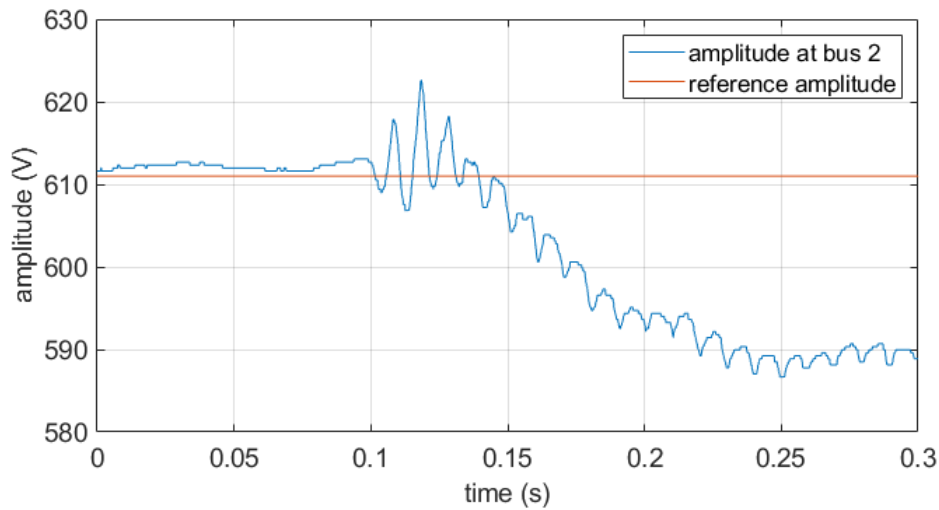


Abb. 5.29 Amplitude der Spannung an Bus 2 nach unsymmetrischem Netzfehler

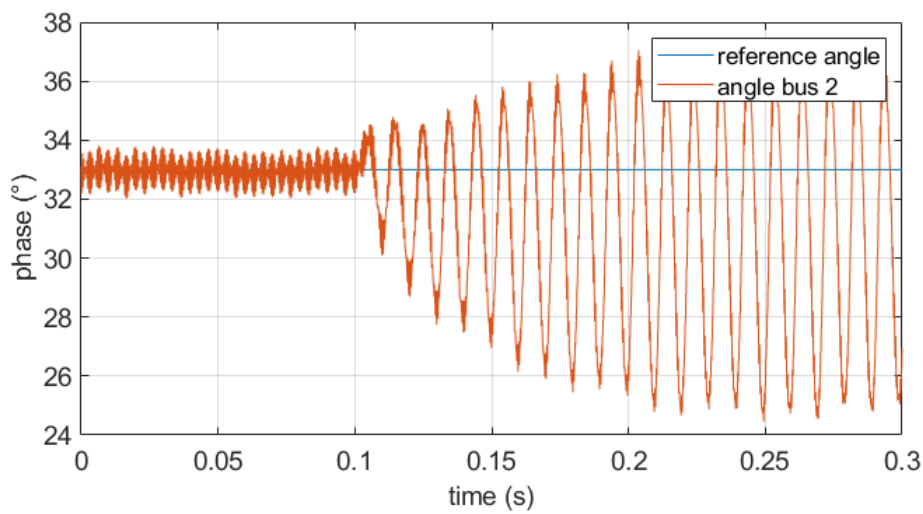


Abb. 5.30 Spannungszeigerwinkel an Bus 2 nach unsymmetrischem Netzfehler

5.4 Stabilität

Die Untersuchung der Stabilität der Regelung Umrichterregelung hängt von der Definition des Systems ab.

5.4.1 Stabilität der Umrichterregelung

Betrachtet man das Teilsystem (Abb. 5.31) bestehend aus Umrichter ohmsch-induktiver Netzimpedanz und Spannungsmessung an Bus 1, so ist das System stabil, wenn die Verstärkungsfaktoren für die Regleranteile (PI-Regler mit proportionalem und integralem Anteil) sowohl für die Amplitudenregelung als auch für Winkelregelung (vgl. Abb. 5.2 und Abb. 5.3) positiv gewählt werden.

Da der Spannungsabfall über der Induktivität senkrecht auf der Busspannung steht (vgl. Abb. 5.5) kommt es zu einer Verkopplung zwischen Amplituden- und Winkelregelung. Da der Betrag des Spannungsabfalls über der Induktivität bezogen auf die Amplitude der Busspannung klein ist, kann eine Winkeländerung als Störung für die Amplitudenregelung und eine Amplitudenänderung als Störung für die Winkelregelung angesehen werden. Somit ist es möglich, beide Regler auch ohne Entkopplung getrennt voneinander zu betrachten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Dynamik beider Regelkreise in etwa gleich eingestellt werden muss (über die Wahl der Verstärkungsfaktoren).

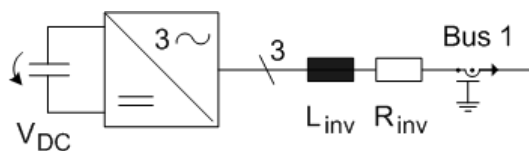


Abb. 5.31 Teilsystem Umrichter

Desweiteren muss beachtet werden, dass die Umrichterausgangsspannung getaktet ist. Der arithmetische Mittelwert über eine Schaltperiode entspricht dabei dem vorgegebenen Raumzeiger. Auch die am Bus gemessene Spannung weist Oberwellen im Bereich der Schaltfrequenz (und Vielfachen der Schaltfrequenz) auf. Daher ist es sinnvoll eine Mittelung der Messwerte über eine Schaltperiode vorzunehmen. Dies ist unkritisch sofern die Frequenz der betrachteten Grundwelle (definiert als 50Hz) und die Schaltfrequenz (in der Simulation 2kHz) um mindestens eine Dekade auseinanderliegen.

Ein weiteres Augenmerk ist auf die Zwischenkreisspannungsregelung zu legen. Bei netzbildenden Umrichterregelungen wird die Zwischenkreisspannung nicht durch den netzseitigen Umrichter geregelt. Eine stabile Zwischenkreisspannung ist Voraussetzung für eine stabile netzseitige Umrichterregelung. Sie kann durch eine schnelle generatorseitige Regelung (z.B. bei Windenergieanlagen) oder durch hochdynamische Speicher (z.B. Supercaps der H2-Struktur) sichergestellt werden.

5.4.2 Stabilität des Gesamtsystems

Um Netzstabilität zu gewährleisten wird im frequenzbasierten Netz der Lastabwurf genutzt um Unterfrequenz entgegen zu wirken. Im winkelbasierten Netz kann die konstante Frequenz (z.B. definiert 50Hz) nur solange aufrechterhalten werden, wie Erzeugungsanlagen in der Lage sind die von den Verbrauchern geforderte Leistung bereitzustellen.

Erhöht ein Verbraucher seine aufgenommene Leistung, muss diese von der elektrisch am nächsten gelegenen Erzeugungsanlage erbracht werden. Gelangt diese Erzeugungsanlagen dabei an ihre Strombegrenzung, dreht sie ihren Winkel in Richtung Netzzeiger und ändern auch die Amplitude des gestellten Umrichterzeigers, so dass der maximal zulässigen Strom ins Netz einspeist wird. Reicht die Leistung nicht um den Bedarf des Verbrauchers zu

decken, helfen die benachbarten Erzeugungsanlagen. Erreichen auch diese ihre Strombegrenzung, drehen sie ihre Spannungszeiger. Der „Fehler“ pflanzt sich entsprechend trichterförmig fort.

Würden alle Erzeugungsanlagen im Netz ihren Zeiger drehen, da sie auch in Summe nicht die geforderte Leistung erbringen können, beginnt der gemeinsame Netzwinkel zu rotieren. Dies entspricht einer immer kleiner werdenden Frequenz im frequenzbasierten Netz. Dieser Vorgang wäre nicht aufzuhalten und würde in einem Blackout enden. Daher ist für die Gewährleistung der Stabilität des Gesamtsystems zwangsweise auch ein Konzept für den Lastabwurf notwendig.

Dazu wurde ein Modell entworfen, welches aus der winkelgeregelten spannungseinprägenden Erzeugungsanlage, einer spannungsfolgenden stromeinprägenden Erzeugungsanlage und einer leistungsvariablen Last besteht. Als Lasttypen wurden eine ohmsch-induktive Last, eine Last mit konstanter Stromaufnahme hinter einem Gleichrichter (gewählt wurde eine B12-Brücke um Oberschwingungen im Netz zu reduzieren) und eine umrichterangebundene geregelte Last untersucht. Die stromeinprägende Erzeugungsanlage reduzierte zum Zeitpunkt $t=0$ ihre Einspeisung ins Netz so stark, dass die winkelgeregelte spannungseinprägende Erzeugungsanlage ihren Spannungszeiger aufgrund von Überstrom nicht mehr halten kann. Abhängig von der Lastart passt die Erzeugungsanlage den Winkel und die Amplitude ihrer Ausgangsspannung an. Die Spannungsamplitude und die Netzfrequenz wurden an der Last gemessen.

Dabei zeigte sich für ohmsch-induktive Lasten, dass sich ein neuer, stabiler Arbeitspunkt mit geringerer Spannungsamplitude einstellt, die Last reduziert somit ihre Leistungsaufnahme. Ein Lastabwurf ist zeitlich unkritisch. Nach Lastabwurf (ein Teil der ohmsch-induktiven Last wird vom Netz getrennt), kehrt der Spannungszeiger der winkelgeregelten spannungseinprägenden Erzeugungsanlage wieder auf seine Sollwerte zurück. Um ein Überspringen der Umrichterregelung zu reduzieren, wurde sowohl dem Winkel- als Amplitudenregler ein Anti-Windup hinzugefügt.

Ähnliches Verhalten zeigt die Last hinter dem Gleichrichter, wobei hier auch kurzzeitig eine Unterfrequenz gemessen wurde. Das System fängt sich in einem neuen stabilen Arbeitspunkt und ein Lastabwurf führt zur Rückkehr zu den Sollwerten.

Problematisch ist das Verhalten, wenn die Last ausschließlich aus geregelten Umrichterlasten besteht. Da diese sich auf den Spannungszeiger der Erzeugungsanlage synchronisieren, folgen sie diesem auch, wenn dieser sich aufgrund von Überstrom versucht zu verdrehen. Die Erzeugungsanlage kann ihren Strom nicht vollständig begrenzen, es folgt eine Notabschaltung der Erzeugungsanlage.

Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass es nicht zulässig ist, in einem Netz (wahrscheinlich auch in einem elektrisch weit entfernten Teilnetz) als einzige Verbraucherart geregelte Umrichterlasten ohne Kommunikation mit Erzeugungsanlage zu betreiben. Genauere Untersuchungen zum erlaubten Lastverhältnis müssen Bestandteil weiterer Untersuchungen sein.

Desweiteren muss beim Erkennen des Lastabwurfs zwischen dem Fall von zu wenig Erzeugungskapazität im Netz und geplanten Winkelsprüngen zur Änderung des Leistungsflusses unterschieden werden. Bekommt die Erzeugungsanlage beispielsweise den Befehl ihren Winkel um $+30^\circ$ zu drehen (eine typische Winkeländerung bei Leitungsumschaltung) und führt sie diesen sprunghaft aus, ist im oben beschriebenen Simulationsszenario an der Last eine Frequenzabweichung von $+1\text{Hz}$ zu 50Hz für 200ms messbar. Normalerweise würde dies einen Lastabwurf provozieren. Um dies zu vermeiden, ohne den Lastabwurf im Bedarfsfall künstlich zu verlangsamen, muss jede geplante Winkeländerung rampenförmig durchgeführt werden. Eine langsame Winkeländerung führt zu einer wesentlich kleineren gemessenen Frequenzabweichung.

In Absprache mit den Projektpartnern wurde deshalb definiert, dass Sollwertänderungen des Winkels nicht sprunghaft durchgeführt werden dürfen, sondern maximal mit einer Änderungsgeschwindigkeit von 30°pro Sekunde.

6 Transformationspfad (AMP)

Das kontinentaleuropäische Verbundsystem ist über Jahrzehnte gewachsen und wurde lange von den physikalischen Eigenschaften der Synchrongeneratoren großer Kraftwerke dominiert. Daher ist der heutige Netzbetrieb mit Leistungsfrequenzregelung stark von diesen Eigenschaften und den jahrzehntelangen Erfahrungen mit einem parallelbetrieb von Synchrongeneratoren geprägt. Zudem werden auch in mittelfristiger Zukunft noch große Teile des Verbundsystems von Synchrongeneratoren dominiert, z.B. der Kernkraftwerke in Frankreich, während in anderen Netzregionen schon heute Situationen mit fast ausschließlich Leistungselektronischer Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur mit netzfolgender Regelung existieren. Ein potenzieller Übergang hin zur Spannungswinkelregelung kann also nur in einem kontinuierlichen Prozess funktionieren, in dem, zumindest zeitweise, ein parallelbetrieb Betrieb beider Systeme sichergestellt wird. Dieser parallelbetrieb muss sowohl für Einzelanlagen mit Spannungswinkelregelung als auch mit einer hohen Durchdringung dieser Anlagen und einer ggf. sehr heterogenen Durchmischung möglich sein. Im Folgenden werden die Perspektiven Netzbetrieb und Netzleittechnik mit RMS-Simulationen des im Kapitel Netzmodelle definierten Testnetzes diskutiert. Im Unterkapitel Perspektive Umrichter werden die Anforderungen an den Umrichter bzw. die netzbildende Umrichterterregelung diskutiert und EMT-Simulationen durchgeführt. Die Einordnung des Technologiestands und möglicher Entwicklungen der Speichereinheit findet im Unterkapitel Perspektive Speichereinheit statt.

6.1 Perspektive Netzbetrieb & Netzleittechnik

Zur Analyse des Parallelbetriebs von Leistungs-Frequenzregelung und Einheiten mit Spannungswinkelregelung werden die Phasen in Abb. 6.1 definiert in denen schrittweise die Durchdringung von spannungswinkelgeregelten Einheiten erhöht wird. Ausgehend vom heutigen System der Leistungs-Frequenzregelung (Schritt 1), welches als Referenzszenario dient, wird der Betrieb einer Einzelanlage mit Spannungswinkelregelung in Schritt 2 analysiert. Der Schritt 3 dient dazu den parallelbetrieb von Anlagen mit Spannungswinkelregelung in einem Leistungs-Frequenzgeregelten Regime zu untersuchen. Ein Mischbetrieb wird in den Schritten 4 und 5 untersucht, während in Schritt 4 durch den Betrieb aller Anlagen in einem Regelblock mit Spannungswinkelregelung eine heterogene Durchmischung untersucht wird, wird in Schritt 5 eine homogene Durchmischung mit nahezu 50% der Erzeugungsanlagen mit Spannungswinkelregelung analysiert.

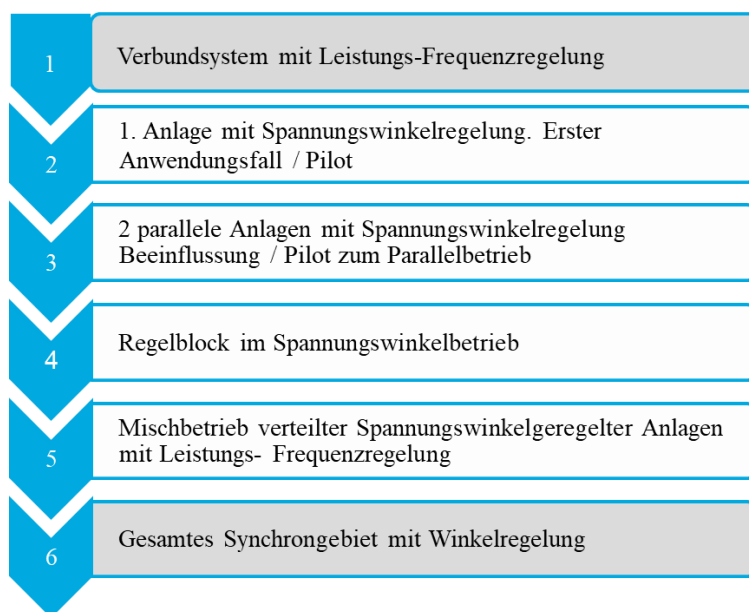


Abb. 6.1 Schritte des Transformationspfades von der Leistungsfrequenzregelung hin zur Winkelregelung

Die Analysen werden an dem modifizierten Modellsystem aus Kapitel 2.1 durchgeführt (vgl. Abb. 6.2). An diesem Modellsystem wurden die folgenden Anpassungen durchgeführt, um die Regelleistungserbringung von den konventionellen Kraftwerken zu trennen:

1. Jeder Knoten mit Synchrongenerator wird um eine Batteriespeichereinheit der Größe von 20 MW ergänzt. Dieser Batteriespeicher dient in der Simulation ausschließlich zur Bereitstellung von Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR). Die Aktivierung erfolgt proportional zur Frequenzabweichung von 50 Hz mit einer rampenförmigen (0-15s) Erbringungsdynamik und einer vollen Aktivierung bei 200 mHz. Die Primärregler der Kraftwerke werden deaktiviert.
2. An zentralen Knoten des Systems werden synthetische Einheiten zur Sekundärregelung (automatic Frequency Containment Reserve, aFRR) ergänzt. Die Erbringungsdynamik dieser Anlagen wird mit einem Verzögerungsglied 3. Ordnung modelliert ($T_{1,2,3} = 45\text{s}$). Die Leistungsvorgabe für diese Einheiten erfolgt jeweils durch den Sekundärregler der Region.

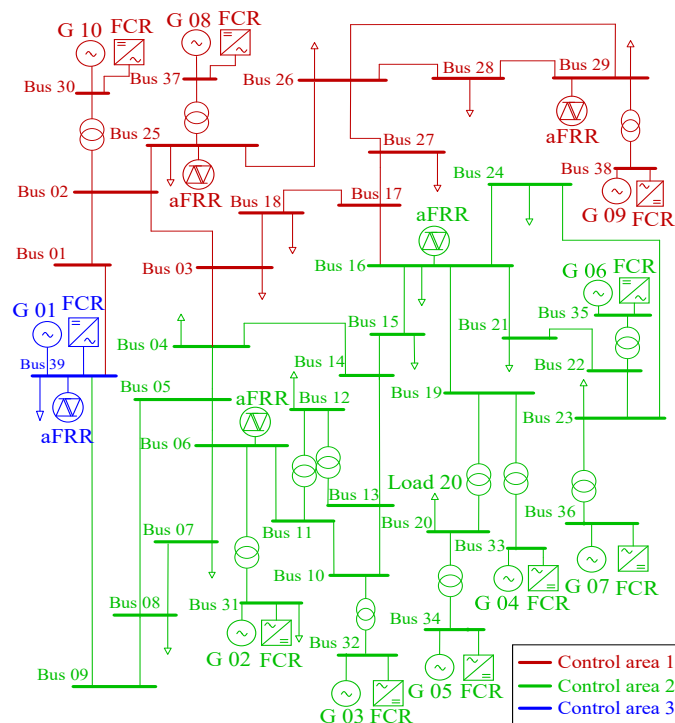


Abb. 6.2 modifiziertes Netzmodell für die Analysen zum Transformationspfad

Durch die sukzessive Erhöhung der Durchdringung von spannungsgeregelten Erzeugungseinheiten werden die in Tab. 6.1 definierten Fälle eingestellt. Methodisch wird dabei wie folgt vorgegangen (visualisiert in Abb. 6.3):

1. Der stationäre Arbeitspunkt des Synchrongenerators (P, Q) wird einer aggregierten Erneuerbaren Erzeugungsanlage (Renewable Energy Source, RES) zugeordnet. Diese Anlage wird als konstante Leistungsquelle modelliert und repräsentiert netzfolgende Erzeugungsanlagen (PV, Wind etc.) welche dezentral in unterlagerten Spannungsebenen verortet sind.
2. Zusätzlich wird die eigentliche Speichereinheit mit Spannungswinkelregelung und einer Scheinleistung von 20 MVA am Knoten angeschlossen.
3. Die betroffenen Synchrongeneratoren werden deaktiviert.

Tab. 6.1 Übersicht über ersetzte Synchrongeneratoren, die betroffenen Knoten und die Leistungen der Speichereinheit mit Spannungswinkelregelung, sowie der RES.

Fall	Ersetzter Synchrongenerator	Knoten	VSC	RES
	-	-	MVA	MW
0	-	-	-	-
1	G09	38	20	830
2	G09, G05	38, 34	40	1338
3	G09, G08, G10	38, 37, 30	60	162
4	G09, G05, G08, G02, G04	38, 34, 37, 31, 33	80	2510

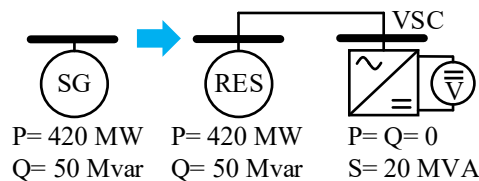


Abb. 6.3 Methodik zum Ersetzen von synchroner Erzeugung durch eine spannungswinkelgeregelte VSC und RES

Wie der Name suggeriert, basiert ein spannungswinkelgeregeltes Betriebsregime auf der Annahme, dass die Spannungswinkel an bestimmten Knoten von Speichereinheiten auf einem konstanten Wert gehalten werden und bei ausreichenden Leistungsreserven die Frequenz im System konstant ist. Diese Speichereinheiten brauchen ein gemeinsames Referenzsystem z.B. in Form von synchronisierten 50Hz Taktgebern. Jedoch kommt es in einem Betriebsregime mit Leistungs-Frequenzregelung inhärent zu, durch Leistungsungleichgewichte verursachte, Frequenzbewegungen und somit zu kontinuierlichen Spannungswinkeländerungen. Bei einer reinen Synchronisierung auf ein von der aktuellen Netzfrequenz unabhängiges Referenzsystem würden diese Spannungswinkeländerungen vernachlässigt, die Einheiten würden auf ein falsches Referenzsystem Einspeisen und ungewünschte Wirk- und Blindleistungsflüsse wären die Folge. Daher muss für einen hybridbetrieb beider Systeme die Netzfrequenz am Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC) jeder Einheit gemessen werden und die Winkelabweichung von der 50 Hz Referenz bei der Winkelstellung berücksichtigt werden. Diese Nachführung des Netzwinkels wird in den Analysen über eine PLL wie in Abb. 6.4 dargestellt realisiert:

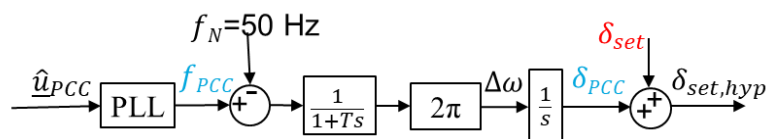


Abb. 6.4 Nachführung des Netzwinkels

Der Spannungszeiger (bzw. die dreiphasige Netzspannung) am PCC wird von einer PLL gemessen und die Frequenz wird bestimmt. Abweichungen zur 50 Hz Referenz werden über einen Integrator in einen Winkel überführt, dieser Winkel wird auf den Winkelsollwert addiert und geht als Stellwinkel an die VSC. Das zusätzliche PT1 Glied stellt eine zusätzliche Messverzögerung in Abhängigkeit der Zeitkonstanten T dar.

Zudem kommt mit den Speichereinheiten eine Frequenzunabhängige Leistungsänderung ins System, welche nicht vom Leistungs-Frequenzregler erfasst wird. Zwar wirkt sich diese Leistungsänderung auch auf den Leistungsfluss über Randintegral der Regelzone aus aber, je nach Lage der Speichereinheit zu einer Wirkleistungsänderung kann es zur Gegenläufigen, also unerwünschten, Aktivierung von aFRR kommen. Daher ist es notwendig die

Leistungsabgabe der spannungsgeregelten VSC-Speichereinheiten im Leistungs- Frequenzregler zu berücksichtigen. Schematisch ist dieses Vorgehen in Abb. 6.5 dargestellt.

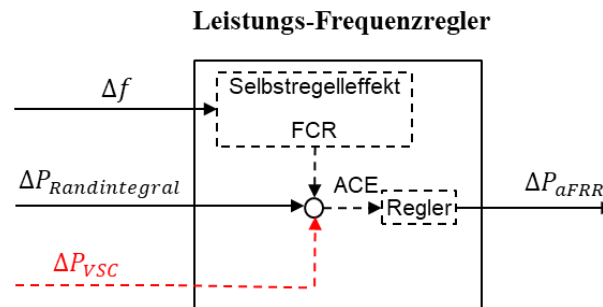


Abb. 6.5 Modifizierter Leistungs-Frequenzregler

In Abb. 6.5 ist ein stark vereinfachter Leistungs-Frequenzregler dargestellt. Dieser hat die Frequenzabweichung (Δf) von der Nennfrequenz (f_N) als Eingang. Damit wird die Leistung der lokal aktivierten FCR und die Leistungsänderung frequenzabhängiger Lasten berechnet. Zudem wird die Abweichung des Leistungsflusses über das Randintegral der Regelzone vom fahrplanmäßigen Leistungsaustausch bestimmt. Der daraus resultierende Area Control Error (ACE) wird über einen zentralen PI-Regler in einen Leistungswert überführt, der als Sollwertänderung an die an der aFRR beteiligten Einheiten, übermittelt wird. Dadurch regeln diese Einheiten die Frequenz zurück auf 50 Hz und das Randintegral wird ausgeglichen. Zusätzlich wird nun die Leistungsabweichung der spannungsgeregelten Einheiten vom Fahrplan an den Regler übermittelt und auf den ACE aufaddiert. Dadurch werden auch die spannungswinkelgeregelten Einheiten vom Sekundärregler ausgeglichen.

Die Ergebnisse für die im Transformationspfad definierten Szenarien sind in Abb. 6.6 - Abb. 6.8 für einen Simulationszeitraum von 400 s und einen 60 MW Lastsprung an Last 20 dargestellt. In Abb. 6.6 ist die aufsummierte Leistung aller Einheiten mit aFRR-Bereitstellung dargestellt. Es ist erkennbar, dass ein Großteil des Leistungsungleichgewichts nach 400 s von der aFRR übernommen wird. Bei längeren Simulationszeiten zeigt sich, dass langfristig die gesamten 60 MW von der aFRR ausgeglichen wird. Das führt konzeptgemäß zu einer Rückführung der Frequenz auf 50 Hz (Abb. 6.7) und zu einer Ablösung der aufsummierten Leistungseinspeisung der Speicherkraftwerke (Abb. 6.8). In Abb. 6.7 ist die systemische Frequenz des Centre of Inertia (CoI) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die maximale Frequenzabweichung von 50 Hz mit zunehmender Durchdringung von Speicherkraftwerken abnimmt und bei Case 4 die Frequenz nahezu konstant ist. Die aufsummierte Leistung aller Speicherkraftwerke ist in Abb. 6.8 nachzuvollziehen. Im Case 1 und 2 liegt die installierte Leistung der Speicherkraftwerke deutlich unter dem Leistungssprung von 60 MW. Die Speicherkraftwerke übernehmen in diesen Szenarien, je nach Vermögen, einen Teil des Leistungssprungs und fahren in Case 1 über 200s bzw. in Case 2 über 100s in der Strombegrenzung, bis Sie von der aFRR abgelöst werden. In Case 3 entspricht die installierte Leistung der Speicherkraftwerke genau dem Lastsprung von 60 MW. In diesem Fall übernehmen die Speicherkraftwerke einen Großteil des Leistungsungleichgewichts und es kommt zu einer sehr geringen Frequenzabweichung von 50 Hz. In diesem Szenario kommen die spannungswinkelgeregelten Einheiten nicht an ihre Strombegrenzung und die Leistungsaufteilung ist allein durch die initiale Lastaufteilung (Phasensprungleistung [1]) und die Wechselwirkungen zwischen Leistungs-Frequenzregelung und den Einheiten mit Spannungswinkelregelung gegeben. Im Case 4 übersteigt die installierte Leistung der Speicherkraftwerke den Lastsprung von 60 MW. Die Frequenz ist hier nahezu konstant und die Speicherkraftwerke übernehmen das gesamte Wirkleistungsungleichgewicht, bis diese von der Bereitstellung von aFRR abgelöst werden.

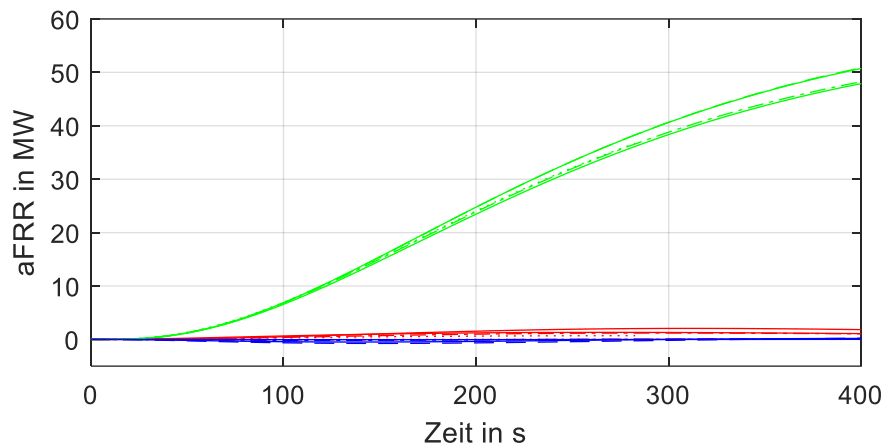


Abb. 6.6 Ergebnisse der aktivierten aFRR für einen 60 MW Lastsprung an Last 20 für die Fälle 0-4

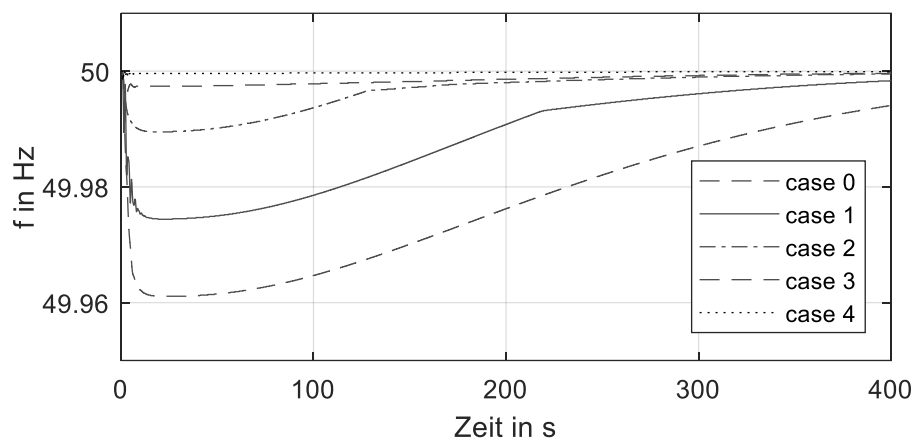


Abb. 6.7 Frequenzverläufe für einen 60 MW Lastsprung an Last 20 für die Fälle 0-4

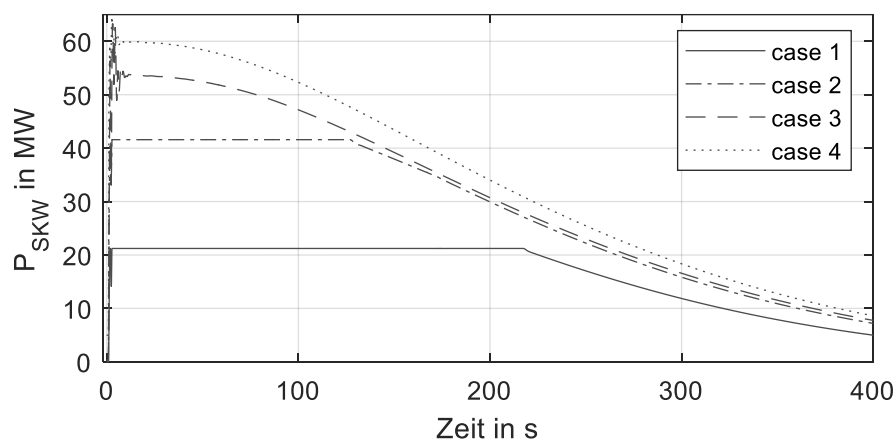


Abb. 6.8 Wirkleistungen der spannungswinkelgeregelten VSC Einheiten für einen 60 MW Lastsprung an Last 20 für die Fälle 1-4

Um die Wechselwirkungen der Einheiten mit Leistungs-Frequenzregelung und Winkelregelung, insbesondere unmittelbar nach Fehlereintritt zu verdeutlichen sind die Ergebnisse in den Abbildungen 6.9 bis 6.20 für einen Zeitbereich von 20 Sekunden dargestellt.

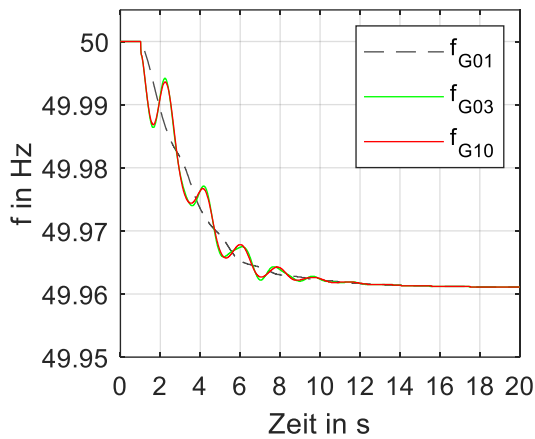


Abb. 6.9 Frequenzverläufe Case 1 an den Generatoren G01, G03 und G10

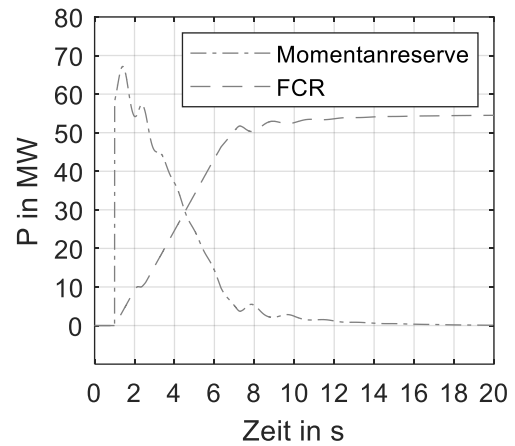


Abb. 6.10 Momentanreserve der SG (.-), FCR(--)
in Case 1

Beim Referenzfall (Case 1) ist der initiale RoCoF in Abb. 6.9 nur von der verfügbaren Momentanreserve abhängig und lässt sich mit der folgenden Formel berechnen:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_N}{2 \cdot E_{kin}} \quad (6.1)$$

Mit der im System vorhandenen kinetischen Energie von 126,969 GWs und dem Lastsprung von 60 MW ergibt sich ein systemischer RoCoF von 0.01 Hz/s (gemittelter Frequenzgradient im gesamten Netz). In Abb. 6.9 entspricht der RoCoF am Generator G01 genau dem systemischen RoCoF, während an den Generatoren G03 und G10 durch lokale Ausgleichsvorgänge größere Frequenzgradienten auftreten. Die Momentanreserve wird bei zunehmender Frequenzabweichung von 50 Hz durch die FCR abgelöst (Abb. 6.10) bis diese nach ca. 12 s voll aktiviert ist und die maximale Frequenzabweichung von ca. 0,04 Hz erreicht ist.

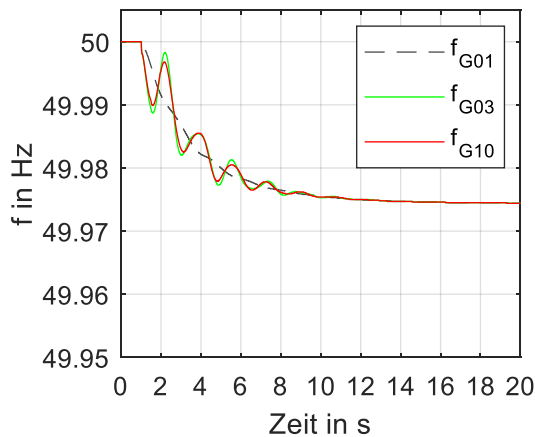


Abb. 6.11 Frequenzverläufe Case 2 an den Generatoren G01, G03 und G10

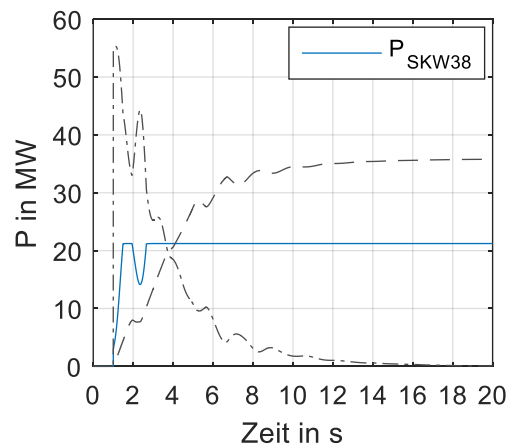


Abb. 6.12 Momentanreserve der SG (.-), FCR (--)
und Wirkleistung der Speicherkraftwerke
in Case 2

Die Frequenzverläufe und Wirkleistungsänderung sind für Case 2 in Abb. 6.11 bzw. Abb. 6.12 dargestellt. Im Case 2 übernimmt das Speicherkraftwerk an Knoten 38 einen Teil des initialen Wirkleistungsungleichgewichts, sodass weniger Momentanreserveleistung benötigt wird und der initiale RoCoF reduziert wird. Allerdings ist die initiale Lastaufteilung entsprechend (6.2) bei nahezu konstanter Spannung und hohem X/R Verhältnis nur vom

Winkelsprung ($\varphi_N - \varphi_{B,20}$) und der el. Entfernung zum Leistungsungleichgewicht ($X_{N-B,20}$) abhängig (Phasensprungleistung):

$$\Delta P = \frac{U_N \cdot U_{B20}}{X_{N-B20}} \sin(\varphi_N - \varphi_{B,20}) \quad (6.2)$$

Dabei steht der Index N für einen beliebigen Knoten während an Bus 20 (B20) der Leistungssprung aufgeprägt wird. Durch die große el. Entfernung von Bus 38 zu Bus 20 ist der initiale Beitrag zum Ausgleich des Wirkleistungsungleichgewichts eher klein. Eine spannungswinkelgeregelte Einheit mit geringerer Entfernung zu Bus 20 würde initial einen entsprechend höheren Beitrag liefern. Nach einigen ms kommt es jedoch zur Wechselwirkung zwischen Einheiten mit Spannungswinkelregelung und den Synchrongeneratoren sodass nach 400 ms das Speicherkraftwerk in die Strombegrenzung kommt den max. möglichen Beitrag zum Ausgleich der Wirkleistungsbilanz liefert. Die Dynamik des Ausgleichvorgangs ist wesentlich von der Frequenzmessung bzw. der Geschwindigkeit der Netzwinkelnachführung der spannungswinkelgeregelten Einheiten abhängig.

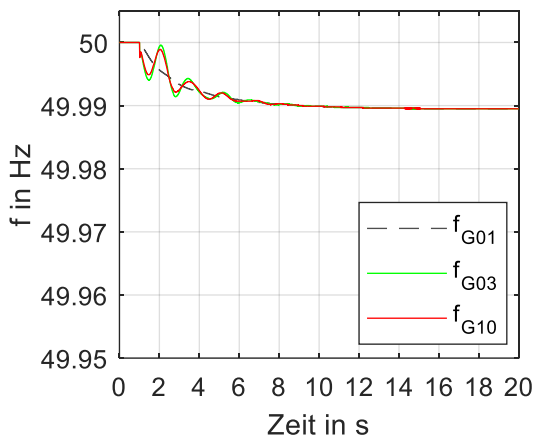


Abb. 6.13 Frequenzverläufe Case 3 an den Generatoren G01, G03 und G10

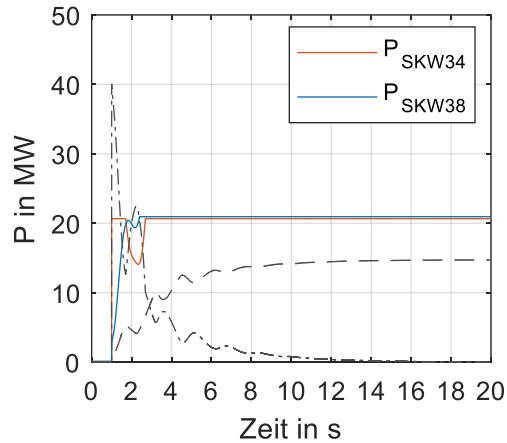


Abb. 6.14 Momentanreserve der SG (.-), FCR (--) und Wirkleistung der Speicherkraftwerke in Case 3

Für Case 3 sind die Frequenzverläufe in Abb. 6.13 und Wirkleistungsänderung in Abb. 6.14 dargestellt. Die initiale Momentanreserveleistung kann insbesondere durch die elektrische Nähe von SKW 38 zum Lastsprung deutlich reduziert werden und auch der initiale RoCoF ist deutlich geringer. Die spannungswinkelgeregelten Einheiten kommen nach einer kurzen Wechselwirkung mit der Momentanreserve der Synchrongeneratoren in ihre Strombegrenzung und übernehmen zusammen 2/3 des Wirkleistungsungleichgewichts. Dadurch wird die FCR sehr stark entlastet. Auch die insgesamt beanspruchte Momentanreserveenergie nimmt deutlich ab (entspricht der Fläche unter dem Momentanreserveverlauf in Abb. 6.14). Die Ergebnisse für Case 4 sind in den Abbildungen Abb. 6.15 und Abb. 6.16 dargestellt. In Case 4 nimmt trotz zunehmender Durchdringung von Einheiten mit Spannungswinkelregelung die initiale Momentanreserveleistung im Vergleich zu Case 3 zu, was insbesondere lokal zu höheren RoCoF's führt. Der Grund dafür ist die große elektrische Distanz aller Speicherkraftwerke zu Bus 20. Trotzdem übernehmen die Speicherkraftwerke nach wenigen hundert Millisekunden einen Großteil des Wirkleistungsungleichgewichts, sodass es zu einer minimalen Frequenzabweichung von 50 Hz kommt und kaum FCR aktiviert wird. Auch die Momentanreserveenergie wird deutlich reduziert. Bei Case 5 sorgen die Speicherkraftwerke über den gesamten dargestellten Zeitbereich für einen Ausgleich der Wirkleistungsbilanz (siehe Abb. 6.18). Lediglich bei der initialen Lastaufteilung wird ein kleiner Anteil an Momentanreserveleistung eingespeist. Dadurch kommt es zu einer nahezu konstanten Frequenz (siehe Abb. 6.19). Als Sensitivität wurden für Case 5 alle im System verbleibenden Synchrongeneratoren durch leistungselektronisch gekoppelte Einspeiser

ersetzt, sodass keine Momentanreserve durch Synchrongeneratoren im System verbleibt. Die Ergebnisse sind in den Abbildungen Abb. 6.19 und Abb. 6.20 dargestellt. Die Frequenz bleibt wie im Basisfall von Case 5 konstant und die Leistungsbilanz wird instantan nur von den spannungswinkelgeregelten Einheiten ausgeglichen. Die Leistungsverläufe der spannungswinkelgeregelten Einheiten entsprechen denen im Basisfall von Case 5 ohne die überlagerten Wechselwirkungen mit der Momentanreserve der Synchrongeneratoren. Das System wäre für den hier Simulierten Lastsprung ohne Synchrongeneratoren betreibbar.

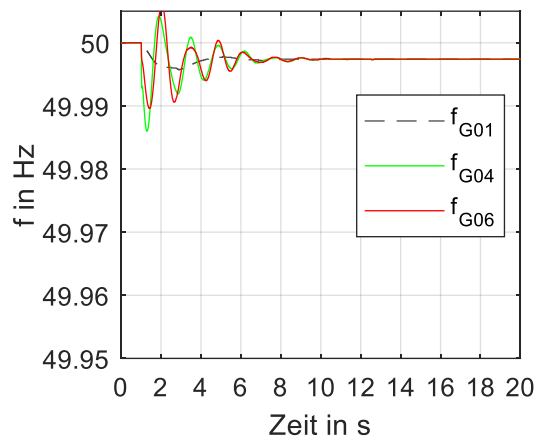


Abb. 6.15 Frequenzverläufe Case 4 an den Generatoren G01, G04 und G06

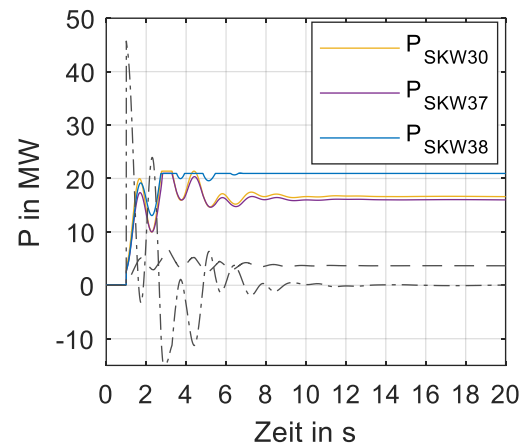


Abb. 6.16 Wirkleistung der Synchrongeneratoren (Momentanreserve), FCR und der Speicherkraftwerke in Case 4

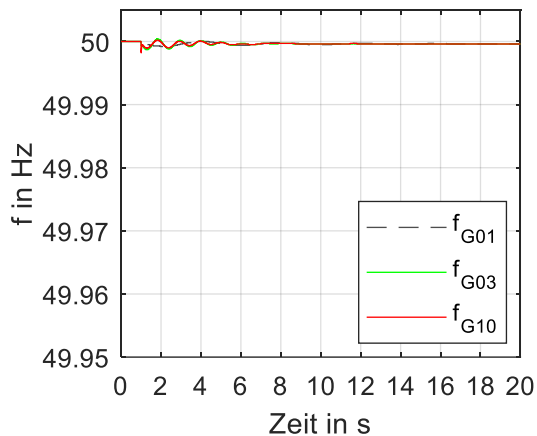


Abb. 6.17 Frequenzverläufe Case 5 an den Generatoren G01, G03 und G10

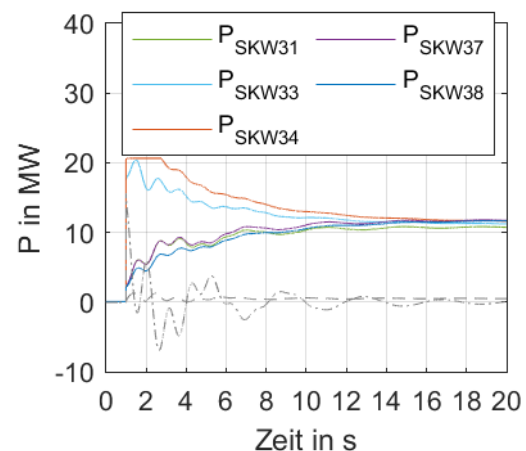


Abb. 6.18 Wirkleistung der Synchrongeneratoren (Momentanreserve), FCR und der Speicherkraftwerke in Case 5

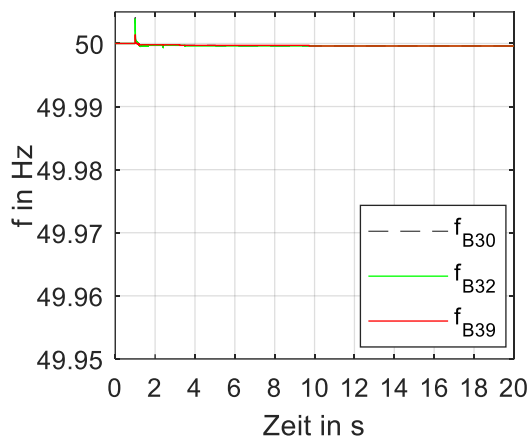


Abb. 6.19 Frequenzverläufe Case 5 an den Generatoren G01, G03 und G10

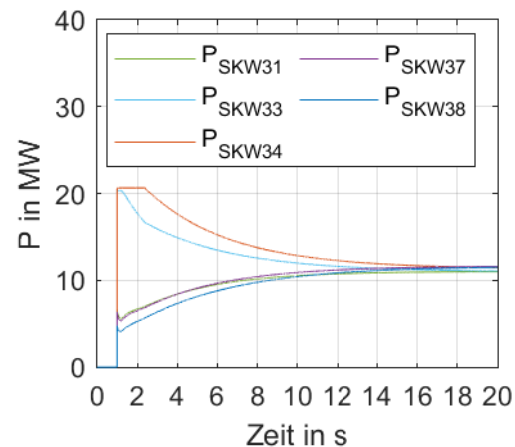


Abb. 6.20 Wirkleistung der Synchrongeneratoren (Momentanreserve), FCR und der Speicherkraftwerke in Case 5

Fazit

Basierend auf den Simulationen ist ein Hybridbetrieb mit Leistungs-Frequenzregelung und Spannungswinkelregelung prinzipiell möglich. Notwendige Anpassung im Betriebskonzept sind die Nachführung des Referenzwinkels sowie die Berücksichtigung der spannungswinkelgeregelten Anlagen im Leistungsfrequenzregler. Insbesondere die Dynamik der Referenzwinkelnachführung hat einen großen Einfluss auf das dynamische Systemverhalten und sollte vor der Einführung spannungswinkelgeregelter Konzepte detailliert untersucht werden. Die Simulationen zeigen, dass Leistungssprünge im ersten Moment nur anhand der elektrischen Entfernung zum Störungsort auf die netzbildenden Einheiten verteilt werden (Phasensprungleistung). Eine Limitierung diesbezüglich stellt bei den netzbildenden Einheiten die Strombegrenzung dar, ab der keine weiteren Leistungsreserven zur Verfügung stehen. Ist der Leistungssprung im Netz größer als die verfügbaren Leistungsreserven der netzbildenden Anlagen kommt es durch die Ein- und Ausspeicherung von Momentanreserve zu Frequenzänderungen und ein Teil des Wirkleistungssprungs wird durch die Aktivierung von frequenzabhängigen Leistungsreserven (FCR) übernommen. Bei Leistungssprüngen die kleiner sind als die Leistungsreserven welche von spannungswinkelgeregelten Einheiten zur Verfügung stehen kommt es je nach örtlicher Verteilung der Anlagen zu Ausgleichsvorgängen mit der Momentanreserve aber schlussendlich wird der Leistungssprung von den spannungswinkelgeregelten Einheiten übernommen und das System wird mit nahezu konstanter Frequenz betrieben. Wie am Case5 gezeigt wird sind diese Szenarien prinzipiell auch ohne Momentanreserve mit einer ähnlichen Systemantwort beherrschbar. Diese Erkenntnis könnte als Grundlage für eine Systemauslegung von Hybridsysteme dienen. Zum Beispiel könnte eine spannungswinkelbasierte Leistungsreserve definiert werden, die einen Betrieb mit nahezu konstanter Frequenz gewährleistet. Leistungssprünge innerhalb dieser Leistungsreserve würden von den spannungswinkelgeregelten Einheiten übernommen, Leistungssprünge darüber hinaus würden zu einer zusätzlichen Frequenzantwort führen. Eine Herausforderung für die Integration von spannungswinkelgeregelten Anlagen in ein Regime mit Leistungs-Frequenzregelung besteht insbesondere bei geringer Durchdringung. Die Simulationen zeigen, dass spannungswinkelgeregelte Anlagen als „Slack“ dienen und nach einem Ausgleichsvorgang mit der Momentanreserve nach vermögen Wirkleistungssprünge unabhängig vom Standort übernehmen. Diese werden dann wenigen Minuten von der aFRR abgelöst. Dadurch kann es für wenige Anlagen zu einer großen Beanspruchung kommen(first-mover disatvantage). Eine Umstellung auf Spannungswinkelregelung ist daher erst ab einer gewissen Durchdringung und örtlichen Verteilung von Anlagen mit Spannungswinkelregelung Sinnvoll.

6.2 Perspektive Umrichter

Umrichter mit winkelbasierter Regelung müssen im Zuge der Umstellung von einem frequenzbasiertem Netz zu einem winkelbasiertem Netz auch in frequenzvariablen Netzen stabil integriert werden können.

Zu Testzwecken wird die Frequenz der Netzspannung v_g (vgl. Abb. 5.1) mit einem RoCoF von maximal 8Hz/s variiert. Die beispielhafte verwendete Netzfrequenz ist in Abb. 6.21 dargestellt. Ziel der Regelung ist es, den Differenzwinkel, der zum gemessenen Winkel an einem elektrisch weiter entfernten Messpunkt bestimmt wurde, sowie die Amplitude am Bus auf die vorgegebenen Sollwerte zu regeln.

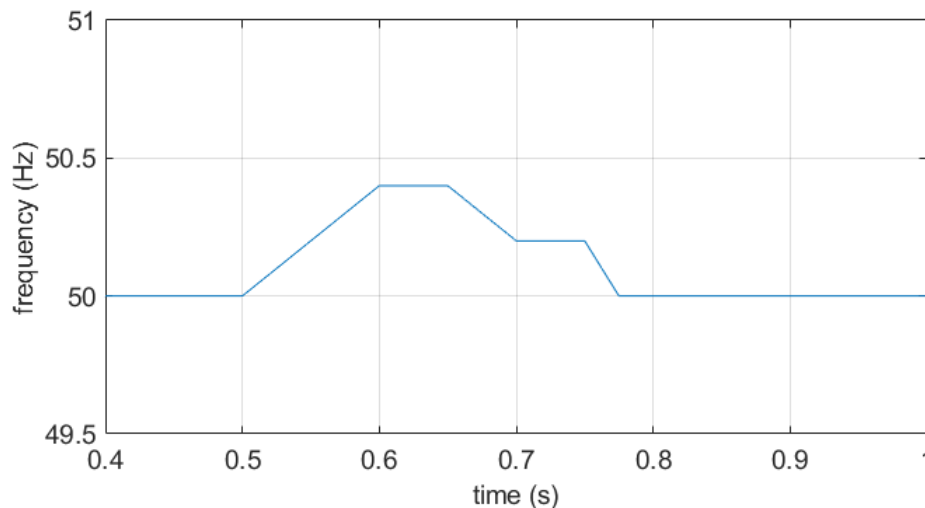


Abb. 6.21 Frequenz am Netzanschlusspunkt

Somit ändern sich hier die Sollwerte der Regelung. Während in einem rein winkelbasiertem Netz die Sollwerte am Bus (Amplitude am Bus φ_{Bus} , Winkel am Bus φ_{Bus}) vorgegeben werden, wird in dem hybriden System die Amplitude am Bus φ_{Bus} und der Differenzwinkel am Bus $\Delta\varphi$ zum Messpunkt vorgegeben. Der Winkel am Messpunkt φ_{mess} variiert aufgrund der Frequenzschwankung. Der Sollwinkel der Regelung am Bus ergibt sich somit aus der Summe des Winkels am Messpunkt und des gewünschten Differenzwinkels: $\varphi_{Bus} = \varphi_{mess} + \Delta\varphi$.

Soll von frequenzvariablem Netz auf winkelbasiertes Netz umgestellt werden, müssen nur die Kommunikationssignale geändert werden zu $\varphi_{mess} = 0$ und $\Delta\varphi = \varphi_{Bus}$. Ein unterbrechungsfreier Übergang ist somit möglich.

Wie schon erwähnt, wird der aktuelle Netzwinkel an einem elektrisch weit entfernten Punkt im Netz gemessen. Dies ist notwendig um tatsächlich den Winkel im Netz und nicht den eigenen Buswinkel zu bestimmen. Dabei ist zu beachten, dass sowohl die Messung des Netzwinkels als auch die Kommunikation zwischen Messpunkt und Umrichter möglichst verzögerungsfrei sind. Um den Einfluss der Kommunikationsverzögerung zu zeigen, wurde zunächst mit einer angenommenen Verzögerung von 1ms simuliert (Abb. 6.22 bis Abb. 6.25) und diese später auf 50ms erhöht (Abb. 6.26 bis Abb. 6.29).

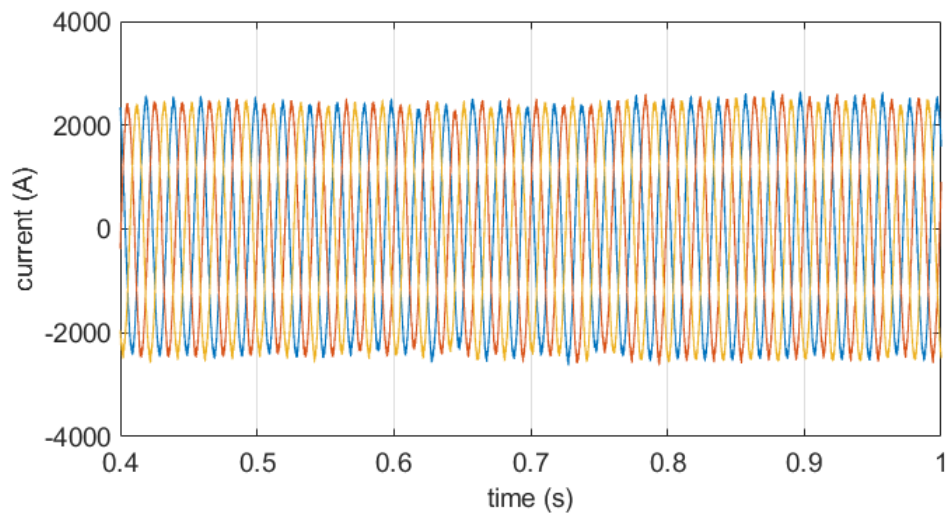


Abb. 6.22 Strom an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms

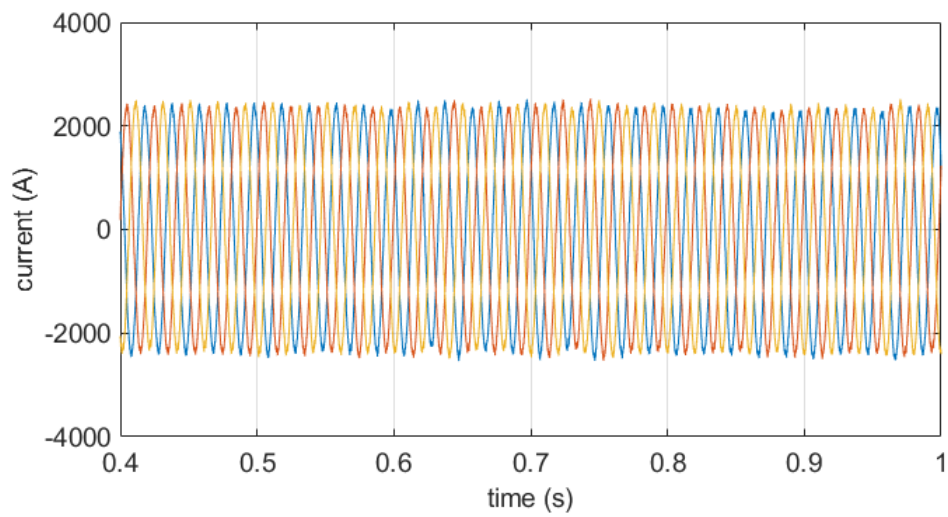


Abb. 6.23 Strom an Bus 2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms

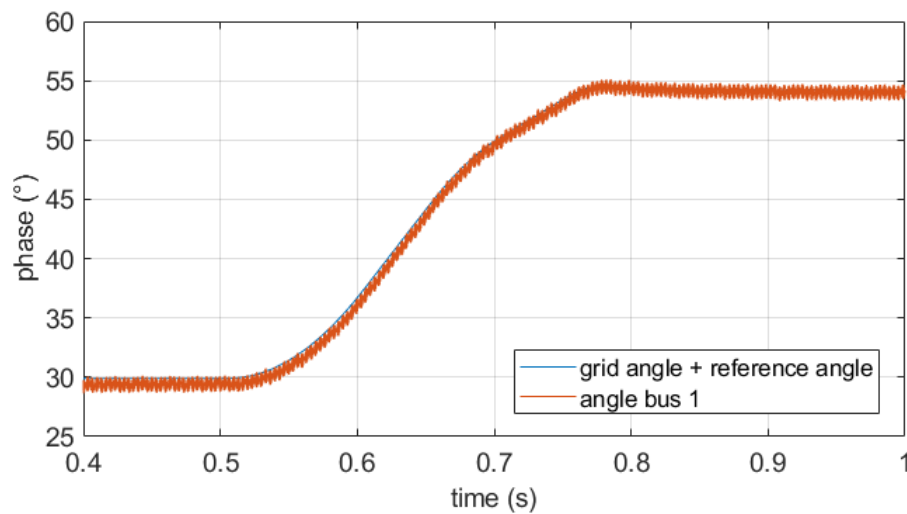


Abb. 6.24 Spannungszeigerwinkel an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms

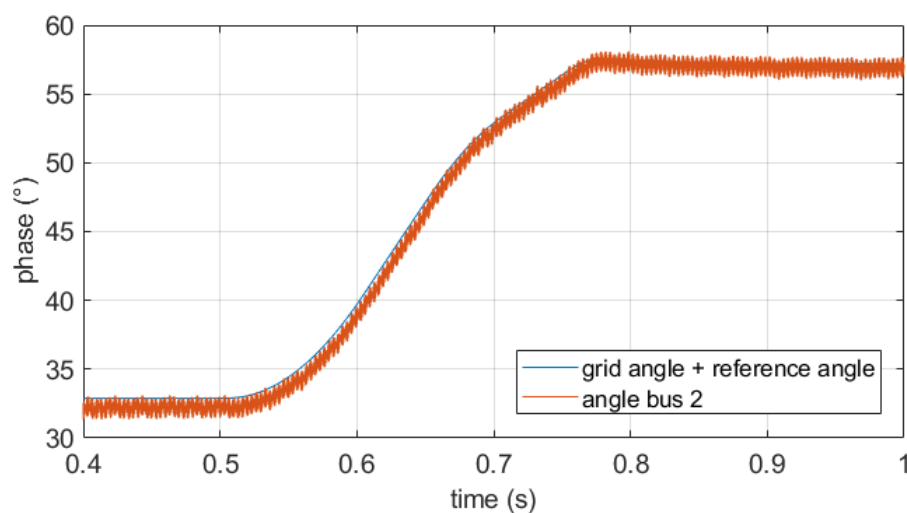


Abb. 6.25 Spannungszeigerwinkel an Bus 2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms

Die Winkelregelung kann den nun variablen Sollwerten für den Spannungszeigerwinkel am Bus schnell folgen und die Ströme sind entsprechend in ihrer Amplitude annähernd konstant.

Anders verhält es sich bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms. Da die Regelung den Istwert des Netzwinkels um 50ms verzögert erhält, kommt es zu starken Schwankungen im Strom, da die Winkeldifferenz zwischen Netzspannungszeigerwinkel und Busspannungszeigerwinkel nicht konstant ist.

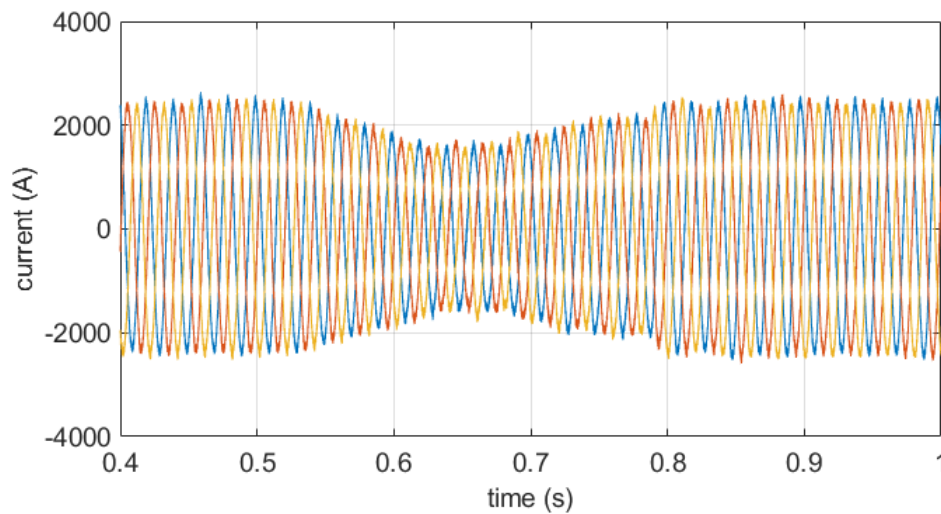


Abb. 6.26 Strom an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms

Hingegen ist der Strom an Bus 2 wesentlich weniger unregelmäßig, da hier vor allem die Winkeldifferenz zu Anlage 1 entscheidend ist. Diese beträgt aufgrund der gleichen Verzögerung des aufaddierten Winkelmesswertes des Netzes trotzdem relativ stabil 3° (Differenz der Winkelsollwerte zwischen Bus 2 und Bus 1).

Für einen Übergangsbetrieb, in dem Winkelgeregelte Anlagen in einem frequenzvariablen Netz betrieben werden, ist daher eine möglichst verzögerungsfreie Kommunikation des gemessenen Netzwinkels essentiell.

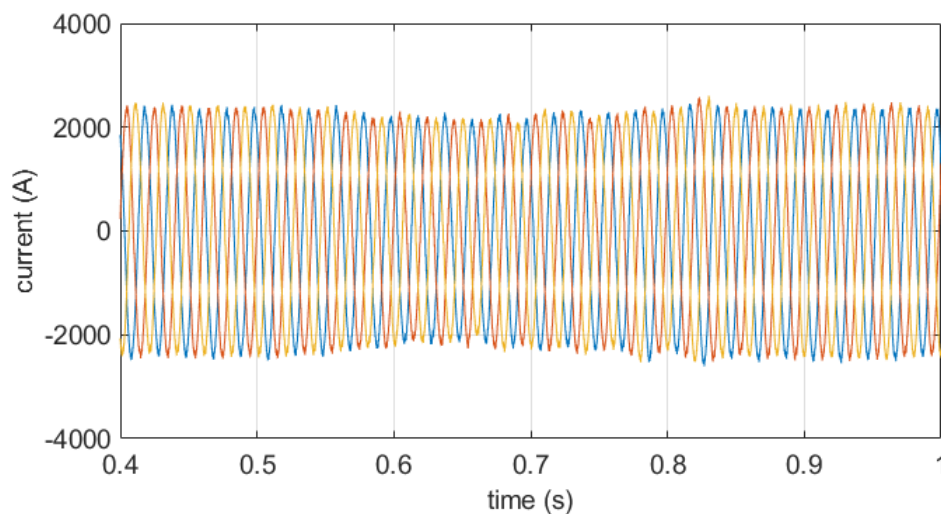


Abb. 6.27 Strom an Bus 2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms

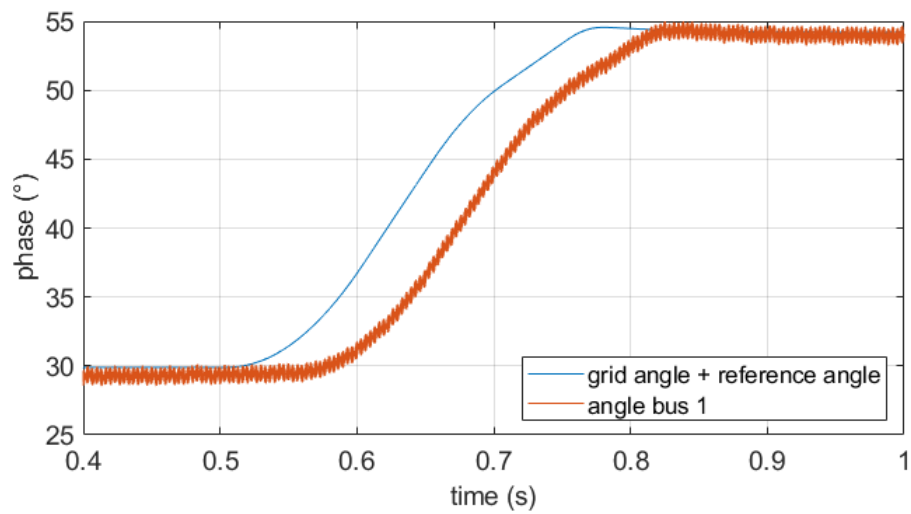


Abb. 6.28 Spannungszeigerwinkel an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms

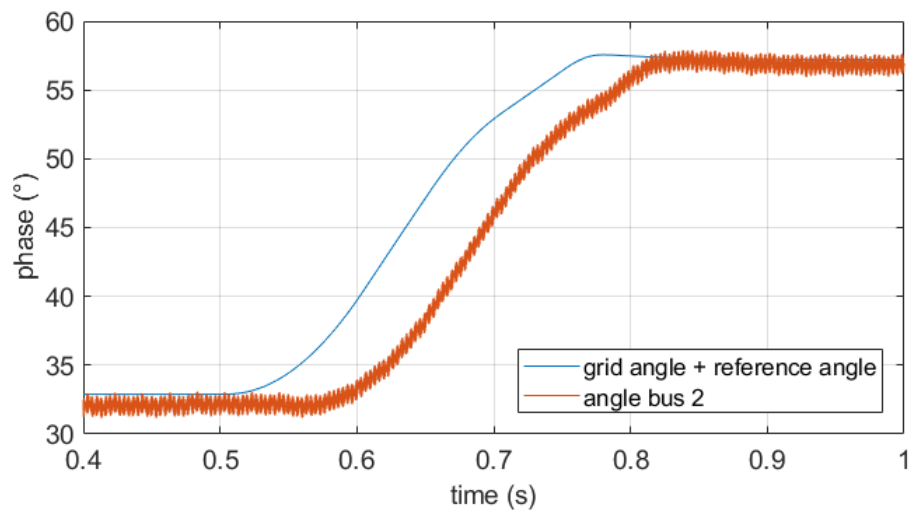


Abb. 6.29 Spannungszeigerwinkel an Bus2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms

7 Echtzeit-Demonstrator (TUIL)

Die Echtzeit-Demonstration erfordert die Implementierung des Netzmodells in einem echtzeitfähigen Simulator. Ziel dieses Kapitels ist die Entwicklung eines Demonstrators, der das Konzept in einer realitätsnahen Umgebung abbildet. Zunächst wird der Echtzeit-Demonstrator aufgebaut und anschließend unter verschiedenen Demo-Szenarien getestet und bewertet. Zudem werden die Schnittstellen definiert, um die H₂-Energiespeicher in Hamburg in das Netz zu integrieren. Abschließend wird das Kommunikationsnetz simuliert und getestet, um die Wirkung von Kommunikationsstörungen auf die Stabilität zu validieren. Dieses Kapitel umfasst die folgenden Abschnitte:

- Aufbau des Demonstrators
- Demo-Szenarien und Validierung des Echtzeitsimulators
- Integration des H₂-Kraftwerks in die Echtzeitsimulation des Netzes
- Simulation des Kommunikationsnetzes
- Validierung und Zusammenfassung

7.1 Aufbau des Demonstrators

Das verwendete Netzmodell basiert auf dem 39-Bus New England System, das in DIgSILENT PowerFactory simuliert wurde (Abb. 2.2). Um eine Echtzeitsimulation zu ermöglichen, wird das Netz in einem Echtzeitsimulator von OPAL-RT aufgebaut und validiert.

7.1.1 Technische Umsetzung:

Die technische Umsetzung des Aufbaus des Echtzeitsimulators des 39-Bus New England System in Echtzeit-Labor der TU Ilmenau umfasst die folgenden Schritte:

- Netzmodellierung im Echtzeitsimulator OPAL-RT
- Rekonstruktion der Regelkreise im Echtzeitsimulator
- Definition der Demo-Szenarien für die Validierung
- Validierung des Modells in TU Ilmenau (TUIL)

Netzmodellierung in OPAL-RT:

Das 39-Bus-System wird in RT-LAB mit ePhasorSim implementiert. Dafür erfolgt zunächst der Datenexport aus DIgSILENT PowerFactory in drei separate Dateien, die verschiedene Aspekte des Netzmodells beschreiben. Die erste Datei, die RAW-Datei, enthält die statische Netzwerktopologie. In ihr sind alle Netzbestandteile wie Busse, Leitungen, Transformatoren, Erzeugungseinheiten und Lasten definiert. Diese Datei beschreibt die Spannungsniveaus, Impedanzen sowie Schaltzustände des Netzes und stellt damit die Grundlage für die Netzmodellierung dar. Die zweite Datei, die SEQ-Datei (Sequenzdatei), enthält Informationen zu den symmetrischen Komponenten des Netzes. Hier werden die positiven, negativen und Null-Sequenz-Impedanzen gespeichert, die für die Analyse asymmetrischer Netzfehler oder ungleichmäßiger Lastverteilungen notwendig sind. Diese Datei ist besonders wichtig, wenn Fehler oder Netzstörungen mit unsymmetrischen Lastflüssen in der Simulation berücksichtigt werden sollen. Die dritte Datei, die DYN-Datei (Dynamik-Datei), enthält die dynamischen Modelle des Systems. Hier sind unter anderem die Regelkreise für die Generatoren definiert, wie beispielsweise der automatische Spannungsregler (AVR – Automatic Voltage Regulator) oder der Leistungsstabilisierungskreis (PSS – Power System Stabilizer). Darüber hinaus sind in dieser Datei auch die Steuerungen von Umrichtern sowie die Modelle der Primär- und Sekundärregelung enthalten. Nachdem diese drei Dateien exportiert wurden, werden sie in ePhasorSim importiert und für die Echtzeitsimulation vorbereitet. Da

ePhasorSim auf eine phasorbasierte Simulation ausgelegt ist, gehen dabei jedoch bestimmte dynamische Eigenschaften des ursprünglichen Netzmodells verloren. Besonders betroffen sind die drei Regelkreise für den Umrichter (siehe Abb. 3.5). Um diese Einschränkungen auszugleichen, werden die fehlenden Regelkreise anschließend in MATLAB/Simulink nachmodelliert und mit dem OPAL-RT-System verknüpft, sodass eine realistische Echtzeitsimulation gewährleistet wird. Jeder VSC wird zunächst als Spannungsquelle mit einer Impedanz modelliert (siehe Abb. 7.1). Die Tab. 7.1 beschreibt die Unterschiede zwischen der Modellierung in PowerFactory und OPAL-RT.

7.1.1.1 Modellimplementierung Umrichtermodell im Netzmodell der TUIL

Jeder VSC wird zunächst als Spannungsquelle mit einer Impedanz modelliert (siehe Abb. 7.1). Die Tab. 7.1 beschreibt die Unterschiede zwischen der Modellierung in PowerFactory und OPAL-RT. Die Implementierung des Umrichtermodell wird in dem Abschnitt veranschaulicht 7.4.2 erklärt.

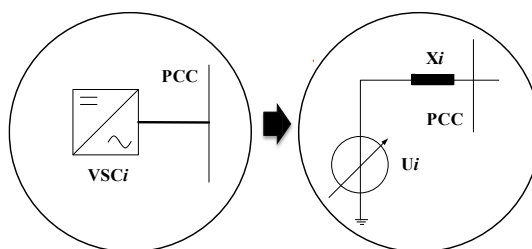


Abb. 7.1 Darstellung eines VSC mit einer Spannungsquelle und Impedanz

Tab. 7.1 Modellierung in PowerFactory und OPAL-RT

Umgebung	Modellierung & Implementierung
PowerFactory	MMC-Halbbrücke (mit Regelkreis) – physikalisches Netz nachgebildet
OPAL-RT	Gesteuerte Spannungsquellen (mit Strombegrenzung) – physikalisches Netz importiert

7.2 Demo-Szenarien

Zur Validierung des Echtzeit-Demonstrators werden verschiedene Betriebsszenarien untersucht, um das dynamische Verhalten des Systems unter veränderten Betriebsbedingungen zu analysieren. Das untersuchte Netz in PowerFactory und in dem Demonstrator ist das modifizierte IEEE 39-Bus New England System, das in der Abb. 7.1 dargestellt wurde. Die Tab. 7.2 zeigt die Erzeugung und Verbrauch in jeder Regelzone.

Tab. 7.2 Initialwerte der Erzeugung und Last in jeder RZ

Regelzone	Gesamte Erzeugung in MW	Gesamte Last in MW
RZ 1	1620.00	1613.50
RZ 2	3520.81	3379.60
RZ 3	1000.00	1104.00

Die beiden untersuchten Szenarien sind:

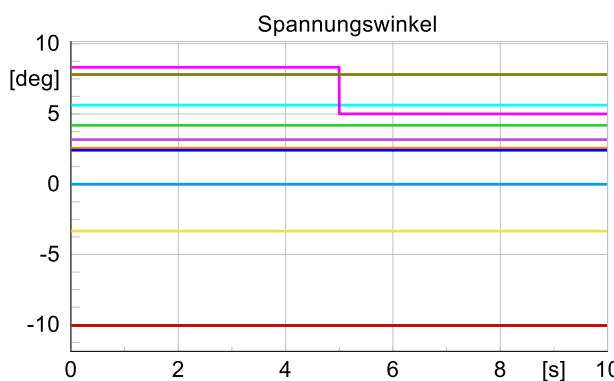
- Änderung des Sollwerts: In diesem Fall wird der Spannungswinkel am Bus 36 um 5 deg verändert. Die Änderung erfolgt bei $t = 5$ Sekunden. Während der gesamten Simulation wird davon ausgegangen, dass die Lasten nicht von der Spannung oder der Frequenz abhängig sind und sich somit nicht aufgrund der Netzveränderungen anpassen.
- Lastzunahme: Ein weiterer wichtiger Untersuchungsfall ist die Simulation einer steigenden Last im Netz, um zu überprüfen, wie das System auf eine plötzliche Erhöhung des Leistungsbedarfs reagiert. In diesem Szenario steigt die Last L3 von 322 MW auf 1288 MW, was eine erhebliche Zunahme darstellt. Die

Änderung erfolgt ebenfalls bei $t = 5$ Sekunden. Ähnlich wie im vorherigen Test wird davon ausgegangen, dass die Lasten nicht von der Spannung oder Frequenz abhängig sind und konstant bleiben

7.3 Validierung der Demonstrationsergebnisse

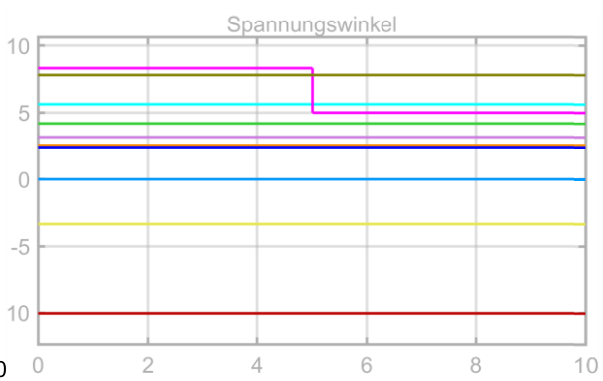
7.3.1 Änderung des Sollwerts

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass nach der Änderung der Sollwert Spannungswinkel, dass die Beide Modelle ähnliche Ergebnisse liefern. In den Abb. 7.1 und Abb. 7.2 wird der Spannungswinkel von VSC 35 für beide Modelle, das PowerFactory-Modell und den Echtzeit-Simulator OPAL-RT nach 5s geändert. Die Abb. 7.2 und Abb. 7.3 zeigen, dass die Spannungswinkel in den beiden Modelle gleich sind.



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

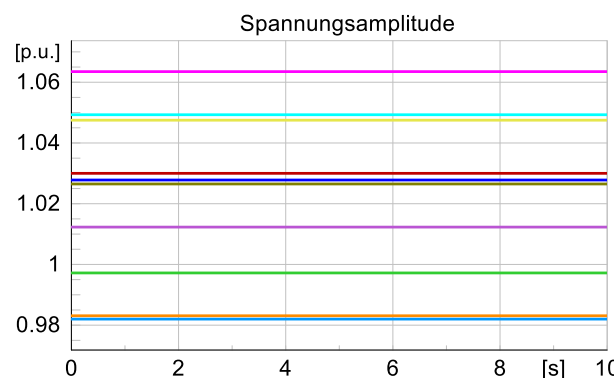
Abb. 7.2 Zeitverlauf der Spannungswinkel in DIgSILENT PowerFactory



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

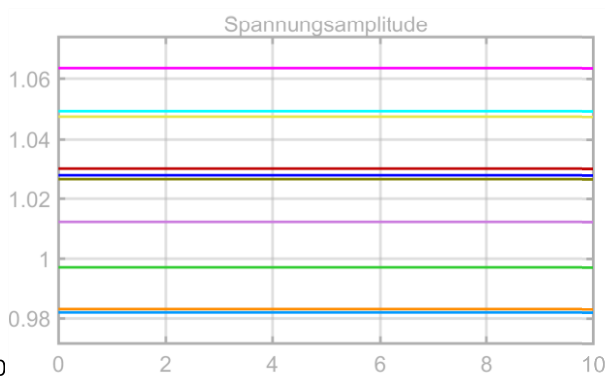
Abb. 7.3 Zeitverlauf der Spannungswinkel in Echtzeitsimulator OPAL-RT

Die Abb. 7.4 und Abb. 7.5 zeigen, dass die Spannungsamplituden sowohl im PowerFactory-Modell als auch im Echtzeit-Simulator dieselben Werte aufweisen. Der Spannungswinkel am Bus 36 sinkt erwartungsgemäß ab Sekunde 5, was in beiden Fällen identisch gesehen werden kann.



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

Abb. 7.4 Zeitverlauf der Spannungsamplitude in DIgSILENT PowerFactory

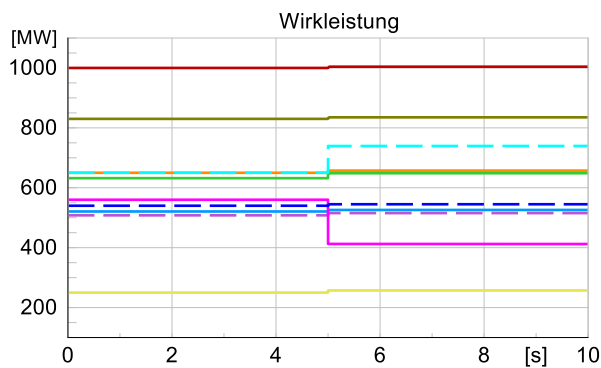


Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

Abb. 7.5 Zeitverlauf der Spannungsamplitude in Echtzeitsimulator OPAL-RT

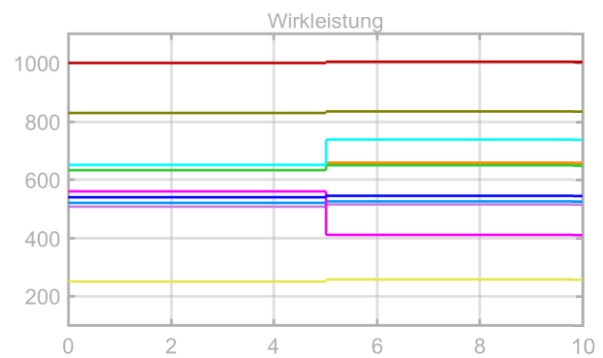
Die Untersuchung der Spannungsverläufe nach der Änderung des Sollwerts bestätigt, dass die Spannungsprofile stabil bleiben und sich das Netz entsprechend den neuen Betriebsbedingungen anpasst. Die Ergebnisse belegen, dass das Modell ähnlich robust auf Änderungen der Betriebsparameter reagiert.

Die Analyse der Wirkleistung in den Abb. 7.6 und Abb. 7.7 zeigt, dass nach der Sollwertänderung der VSC 35 mehr Regelenenergie einspeist aufgrund der Senkung der Spannungswinkel, während die eingespeiste Wirkleistung des VSC 36 sinkt. Auch hier zeigen beide Modelle identische Ergebnisse. Eine Untersuchung der Blindleistung, dargestellt in den Abb. 7.8 und Abb. 7.9, belegt zudem, dass am Bus 36 eine erhöhte Blindleistung eingespeist wird, was in den beiden Modellen zu sehen ist. Insgesamt bestätigt diese Untersuchung, dass das Netz im Echtzeit-Simulator OPAL-RT dieselben Ergebnisse liefert wie das in PowerFactory simulierte Netz in dem Szenario 1.



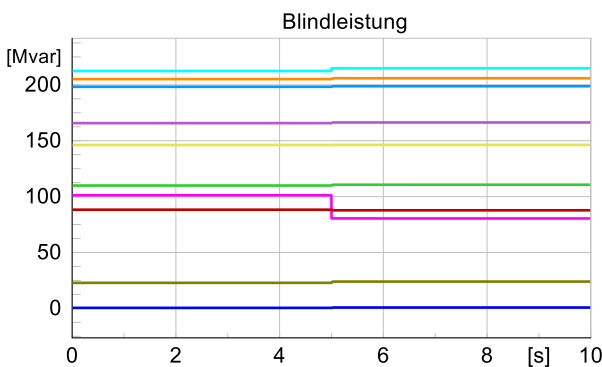
VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.6 Zeitverlauf der Wirkleistung in DIgSILENT PowerFactory



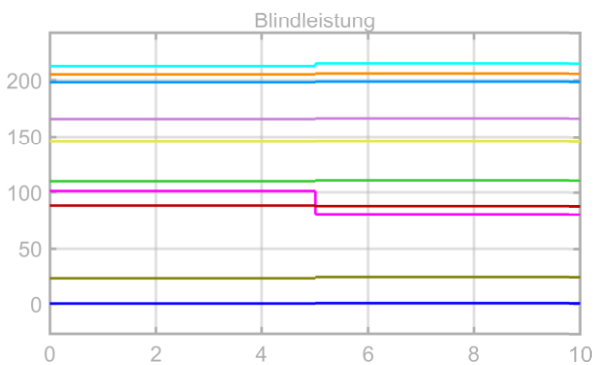
VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.7 Zeitverlauf der Wirkleistung in Echtzeitsimulator OPAL-RT



VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.8 Zeitverlauf der Blindleistung in DIgSILENT PowerFactory

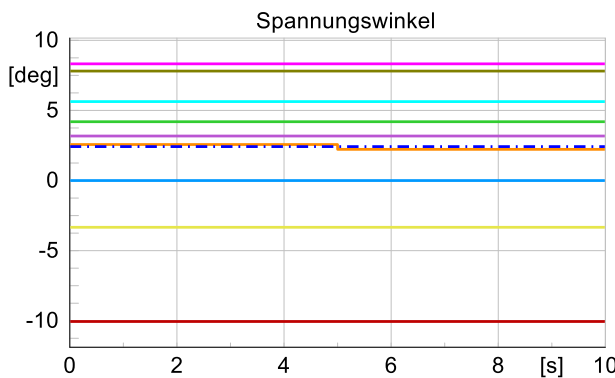


VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.9 Zeitverlauf der Blindleistung in Echtzeitsimulator OPAL-RT

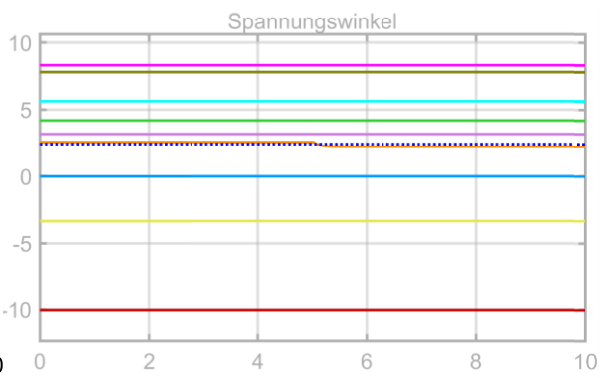
7.3.2 Lastzunahme

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass die Spannungswinkel im gesamten Netz weitgehend stabil bleiben. In den Abb. 7.10 und Abb. 7.11 sind die Spannungswinkel für alle VSCs dargestellt. Eine geringe Abweichung ist am Bus 32 erkennbar, wo der Spannungswinkel leicht sinkt. Die Ursache dafür liegt in der Strombegrenzung von VSC 32. Da dieser Umrichter sich in unmittelbarer Nähe zur Lastzunahme befindet, wird er besonders stark beansprucht. Die anderen Umrichter im Netz gleichen dies jedoch durch eine erhöhte Einspeisung aus, sodass der Spannungswinkel nur minimal absinkt. Der Vergleich zwischen PowerFactory und OPAL-RT zeigt, dass die Simulationsergebnisse übereinstimmen.



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

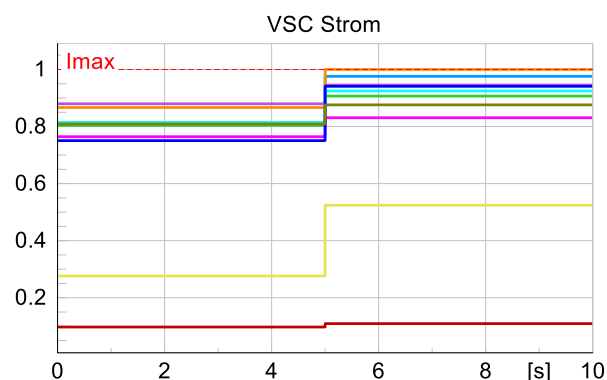
Abb. 7.10 Zeitverlauf der Spannungswinkel in DIgSILENT PowerFactory



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

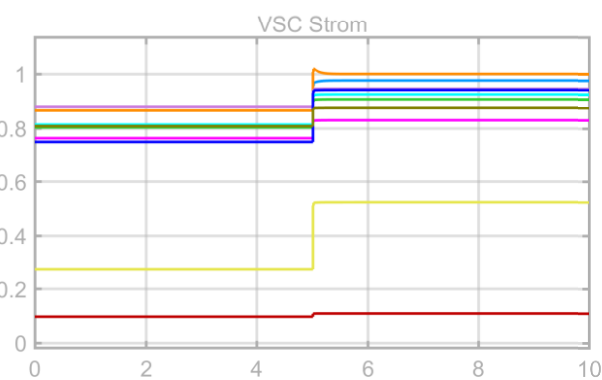
Abb. 7.11 Zeitverlauf der Spannungswinkel in Echtzeitsimulator OPAL-RT

In den Abb. 7.12 und Abb. 7.13 wird der VSC-Strom für beide Modelle dargestellt. Die Analyse zeigt, dass nach der Lastzunahme die meisten VSCs eine höhere Leistung einspeisen, was durch einen Anstieg des Stromflusses sichtbar wird. Der VSC 32 aufgrund der elektrischen Nähe der Lastzunahme erreicht ihre maximale Strombegrenzung.



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

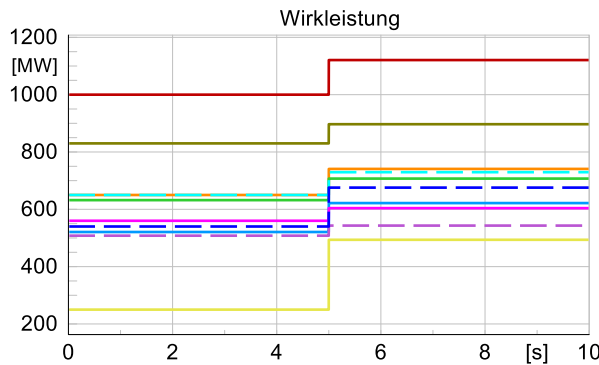
Abb. 7.12 Zeitverlauf der Spannungsamplitude in DIgSILENT PowerFactory



Bus 30 — Bus 33 — Bus 36 — Bus 39 —
 Bus 31 — Bus 34 — Bus 37 —
 Bus 32 — Bus 35 — Bus 38 —

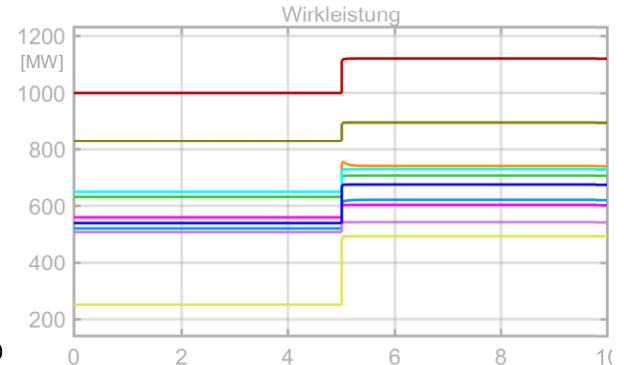
Abb. 7.13 Zeitverlauf der Spannungsamplitude in Echtzeitsimulator OPAL-RT

Die Untersuchung der Wirkleistung, dargestellt in den Abb. 7.14 und Abb. 7.15, zeigt, dass die meisten VSCs ihre Einspeisung erhöhen, um die zusätzliche Last zu kompensieren. Die Ergebnisse zwischen PowerFactory und OPAL-RT sind nahezu identisch, was darauf hindeutet, dass der Echtzeit-Simulator die Netzreaktion realistisch abbildet. Auch hier zeigen beide Modelle identische Ergebnisse. Eine Untersuchung der Blindleistung, dargestellt in den Abb. 7.16 und Abb. 7.17. Die Ergebnisse zwischen PowerFactory und OPAL-RT sind nahezu identisch, was darauf hindeutet, dass der Echtzeit-Simulator die Netzreaktion realistisch abbildet. Insgesamt bestätigt diese Untersuchung, dass das Netz im Echtzeit-Simulator OPAL-RT dieselben Ergebnisse liefert wie das in PowerFactory simulierte Netz in dem Szenario 2.



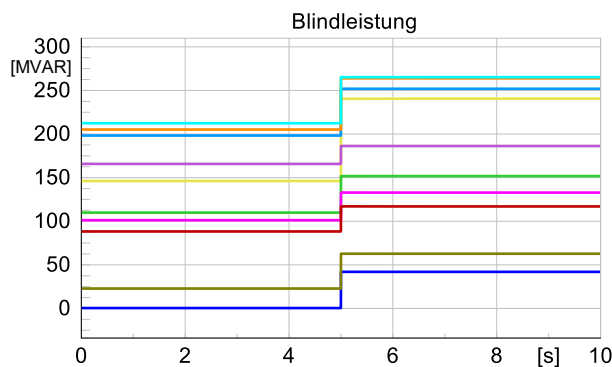
VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
 VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
 VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.14 Zeitverlauf der Wirkleistung in DigSILENT PowerFactory



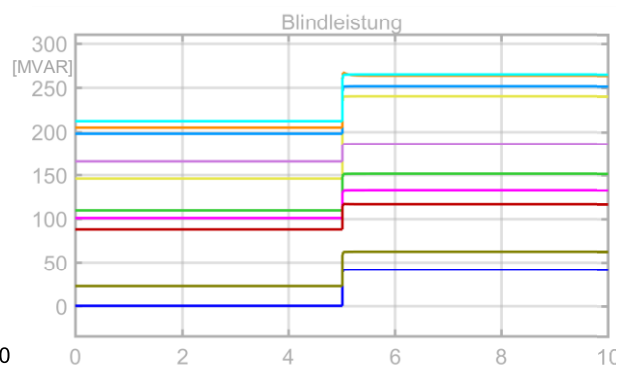
VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
 VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
 VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.15 Zeitverlauf der Wirkleistung in Echtzeitsimulator OPAL-RT



VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
 VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
 VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.16 Zeitverlauf der Blindleistung in DigSILENT PowerFactory



VSC 30 — VSC 33 — VSC 36 — VSC 39 —
 VSC 31 — VSC 34 — VSC 37 —
 VSC 32 — VSC 35 — VSC 38 —

Abb. 7.17 Zeitverlauf der Blindleistung in Echtzeitsimulator OPAL-RT

7.4 Kupplung von Echtzeitsimulatoren

Nach dem erfolgreichen Aufbau und der Validierung des Echtzeit-Demonstrators kann nun das Netzmodell im Echtzeit-Simulator der TU Ilmenau mit dem Energiespeichermodell im Echtzeit-Simulator der TU Hamburg gekuppelt werden.

Der erste Schritt besteht in dem Aufbau und der Validierung der Kommunikation zwischen den beiden Simulatoren. Die grundlegende Voraussetzung für die Kopplung ist die Verwendung des C37.118-Protokolls, das für Phasor Measurement Units (PMUs) genutzt wird. Jeder Echtzeit-Simulator benötigt hierfür zwei Lizenzen, da das C37.118-Protokoll unidirektional arbeitet. Das bedeutet, dass bei einer Master-Slave-Konfiguration nur der Slave Daten senden und der Master Daten empfangen kann. Um eine bidirektionale Kommunikation zu ermöglichen, benötigt jeder Echtzeit-Simulator eine Master- und eine Slave-Lizenz, sodass ein wechselseitiger Datenaustausch erfolgen kann.

Im konkreten Aufbau sendet der Echtzeit-Simulator der TU Ilmenau, in dem sich das Netzmodell befindet, die Daten (Sollwerte) an den Simulator in TU Hamburg, wo sie in das Kraftwerksmodell integriert werden. Gleichzeitig werden die Istwerte des Kraftwerks in Hamburg erfasst, über das C37.118-Protokoll an den Echtzeit-Simulator in Ilmenau gesendet und in das Netzmodell eingebunden. Ziel ist es, das ursprünglich im Netzmodell vorhandene Kraftwerk VSC 39 durch das reale Modell des H₂-Speichers in Hamburg zu ersetzen.

Die Abb. 7.18 veranschaulicht die Kupplung der beiden Echtzeit-Simulatoren. Auf der linken Seite ist der Echtzeit-Simulator der TU Ilmenau mit dem Netzmodell dargestellt, während sich auf der rechten Seite der Echtzeit-Simulator der TU Hamburg mit dem Energiespeichermodell befindet. Beide Systeme sind über das Master-Slave-Konzept miteinander verbunden.

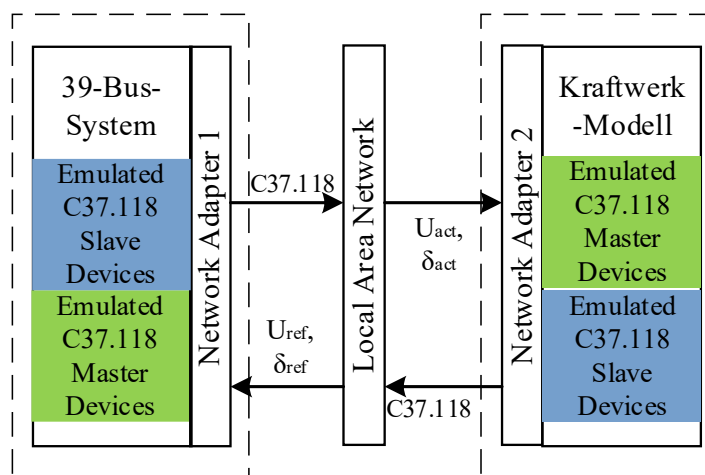


Abb. 7.18 Kopplung zwischen Echtzeit-Simulatoren in TU-Ilmenau und TU-Hamburg

7.4.1 Test des Kommunikationsnetzes

Als erster Test wurde das Netzmodell der TU Ilmenau mit einem einfachen Testmodell der TU Hamburg gekoppelt. Dieses Testmodell besteht lediglich aus einem Block, der die Daten aus Ilmenau empfängt und wieder zurücksendet. Ziel dieses Tests war es, die Funktionalität des Kommunikationsweges zu überprüfen, bevor das H₂-Kraftwerksmodell integriert wird. Zunächst wurden statische Werte von Ilmenau nach Hamburg gesendet, gefolgt von einem Sinussignal, um die Echtzeitübertragung zu analysieren. Die Tests verliefen erfolgreich: Die gesendeten Daten aus dem OPAL-RT der TU Ilmenau wurden im OPAL-RT der TU Hamburg empfangen und umgekehrt. Abb. 7.19 zeigt das gesendete Signal aus Ilmenau, während Abb. 7.20 das empfangene Signal in Hamburg darstellt.

Beide Systeme arbeiten mit einem Zeit-Schritt von 0,01 Sekunden, wodurch eine präzise Echtzeitsimulation gewährleistet wird. Die Tests ergaben eine Kommunikationslatenz von 36 bis 70 ms, die durch die Übertragung über das DFN-Netz (Deutsches Forschungsnetz) verursacht wird. Die Latenz entsteht, weil die Daten aus Ilmenau zunächst über das DFN-Netz gesendet werden, durch zentrale Knotenpunkte in Frankfurt geleitet werden und

anschließend in Hamburg ankommen. Die Validierung zeigte, dass die Kommunikation zwischen den Echtzeit-Simulatoren mit dem gleichen Zeitschritt (Phasor-Modell) grundsätzlich möglich ist.

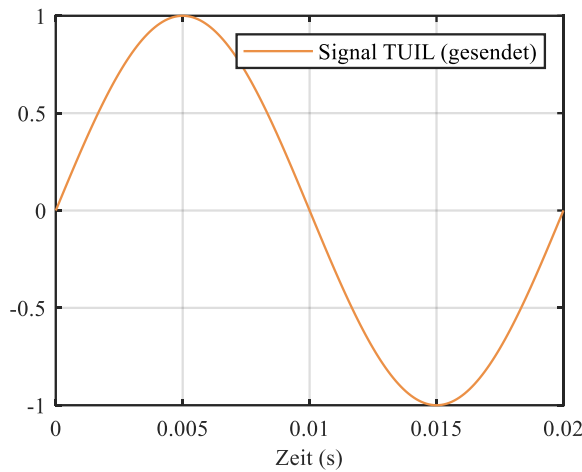


Abb. 7.19 Das gesendete Signal von TU-Ilmenau RTS

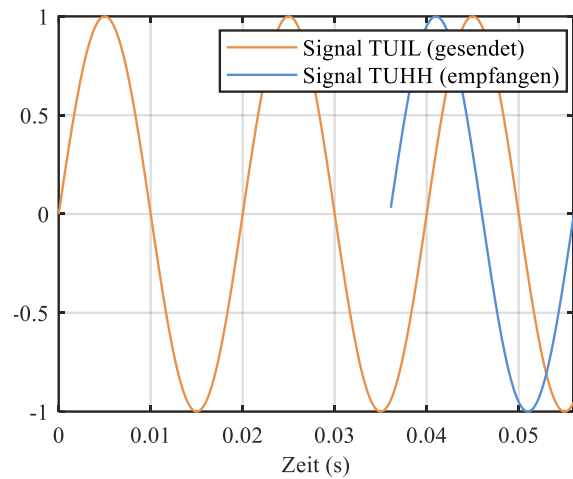


Abb. 7.20 Das gesendete Signal von RTS TUIL und das empfangene Signal in RTS TUHH

7.4.2 Kupplung des Netzmodells mit der H₂-Infrastruktur

Nachdem die Kommunikationsverbindung erfolgreich getestet wurde, erfolgte die Integration des H₂-Kraftwerks in Hamburg in das Netzmodell. Dabei wurde das ursprünglich im Netzmodell vorhandene Kraftwerk VSC 39 entfernt und durch das H₂-Kraftwerksmodell ersetzt. Für die Integration war es erforderlich, die Darstellung des VSC durch eine Spannungsquelle mit Impedanz zu modellieren, wie in Abb. 7.21 gezeigt wird. Auf der linken Seite der Abbildung ist das H₂-Speichersmodell der TU Hamburg, während auf der rechten Seite das 39-Bus-System der TU Ilmenau dargestellt ist.

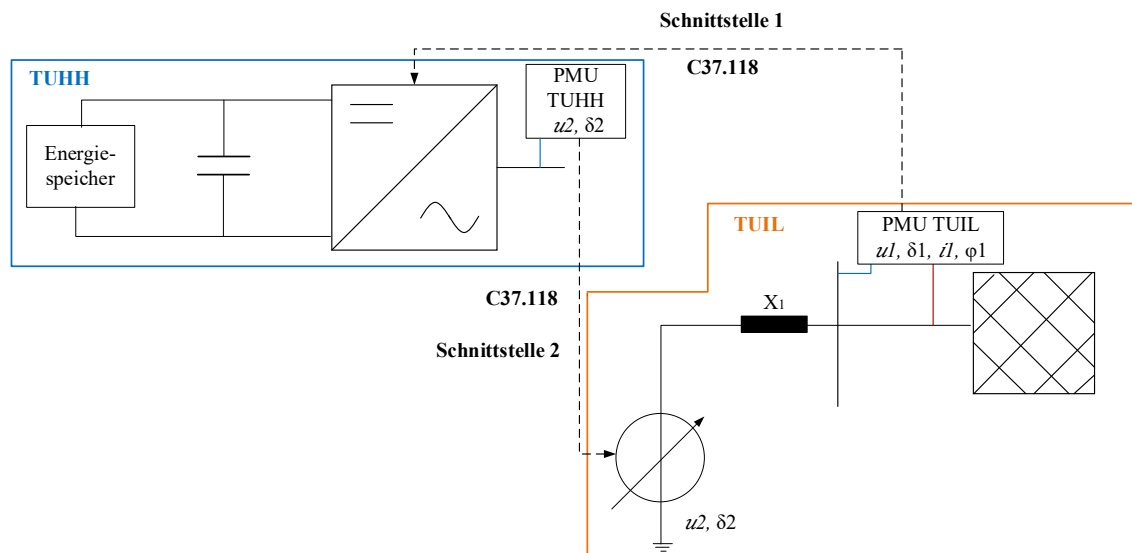


Abb. 7.21 Schnittstelle für die Kopplung zwischen H₂-Infrastruktur in RTS TU-Hamburg und dem Netzmodell in RTS TU-Ilmenau.

Die Kopplung erfolgt über zwei Schnittstellen:

Schnittstelle 1:

- Die Winkel und Amplitude von Strom und Spannung werden am PCC von VSC 39 in Netzmodell in Ilmenau gemessen.
- Die gemessenen Werte werden durch eine emuliertes PMU erfasst und über das C37.118-Protokoll an den Energiespeicher in Hamburg gesendet.
- Die Messwerte werden mit einer Frequenz von 60 Werten pro Sekunde erfasst.

Schnittstelle 2:

- Die Spannungsamplitude und der Spannungswinkel werden im H₂-Kraftwerk in Hamburg gemessen und über das C37.118-Protokoll zurück an den Echtzeit-Simulator in Ilmenau gesendet.
- Die Werte werden in RTS-Ilmenau als Eingangsgrößen für die Spannungsquelle genutzt.
- Die Messwerte werden mit einer Frequenz von 60 Werten pro Sekunde erfasst.

Während der Tests traten jedoch Probleme aufgrund unterschiedlicher Zeitschritte in den beiden Echtzeit-Simulatoren auf. Die Netzsimulation in Ilmenau läuft mit einem Zeitschritt von 0,01 Sekunden, während die Simulation in Hamburg deutlich langsamer ist. Dies führte zu Synchronisationsproblemen zwischen den Schnittstellen, da die gesendeten Daten aus Hamburg in Ilmenau nicht zur richtigen Zeit verarbeitet wurden.

Beispielsweise wenn ein Wert von Schnittstelle 1 (Ilmenau → Hamburg) gesendet wurde, war es aufgrund der langsameren Verarbeitung in Hamburg nicht möglich, die Daten gleichzeitig über Schnittstelle 2 zurückzusenden. Diese Zeitinkonsistenzen führten zu Fehlern in der Simulation, wodurch eine zuverlässige Echtzeitkopplung zwischen dem Netzmodell und dem H₂-Kraftwerk nicht möglich war.

7.4.3 Ergebnis der Tests und Lösungsansatz für den Demonstrator

Die Tests zeigten eine erfolgreiche Kopplung zwischen den Echtzeit-Simulatoren (RTSs), sofern sie mit dem gleichen Zeitschritt im Phasor-Modus betrieben werden. In dieser Konfiguration konnten Mess- und Steuerwerte zuverlässig zwischen den Simulatoren übertragen und in die Netzmodelle integriert werden.

Bei der Kopplung zwischen einem EMT-Modell in Hamburg und einer Phasor-Simulation in Ilmenau traten jedoch Herausforderungen auf, die die Echtzeitkommunikation beeinträchtigten. Die unterschiedlichen Zeitschritte der beiden Systeme führten dazu, dass Messwerte und Sollwerte nicht synchron verarbeitet werden konnten. Während das Netzmodell in Ilmenau mit einem feinen Phasor-Zeitschritt von 0,01 Sekunden lief, arbeitete die EMT-Simulation in Hamburg mit einem wesentlich kleineren Zeitschritt in 10^{-6} Bereich, wodurch eine simultane Verarbeitung der Daten nicht möglich war. Dies führte zu Verzögerungen in der Datenübertragung, die sich auf die Systemdynamik auswirkten.

Um dennoch eine umfassende Analyse der zuvor definierten Untersuchungsfälle – Änderung des Sollwerts und Lastzunahme – durchzuführen, wurde eine alternative Lösung implementiert. Anstatt die direkte Kopplung zwischen den beiden Simulatoren beizubehalten, wurden beide Modelle in einem einzigen OPAL-RT-System in Ilmenau integriert. Diese Vorgehensweise ermöglichte eine stabile Echtzeitsimulation ohne Zeitinkonsistenzen und lieferte valide Ergebnisse für die Netzreaktionen. Die erzielten Ergebnisse wurden in Abb. 7.2 bis Abb. 7.16 dokumentiert und zeigen, dass das Netzmodell erwartungsgemäß auf Änderungen der Betriebsbedingungen reagiert.

7.4.4 Simulation eines Kommunikationsnetzes

Zur weiteren Untersuchung der Kommunikationsaspekte wurde eine Kommunikationsnetz-Simulation mit EXata/CBS Network Simulator erstellt und mit OPAL-RT in Ilmenau gekoppelt.

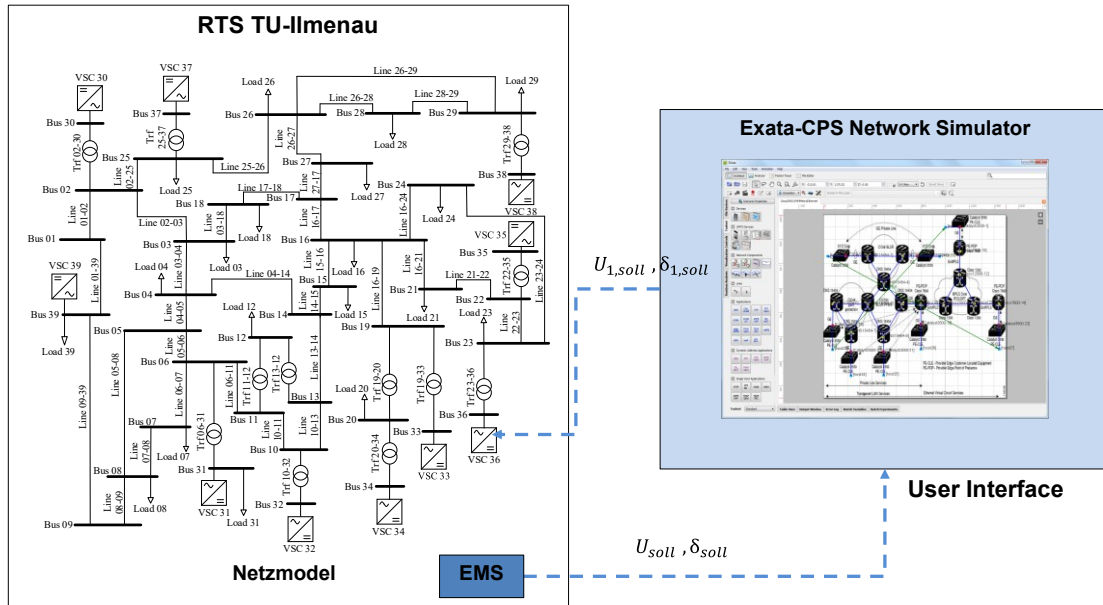


Abb. 7.22 Simulation Kommunikationsnetz mit EXata/CBS Network Simulator

Hierbei wurden die Sollwerte eines Kraftwerks an Bus 36 über das simulierte Kommunikationsnetz gesendet, um die Auswirkungen von Verzögerungen und Paketverlusten auf die Netzstabilität zu analysieren. Die Simulation ergab, dass kurze Verzögerungen im Millisekundenbereich keine signifikanten Auswirkungen auf die Netzstabilität haben, da die Regelernergie durch andere VSCs bereitgestellt wird.

Zusammenfassend konnte festgestellt werden, dass kleinere Verzögerungen in der Kommunikation keinen kritischen Einfluss auf die Netzstabilität haben, solange die lokale Spannungs- und Winkelregelung ausreichend schnell reagiert.

7.5 Echtzeitsimulation H2 Infrastruktur

Für die Echtzeitsimulation wird das in Kapitel 4.2 vorgestellte Wasserstoffspeicherkraftwerk im Echtzeitsimulator von OPAL-RT überführt und in RT-Lab entsprechend angepasst, weil die Bausteine z. T. nicht identisch sind beziehungsweise nicht direkt importiert werden können. Zum Testen des Modells werden die bereits aus Kapitel 4.3 bekannten Testszenarien ausgeführt und mit der vorherigen Simulation verglichen. Für diese Validierung wird an den Zwischenkreiskondensator eine steuerbare Stromquelle angeschlossen, die das Netzverhalten hinter dem Umrichter emuliert.

Für die Kommunikation wurden die Bausteine entsprechend der Beschreibung aus Kapitel 7.4 genutzt.

7.6 Modellimplementierung Umrichtermodell

Für die Integration des Umrichtermodells wurde die Regelung aus Kapitel 5 auf den Umrichter gemäß Abb. 7.23 angewandt. Anstelle der vorherigen steuerbaren Stromquelle wird nun auf der AC-Netzseite des Umrichters eine steuerbare Spannungsquelle angeschlossen, welche über die Referenzdaten aus dem 39-Bus-System angesteuert wird. Die Solldaten sind wie in Kapitel 7.4 beschrieben.

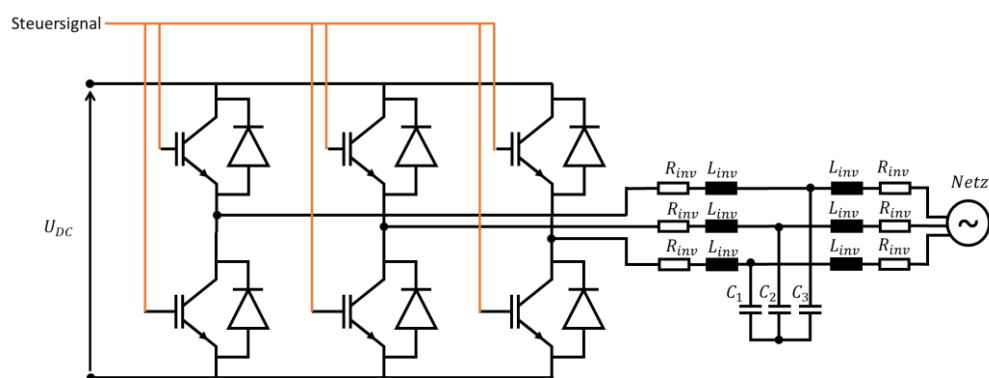


Abb. 7.23 Schematische Abbildung der Umrichterconfiguration auf dem Opal-RT

8 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zeigen, dass der Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung grundsätzlich möglich ist. Im Vergleich zur LFR führt die Winkelregelung aufgrund der inhärenten geografisch lokalen Regelleistungsbereitstellung zu einer geringeren systemweiten Leistungsflussverteilung sowie zu einer höheren Auslastungsmöglichkeit des Stromnetzes. Zudem erfolgt die Ausregelungsgeschwindigkeit schneller. Ein besonderes Merkmal der Winkelregelung ist ihre Gridforming-Funktionalität sowie die instantane Bereitstellung von Regelleistung. Die Indikatoren zeigen, dass das Stromnetz hinsichtlich Spannung, Frequenz und Spannungswinkel stabiler ist. Beim Untersuchungsfall „Lastzunahme“ zeigt sich eine erhöhte Stabilität: Die Anzahl stabiler Fälle ist bei winkelbasierter Regelung im Vergleich zur LFR um den Faktor 1,4 höher bei konstanter Last, 1,3 bei 21 % dynamischer Last, 1,2 bei 50 % dynamischer Last und 1,09 bei 100 % dynamischer Last. Beim Untersuchungsfall „Leitungsausfall“ ist die Anzahl stabiler Fälle mit Winkelregelung um den Faktor 1,13 höher als mit LFR. Beim Untersuchungsfall „Ausfall einer Erzeugungseinheit“ besteht hingegen kein Unterschied zwischen den beiden Regelungsarten in Bezug auf die Anzahl stabiler Fälle. Darüber hinaus bietet die Spannungswinkelregelung wirtschaftliche Vorteile, da sowohl der Blindleistungsbedarf als auch die Netzverluste in den meisten Fällen geringer sind. Allerdings hat der winkelbasierte Stromnetzbetrieb auch Nachteile im Vergleich zur LFR. Ein wesentlicher Nachteil ist der höhere Aufwand für Überwachung und Steuerung, insbesondere zur Beherrschung energieneutraler Arbeitspunktänderungen bei Topologieänderungen sowie energiebilanzneutraler Laständerungen. Zudem erfordert die Spannungswinkelregelung ein zeitsynchronisiertes Referenzsignal, beispielsweise durch GPS.

Bei den Untersuchungen wurde festgestellt, dass aufgrund der zu erwartenden steigenden Elektrifizierung ein erhöhter Bedarf an unterstützenden Kraftwerken notwendig ist, um weiterhin eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. In Bezug auf das Wasserstoffspeicherkraftwerk bedeutet dies, dass insbesondere die Brennstoffzelle sowohl bezogen auf die maximale Leistung, Gesamtenergie für das Jahr und die Arbeitsstunden die dominante Rolle innerhalb des Wasserstoffspeicherkraftwerks spielt. Die Bedeutung des Elektrolyseurs ist nach den Analysen, die im Umfang dieses Projekts gemacht wurden, deutlich geringer, als es die Annahmen in anderen Studien vermuten lassen. Die Untersuchungen hinsichtlich der Regelung haben gezeigt, dass eine interne Regelung basierend auf einer Spannungsdifferenz-Methode möglich ist und ein gutes Ansprechverhalten zeigt. Weitere Erkenntnisse der Untersuchung sind, dass es aktuell wenig Information zur Skalierung und dem Verhalten von Brennstoffzellen am Stromnetz gibt. Neben den technologischen Herausforderungen zum Bau großer Brennstoffzellenblöcke fehlen aktuell auch noch regulatorische Bedingungen. Daher wurde sich im Rahmen dieses Projekts auch an der Roadmap Wasserstoff in der AG 1.1.3 Gesamtsystemintegration beteiligt und Wissen ausgetauscht.

Die dynamische Kopplung zwischen der H₂-Infrastruktur und der Regelung des netzseitigen Umrichters wurde untersucht. Das Konsortium hat sich auf eine starre Winkelvorgabe für den netzseitigen Umrichter eines Speicherkraftwerks geeinigt (Umrichter ist grid-forming), da dadurch die Leistungsflüsse im Netz definiert sind. Da auch Anlagen ohne große Leistungsreserve (z.B. Windenergieanlagen) mit dem gleichen Regelungskonzept fahren können und dadurch den größten Beitrag zur Netzstabilität leisten, wurde der separate Ansatz eines grid-supporting Regelungskonzepts im Winkelnetz aufgrund fehlender Notwendigkeit abweichend von der GVB nicht weiter betrachtet. Für die spannungseinprägende Umrichterregelung wurde eine parallele Strombegrenzung entwickelt, die den Strom in Fehlerfällen zum Hardwareschutz instantan auf den Maximalwert begrenzt. Es wurde gezeigt, dass eine unterlagerte Stromregelung für spannungseinprägende Regelungskonzepte von Umrichtern mit Spannungszwischenkreis aufgrund der Zeitkonstanten nicht stabil realisierbar ist (dies trifft auch auf spannungseinprägende Verfahren im frequenzvariablen Netz zu). Abweichend von der GVB konnte diese entsprechend nicht implementiert werden.

Bei den Analysen des Hybridbetriebs aus Spannungswinkelregelung und Leistungs-Frequenzregelung wurde aus technischer Sicht kein „Show-Stopper“ identifiziert. Im Hybridsystem werden Leistungsungleichgewichte, nach initialen Wechselwirkungen mit der Momentanreserve bis zur Leistungsablösung durch eine Sollwertanpassung oder Sekundärregelung, immer von den Anlagen mit Spannungsregelung übernommen. Bei einer geringen Durchdringung des Systems mit diesen Anlagen werden sie daher übermäßig beansprucht. Eine Umstellung auf Spannungswinkelregelung ist daher erst ab einer gewissen Durchdringung und örtlichen Verteilung von Anlagen mit Spannungswinkelregelung sinnvoll (first-mover disadvantage). Ein Betriebsführungskonzept mit Spannungswinkelregelung erfordert eine zentrale Bestimmung der Spannungswinkel und eine Referenzwertübermittlung an die entsprechenden Anlagen. Dies stellt hohe Anforderungen an die Datenqualität der Betriebsplanungssätze und würde eine grundlegende Umstrukturierung der Betriebsplanungsprozesse voraussetzen. Die Roadmap Systemstabilität zeigt einen konkreten Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Systembetriebs mit 100 % erneuerbaren Energien auf. Das Zielbild und die Prozesse in der Roadmap sind dabei stark von einem System mit Leistungs-Frequenzregelung und einer netzdienlichen Integration von EEA geprägt. Nicht zuletzt durch die schnell voranschreitende Energiewende werden disruptive Ansätze hier nicht berücksichtigt. Eine Integration der Spannungswinkelregelung in europäische Regularien zum Netzbetrieb würde einen hohen organisatorischen Aufwand mit sich bringen.

A Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1	Struktur und Partner des Verbundvorhabens	5
Abb. 2.1	IEEE 39-Bus New England System.....	12
Abb. 2.2	Modifiziertes IEEE 39-Bus New England System	13
Abb. 3.1	Beispielnetz.....	16
Abb. 3.2	Zeitverlauf der Spannung an den Netzknoten.....	17
Abb. 3.3	Architektur des Stromnetzbetriebs mit winkelbasierter Regelung	19
Abb. 3.4	Betriebsdiagramm eines VSC mit Spannungswinkelregelung	20
Abb. 3.5	Vereinfachter VSC-Regelkreis für RMS-Simulation und Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung	21
Abb. 3.6	Vereinfachte Darstellung der Messung an den Kuppelleitung zwischen RZ A und den anderen RZs	23
Abb. 3.7	Grafische Darstellung der Berechnung der SR-Signale.....	23
Abb. 3.8	Erweiterung des Regelkreises über die Sekundärregelung	24
Abb. 3.9	Vereinfachter VSC-Regelkreis für RMS-Simulation und Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung mit Sekundärregelung	24
Abb. 3.10	Vereinfachte Darstellung für die Bereitstellung des Zeitreferenzsignals von GPS	25
Abb. 3.11	Beispielnetz.....	26
Abb. 3.12	Eindirektionale Regelcharakteristik des winkeligeregelten VSC mit Droop-Regelung: a) ohne Totband, b) mit Totband	27
Abb. 3.13	Vereinfachte Regelstruktur für VSC mit winkelbasierter Regelung mit Droop-Regelung	27
Abb. 3.14	Prozess einer Leitungszuschaltung beim Stromnetzbetrieb mit winkelbasierter Regelung.....	29
Abb. 3.15	Vereinfachte Darstellung des Datenflusses im Stromnetz.....	29
Abb. 3.16	Methode zum Umgehen mit einem energieneutralen Arbeitspunkt	31
Abb. 3.17	Methode zur Allokation Energiereserve	34
Abb. 3.18	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	36
Abb. 3.19	Zeitverlauf der Frequenz.....	36
Abb. 3.20	Regelsignal der Sekundärregelung in RZ1	37
Abb. 3.21	Regelsignal der Sekundärregelung in RZ2	37
Abb. 3.22	Regelsignal der Sekundärregelung in RZ3	37
Abb. 3.23	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	38

Abb. 3.24	Zeitverlauf der Frequenz.....	38
Abb. 3.25	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	39
Abb. 3.26	Zeitverlauf der VSC-Ströme	39
Abb. 3.27	Zeitverlauf der Spannungswinkel	39
Abb. 3.28	Zeitverlauf der Frequenz.....	39
Abb. 3.29	Zeitverlauf der Spannungsamplitude	40
Abb. 3.30	Zeitverlauf der Blindleistung	40
Abb. 3.31	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	41
Abb. 3.32	Zeitverlauf der Spannungswinkel	41
Abb. 3.33	Sekundärregelungssignal der an den Sekundärregelung beteiligten VSCs.....	41
Abb. 3.34	Zeitverlauf der Frequenz.....	42
Abb. 3.35	Zeitverlauf der Spannungsamplitude	42
Abb. 3.36	Änderung der Wirkleistungsverluste vor und nach der optimalen Arbeitspunkte	43
Abb. 3.37	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	43
Abb. 3.38	Zeitverlauf der Spannungswinkel	43
Abb. 3.39	Zeitverlauf der Spannungsamplitude	44
Abb. 3.40	Zeitverlauf der Blindleistung	44
Abb. 3.41	Modifiziertes 39-Bus New England System.....	45
Abb. 3.42	Zeitverlauf der Wirkleistung in der Gruppe I und Gruppe II.....	46
Abb. 3.43	Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Gruppe I und Gruppe II	46
Abb. 3.44	Zeitverlauf der Wirkleistung in der Gruppe I und Gruppe II.....	47
Abb. 3.45	Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Gruppe I und Gruppe II	47
Abb. 3.46	Zeitverlauf der Wirkleistung in der Gruppe I und Gruppe II.....	48
Abb. 3.47	Zeitverlauf der Spannungswinkel in der Gruppe I und Gruppe II	48
Abb. 3.48	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	49
Abb. 3.49	Zeitverlauf der Frequenz.....	49
Abb. 3.50	Zeitverlauf der Wirkleistung.....	50
Abb. 3.51	Zeitverlauf der Spannungswinkel	50
Abb. 3.52	Zeitverlauf der Spannungswinkel	51
Abb. 3.53	Zeitverlauf der Wirkleitung	51
Abb. 3.54	Zeitverlauf der VSC-Ströme	52

Abb. 3.55	Zeitverlauf der Leitungsauslastung.....	53
Abb. 3.56	Zeitverlauf der VSC-Ströme.....	53
Abb. 3.57	Zeitverlauf der Spannungswinkel.....	53
Abb. 3.58	Zeitverlauf der Wirkleitung.....	53
Abb. 3.59	Last-Prognosefehler im Jahr 2022.....	54
Abb. 3.60	Solarprognosefehler im Jahr 2022.....	54
Abb. 3.61	Onshore-Windprognosefehler im Jahr 2022.....	54
Abb. 3.62	Offshore-Windprognosefehler im Jahr 2022.....	54
Abb. 3.63	Zeitverlauf der VSC-Ströme mit den Grenzwerten.....	57
Abb. 3.64	Klassifikation von Indikatoren zur Bewertung der Leistungsfrequenzregelung und Spannungswinkelregelung.....	58
Abb. 3.65	Interaktion zwischen der verwendeten Software.....	65
Abb. 3.66	Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und Lasten mit konstanter Leistung.....	67
Abb. 3.67	Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und Lasten mit konstanter Leistung.....	68
Abb. 3.68	Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und 21 % der Lasten sind dynamische Lasten.....	69
Abb. 3.69	Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und 21 % der Lasten sind dynamische Lasten.....	69
Abb. 3.70	Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und 50 % der Lasten sind dynamische Lasten.....	71
Abb. 3.71	Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und 50 % der Lasten sind dynamische Lasten.....	72
Abb. 3.72	Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall von Lastzunahme und 100 % der Lasten sind dynamische Lasten.....	73
Abb. 3.73	Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Frequenz-Regelung im Fall von Lastzunahme und 100 % der Lasten sind dynamische Lasten.....	74
Abb. 3.74	Einfluss des Anteils der dynamischen Lasten auf die bereitgestellte Regelleistung.....	75
Abb. 3.75	Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall vom Leitungsausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung.....	76
Abb. 3.76	Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Winkel-Regelung im Fall vom Leitungsausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung.....	77

Abb. 3.77	Ergebnisse der Indikatoren bei LFR im Fall vom Generatorausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung	78
Abb. 3.78	Ergebnisse der Indikatoren bei Konstant-Winkel-Regelung im Fall vom VSC-Ausfall und alle Lasten sind Lasten mit konstanter Leistung	79
Abb. 3.79	Vergleich der Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme.....	81
Abb. 3.80	Vergleich der Anzahl der stabilen Fälle bei Ausfällen	81
Abb. 3.81	Gesamte Bereitgestellte Regelleistung bei Lastzunahme.....	82
Abb. 3.82	Gesamte Bereitgestellte Regel-leistung bei Ausfällen	82
Abb. 3.83	Gesamte Bereitgestellte Blindleistung bei Lastzunahme	82
Abb. 3.84	Gesamte Bereitgestellte Blindleistung bei Ausfällen.....	82
Abb. 4.1	Schematische Darstellung des Ersatzschaltbildes der Brennstoffzelle	83
Abb. 4.2	Schematische Darstellung des Ersatzschaltbildes des Elektrolyseurs.....	83
Abb. 4.3	Regelstrecke der Dynamik der Brennstoffzelle	84
Abb. 4.4	Regelstrecke für die Dynamik der Batterie.....	84
Abb. 4.5	Regelstrecke für Dynamik des Elektrolyseurs	85
Abb. 4.6	Veränderung der installierten Leistung und verbrauchten Energie von 2023 zu 2045	86
Abb. 4.7	Schematische Darstellung des gesamten Wasserstoffspeicherkraftwerks	89
Abb. 4.8	Modell des Wasserstoffspeicherkraftwerks als Kopplung zwischen H ₂ - und Stromnetz...	89
Abb. 4.9	Verhalten der Spannung auf dem DC-Zwischenkreis nach Lastsprung auf dem AC-Netz (einstufige Regelung).....	90
Abb. 4.10	Verhalten der Spannung auf dem DC-Zwischenkreis nach Lastsprung auf dem AC-Netz (zweistufige Regelung)	90
Abb. 4.11	Leistungsverteilung auf Komponenten nach Lastsprung (einstufige Regelung)	91
Abb. 4.12	Leistungsverteilung auf Komponenten nach Lastsprung (zweistufige Regelung).....	91
Abb. 4.13	Spannungsband für Sollleistung (einstufige Regelung)	92
Abb. 4.14	Spannungsband für Sollleistung (zweistufige Regelung)	92
Abb. 4.15	Anteil an Leistung der einzelnen Komponenten zur Sollleistungsbereitstellung (einstufige Regelung).....	93
Abb. 4.16	Anteil an Leistung der einzelnen Komponenten zur Sollleistungsbereitstellung (zweistufige Regelung).....	93
Abb. 5.1	Simulationsmodell	95
Abb. 5.2	Amplitudenregelung.....	97

Abb. 5.3	Winkelregelung.....	97
Abb. 5.4	netzfolgende Regelung	98
Abb. 5.5	netzbildende Regelung.....	98
Abb. 5.6	Strombegrenzung.....	99
Abb. 5.7	Gegensystemregelung.....	100
Abb. 5.8	Addition aller Steuersignale	100
Abb. 5.9	Strom an Bus 1 nach einem Lastsprung.....	101
Abb. 5.10	Spannungszeigerwinkel an Bus 1 nach einem Lastsprung	102
Abb. 5.11	Amplitude der Spannung an Bus 1 nach einem Lastsprung	102
Abb. 5.12	Strom an Bus 2 nach einem Lastsprung.....	103
Abb. 5.13	Spannungszeigerwinkel an Bus 2 nach einem Lastsprung	103
Abb. 5.14	Einbruch der Netzspannung auf 10%	104
Abb. 5.15	Strom an Bus 1 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%	104
Abb. 5.16	Amplitude der Spannung an Bus 1 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%.....	104
Abb. 5.17	Spannungszeigerwinkel an Bus 1 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%.....	105
Abb. 5.18	Strom an Bus 2 nach Einbruch der Netzspannung auf 10%	105
Abb. 5.19	Netzspannung nach Phasensprung.....	106
Abb. 5.20	Strom an Bus 1 nach Phasensprung ohne Strombegrenzung und Gegensystemregelung .	106
Abb. 5.21	Strom an Bus 2 nach Phasensprung ohne Strombegrenzung und Gegensystemregelung .	107
Abb. 5.22	Strom an Bus 1 nach Phasensprung.....	107
Abb. 5.23	Strom an Bus 1 nach Phasensprung.....	107
Abb. 5.24	Unsymmetrischer Netzfehler	108
Abb. 5.25	Strom an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler ohne Gegensystemregelung	108
Abb. 5.26	Strom an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler	109
Abb. 5.27	Amplitude der Spannung an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler.....	109
Abb. 5.28	Spannungszeigerwinkel an Bus 1 nach unsymmetrischem Netzfehler.....	110
Abb. 5.29	Amplitude der Spannung an Bus 2 nach unsymmetrischem Netzfehler.....	110
Abb. 5.30	Spannungszeigerwinkel an Bus 2 nach unsymmetrischem Netzfehler.....	110
Abb. 5.31	Teilsystem Umrichter	111
Abb. 6.1	Schritte des Transformationspfads von der Leistungsfrequenzregelung hin zur Winkelregelung.....	114

Abb. 6.2	modifiziertes Netzmodell für die Analysen zum Transformationspfad	115
Abb. 6.3	Methodik zum Ersetzen von synchroner Erzeugung durch eine spannungswinkelgeregelte VSC und RES	116
Abb. 6.4	Nachführung des Netzwinkels	116
Abb. 6.5	Modifizierter Leistungs-Frequenzregler	117
Abb. 6.6	Ergebnisse der aktivierten aFRR für einen 60 MW Lastsprung an Last 20 für die Fälle 0-4	118
Abb. 6.7	Frequenzverläufe für einen 60 MW Lastsprung an Last 20 für die Fälle 0-4	118
Abb. 6.8	Wirkleistungen der spannungswinkelgeregelten VSC Einheiten für einen 60 MW Lastsprung an Last 20 für die Fälle 1-4	118
Abb. 6.9	Frequenzverläufe Case 1 an den Generatoren G01, G03 und G10	119
Abb. 6.10	Momentanreserve der SG (-), FCR(--) in Case 1	119
Abb. 6.11	Frequenzverläufe Case 2 an den Generatoren G01, G03 und G10	119
Abb. 6.12	Momentanreserve der SG (-), FCR (--) und Wirkleistung der Speicherkraftwerke in Case 2	119
Abb. 6.13	Frequenzverläufe Case 3 an den Generatoren G01, G03 und G10	120
Abb. 6.14	Momentanreserve der SG (-), FCR (--) und Wirkleistung der Speicherkraftwerke in Case 3	120
Abb. 6.15	Frequenzverläufe Case 4 an den Generatoren G01, G04 und G06	121
Abb. 6.16	Wirkleistung der Synchrongeneratoren (Momentanreserve), FCR und der Speicherkraftwerke in Case 4	121
Abb. 6.17	Frequenzverläufe Case 5 an den Generatoren G01, G03 und G10	121
Abb. 6.18	Wirkleistung der Synchrongeneratoren (Momentanreserve), FCR und der Speicherkraftwerke in Case 5	121
Abb. 6.19	Frequenzverläufe Case 5 an den Generatoren G01, G03 und G10	122
Abb. 6.20	Wirkleistung der Synchrongeneratoren (Momentanreserve), FCR und der Speicherkraftwerke in Case 5	122
Abb. 6.21	Frequenz am Netzanschlusspunkt	123
Abb. 6.22	Strom an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms	124
Abb. 6.23	Strom an Bus 2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms	124
Abb. 6.24	Spannungszeigerwinkel an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms	125
Abb. 6.25	Spannungszeigerwinkel an Bus 2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 1ms	125
Abb. 6.26	Strom an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms	126

Abb. 6.27	Strom an Bus 2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms	126
Abb. 6.28	Spannungszeigerwinkel an Bus 1 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms	127
Abb. 6.29	Spannungszeigerwinkel an Bus2 bei einer Kommunikationsverzögerung von 50ms	127
Abb. 7.1	Darstellung eines VSC mit einer Spannungsquelle und Impedanz.....	129
Abb. 7.2	Zeitverlauf der Spannungswinkel in DIgSILENT PowerFactory.....	130
Abb. 7.3	Zeitverlauf der Spannungswinkel in Echtzeitsimulator OPAL-RT	130
Abb. 7.4	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in DIgSILENT PowerFactory.....	130
Abb. 7.5	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in Echtzeitsimulator OPAL-RT	130
Abb. 7.6	Zeitverlauf der Wirkleistung in DIgSILENT PowerFactory	131
Abb. 7.7	Zeitverlauf der Wirkleistung in Echtzeitsimulator OPAL-RT.....	131
Abb. 7.8	Zeitverlauf der Blindleistung in DIgSILENT PowerFactory.....	131
Abb. 7.9	Zeitverlauf der Blindleistung in Echtzeitsimulator OPAL-RT	131
Abb. 7.10	Zeitverlauf der Spannungswinkel in DIgSILENT PowerFactory.....	132
Abb. 7.11	Zeitverlauf der Spannungswinkel in Echtzeitsimulator OPAL-RT	132
Abb. 7.12	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in DIgSILENT PowerFactory.....	132
Abb. 7.13	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in Echtzeitsimulator OPAL-RT	132
Abb. 7.14	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in DIgSILENT PowerFactory.....	133
Abb. 7.15	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in Echtzeitsimulator OPAL-RT	133
Abb. 7.16	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in DIgSILENT PowerFactory.....	133
Abb. 7.17	Zeitverlauf der Spannungsamplitude in Echtzeitsimulator OPAL-RT	133
Abb. 7.18	Kopplung zwischen Echtzeit-Simulatoren in TU-Ilmenau und TU-Hamburg	134
Abb. 7.19	Das gesendete Signal von TU-Ilmenau RTS	135
Abb. 7.20	Das gesendete Signal von RTS TUIL und das empfangene Signal in RTS TUHH	135
Abb. 7.21	Schnittstelle für die Kopplung zwischen H2-Infrastruktur in RTS TU-Hamburg und dem Netzmodell in RTS TU-Ilmenau.....	135
Abb. 7.22	Simulation Kommunikationsnetz mit EXata/CBS Network Simulator	137
Abb. 7.23	Schematische Abbildung der Umrichterkonfiguration auf dem Opal-RT	138

B Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1	Wissenschaftliche Ziele des DisrupSys-Projekts	4
Tab. 1.2	Meilensteine	5
Tab. 2.1	Erzeugung und Verbrauch in jeweiliger Regelzone.....	11
Tab. 2.2	Anzahl der Generatoren und Lasten in jeder Regelzone jeweils	11
Tab. 2.3	Angenommene dynamische Modelle für die Generatoren.....	12
Tab. 3.1	Vergleich der Spannungswinkeländerung infolge einer Lastzunahme	16
Tab. 3.2	Liste der Leistungsausfälle und mögliche kurative Entlastung der überlasteten Leitungen	31
Tab. 3.3	Liste der VSC-Ausfälle und mögliche kurative Entlastung der überlasteten Leitungen	32
Tab. 3.4	Die Kraftwerkkenzahl für jeden SG jeweils	35
Tab. 3.5	Arbeitspunktänderung der SGs infolge einer Lastzunahme.....	36
Tab. 3.6	Ergebnisse im stationären Zustand bei Netzbetrieb einmal mit SGs und einmal mit VSCs	38
Tab. 3.7	Optimale Sollwerte der VSCs	42
Tab. 3.8	Arbeitspunkte der VSCs.....	44
Tab. 3.9	Arbeitspunktwechsel vor und nach dem Leitungsausschaltung.....	49
Tab. 3.10	Arbeitspunktwechsel vor und nach dem Leitungsausschaltung.....	50
Tab. 3.11	Wirkleistungsänderung vor und nach den neuen Sollwerten	52
Tab. 3.12	Prozentuale Anteil der bereitgestellten Regelleistung in jedem VSC jeweils infolge der Wirkleistungsänderungen an den Knoten in %/MW	55
Tab. 3.13	Prozentuale Anteil der bereitgestellten Regelleistung in jedem VSC jeweils infolge eines VSC-Ausfalls in %/MW	56
Tab. 3.14	Maximale Ausfälle sowie Prognosefehler für einen Fahrplan	56
Tab. 3.15	Initial und finale Grenzwert der VSCs für einen Fahrplan	56
Tab. 3.16	Dynamisches Modell der SGs.....	64
Tab. 3.17	Kriterien zur Bewertung der Stabilität	65
Tab. 3.18	Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)	66
Tab. 3.19	Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung	68
Tab. 3.20	Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (21 % der Lasten sind dynamische Lasten)....	68
Tab. 3.21	Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung	70
Tab. 3.22	Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (50 % der Lasten sind dynamische Lasten)....	71
Tab. 3.23	Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung	72

Tab. 3.24	Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)	73
Tab. 3.25	Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung.....	74
Tab. 3.26	Anzahl der stabilen Fälle bei Lastzunahme (Lasten mit konstanter Leistung)	75
Tab. 3.27	Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung.....	77
Tab. 3.28	Anzahl der stabilen Fälle bei Erzeugungseinheitsausfall (Lasten mit konstanter Leistung)	77
Tab. 3.29	Summe der bereitgestellten Wirk- und Blindleistung.....	79
Tab. 3.30	Ergebnisse der gewichteten Indikatoren	80
Tab. 4.1	Zusammenfassung der Modellierungsansätze für die Kraftwerkskomponenten	85
Tab. 4.2	Bedarf an Kraftwerksleistung in GW im Durchschnitt (Maximum) bei der Aus- /Einspeicherung	87
Tab. 4.3	Maximale Änderung der Leistung in GW in einem 15 Minuten Intervall (min. Auflösung der Daten)	87
Tab. 4.4	Jahresbetriebsstunden	87
Tab. 4.5	Maximale Anzahl an konsekutiven Tagen in einem Jahr ohne Einspeisung/-speicherung	87
Tab. 4.6	Füllstand Wasserstoffspeicher in TWh.....	87
Tab. 5.1	Komponenten des Simulationsmodell und ihre Funktion.....	95
Tab. 5.2	elektrische Parameter.....	101
Tab. 6.1	Übersicht über ersetzte Synchrongeneratoren, die betroffenen Knoten und die Leistungen der Speichereinheit mit Spannungswinkelregelung, sowie der RES.	116
Tab. 7.1	Modellierung in PowerFactory und OPAL-RT	129
Tab. 7.2	Initialwerte der Erzeugung und Last in jeder RZ.....	129

C Abkürzungsverzeichnis

ACE	Area Control Error (Gebietsregelfehler)
aFRR	Automatische Frequenzwiederherstellungsreserven
ARGI	Ausregelungsgeschwindigkeitsindex
DVI	Dynamischer Spannungsindex
EMS	Energiemanagementsystem
ENTSO-E	Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität
FACTS	Flexible AC Transmission System
FCE	Frequency Control Error (Frequenzregelfehler)
FCR	Frequency Containment Reserve (Frequenzhaltungsreserve)
GPS	Global Positioning System
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktion
KFR	Konstant-Frequenzregelung
LFR	Leistungs-Frequenz-Regelung
LPF	Tiefpassfilter
MALI	Index für mittlere Auslastung der Leitungen
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
MFDI	Maximale Frequenzabweichungsindex
mFRR	Manuelle Frequenzwiederherstellungsreserven
MTU	Master Terminal Unit
NAP	Netzanschlusspunkt
OPF	Optimaler Lastfluss
PCE	Power Control Error (Leistungsregelfehler)
PMU	Phasenmesseinheit
PLL	Phasenregelungsschleife
PST	Phasenschiebertransformatoren
QSVI	Quasistationärer Spannungsindex
ROCOF	Rate of Change of Frequency (zeitliche Ableitung der Netzfrequenz)
RTU	Remote Terminal Unit
RZs	Regelzonen
SE	Zustandsschätzung
SGs	Synchrongeneratoren
SOGL	Guideline on Electricity Transmission System Operation
SUB-MTUs	Sub-Master Terminal Units
SWDI	Spannungswinkeldifferenz-Index
VSC	Voltage Source Converter
VOC	Voltage Oriented Control
VRLI	Regelleistungsverteilung
WAMS	Wide Area Measurement System
WLVI	Wirkleistungsverlustindex
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

D Literaturverzeichnis

1. Garner H., Das Richtvektorverfahren zur Leistungs-, Frequenz- und Uhrzeitregelung in großen Netzen (Drehungsregelung), Elektrotechnische Zeitschrift 71. Jahrgang, Heft 13 (1950) S. 341-344 und 365-368.
2. The massive integration of power electric devices, <https://www.h2020-migrate.eu>, accessed 19.02.2020.
3. Weber H., Von der Frequenzregelung mit Schwungmassen (netzstützende Maßnahmen) zur Winkelregelung mit Umrichtern (netzbildende Maßnahmen), 12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, 26. – 27.09.2017, Berlin.
4. Heising C, Meyer D, Staudt V, Merkmale und Fähigkeiten netzbildender Regelverfahren für Umrichter / Characteristics and capabilities of grid-forming control for converters, 13. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“ · 18. - 19.09.2019 in Berlin.
5. Pierre B, Villegas Pico H., Elliott R.T., Flicker, J., et.al., Bulk Power System Dynamics with Varying Levels of Synchronous Generators and Grid-Forming Power Inverters, Conference Proceedings: 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC); 16-21 June 2019.
6. Strauß Ph., Lammert G., Unruh P., Regelung und Stabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz, IEEE PES German Chapter Workshop Stabile Netze mit Erneuerbaren Energien, 26.9.2018 in Kassel.
7. Mahr F., Jaeger J., Advanced Grid-Forming Control of HVDC Systems for Reliable Grid Restoration, 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, 2018, pp. 1-5., doi: 10.1109/PESGM.2018.8586200.
8. Heising C., Meyer D. (Avasition, Germany); Hennig T., Vennemann K. (Amprion, Germany); Deiml D., Winter W. (TenneT TSO, Germany); Wrede H. (University of Applied Sciences Düsseldorf, Germany); Lehner J., Wenig S., (TransnetBW, Germany), Weidner J., Kuchler S. (50Hertz Transmission, Germany), Fortmann J. (University of Applied Sciences (HTW) Berlin, Need for Grid-Forming Converter-Control in Future System-Split Scenarios, Wind Integration Workshop 2019, Germany.
9. VDE-AR-N 4131, Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ), VDE-Artnr.: 0100511, 2019-03.
10. Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (Text with EEA relevance), Bd. 220. 2017.
11. J Gleadow; TF-77 – AC Fault response options for VSC HVDC converters, CIGRE Science & Engineering, Nr. 15, S. 105-110, Oktober 2019.
12. X. Xing, J. Lin, Y. Song and Q. Hu, "Maximum Production Point Tracking of a High-Temperature Power-to-Gas System: A Dynamic-Model-Based Study," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 11, no. 1, pp. 361-370, Jan. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2891296.
13. E. Ezeodili, J. Kim, E. Muljadi and R. M. Nelms, "Coordinated Power Balance Scheme for a Wind-to-Hydrogen Set in Standalone Power Systems," 2020 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Detroit, MI, USA, 2020, pp. 2148-2153, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9236060.
14. H. Cai, X. Song, J. -P. Hammer, T. Jiang, S. Schlegel and D. Westermann, "Modeling Power-to-Gas in the Electrical Energy System in Real-Time Simulator," 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Torino, Italy, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209793.
15. R. Bhosale and V. Agarwal, "Control of fuel cell and electrolyzer based hydrogen storage system with ultra-capacitor for voltage stability and enhanced transient stability of a DC micro grid," 2018 International

- Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC), Thrissur, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/PICC.2018.8384788.
16. B. Barlach, H.-M. Henning, C. Kost, A. Palzer et. al.: Optimierungsmodell REMod-D. Materialien zur Analyse „Sektorkopplung“ – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energie-systems. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., München, Germany, 2018.
 17. R. Peniche Garcia; Analysis of renewable energy integration options in urban energy systems with centralized energy parks, Hamburg University of Technology, PhD Thesis, Cuvillier Verlag, Göttingen, 2017, ISBN: 9783736996083.
 18. J.-P. Heckel, C. Becker, Advanced Modeling of Electric Components in Integrated Energy Systems with the TransiEnt Library, Proceedings of the 13th International Modelica Conference, Regensburg, 2019, doi: 10.3384/ecp19157759.
 19. J. Benthin, A. Hagemeyer, A. Heyer, P. Huismann, J. Krassowski, C. Settgast, B. Wortmann, K. Görner (2020): Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze. Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens IntegraNet.
 20. DIgSILENT PowerFactory 2021, “39 Bus System Documentation – 39 Bus New England System,” Gomaringen, Germany, 2020.
 21. J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby, “The Power System in the Steady State,” in *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2. ed. Wiley, 2008, ch.3, sec.1, pp. 68–72
 22. EPRI, „Program on Technology Innovation: Grid Operation with 100% Inverter-Based Resources: Final Report,“ Palo Alto, USA, 2019.
 23. J. M. Gimenez Alvarez and P. E. Mercado, "Online Inference of the Dynamic Security Level of Power Systems Using Fuzzy Techniques," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 717-726, May 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.895161
 24. Yusheng Xue, Taishan Xu, Bing Liu and Yaozong Li, "Quantitative assessments for transient voltage security," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 3, pp. 1077-1083, Aug. 2000, doi: 10.1109/59.871736.
 25. N. J. Balu, M. G. Lauby, and P. S. Kundur, Eds., *Power system stability and control*. Chennai, New York, St. Louis, San Francisco, Auckland, Bogotá, Caracas, Kuala Lumpur, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, Montreal, San Juan, Santiago, Singapore, Sydney, Tokyo, Toronto: Mc Graw Hill Education (India) Private Limited, 1994. [Online]. Available: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy1012/93021456-b.html>
 26. S.N. Motapon, O. Tremblay, and L. -A. Dessaint. “Development of a generic fuel cell model: application to a fuel cell vehicle simulation.” *Int. J. of Power Electronics*. Vol. 4, Nr. 6, 2012, ff. 505–22.
 27. O. Tremblay, L.A. Dessin, "Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications." *World Electric Vehicle Journal*. Vol. 3, 13 -16. Mai 2009.
 28. G. H. Tjarks, PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen, Dissertation, 12.01.2017, Band 366, ISBN: 978-3-95806-217-7.