



NETZREGELUNG 2.0 – REGELUNG UND STABILITÄT IM STROM- RICHTER-DOMINIERTEN VERBUNDNETZ

Öffentlicher Schlussbericht



Netzregelung 2.0 – Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz

Öffentlicher Schlussbericht

Förderkennzeichen: 0350023A-F

Bewilligungszeitraum: 01.12.2017 bis 31.08.2022

Projektkoordination und Herausgeber:

Dr. Philipp Strauß, Dr. Thomas Degner

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V.

Hansastraße 27c, 80686 München

ausführende Stelle

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Joseph-Beuys-Str. 8, 34117 Kassel

Partner des Verbundprojekts:

Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia, Universität Kassel – e²n, SMA Solar Technology AG, Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. – VDE FNN, European Distributed Energy Resources Laboratories/DERlab e.V., Deutsche Energie-Agentur GmbH - dena, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH, EWE NETZ GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM), Westnetz GmbH, Siemens Energy AG, E.ON SE

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter den Förderkennzeichen 0350023A, 0350023B, 0350023C, 0350023D, 0350023E und 0350023F gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wider.

Bildnachweis: Titelbild: peterschreiber.media | stock.adobe.com >

Herausgeber

Philipp Strauß, Thomas Degner (Hrsg.)
Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V.
Hansastraße 27c, 80686 München
ausführende Stelle
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Joseph-Beuys-Str. 8, 34117 Kassel

Autoren

Gunter Arnold Thomas Degner Simon Eberlein Boris Fischer Wolfram Heckmann Maria Montoya Perez Maria Nuschke Luis David Pábon Ospina Thorsten Reimann Nils Schäfer Philipp Strauß Diana Strauß-Mincu Peter Unruh	Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V. Hansastraße 27c, 80686 München ausführende Stelle Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE Joseph-Beuys-Str. 8, 34117 Kassel
Bernd Engel Florian Rauscher Timo Sauer Frederik Tiedt Björn Oliver Winter	elenia, Technische Universität Braunschweig Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig
Martin Braun Kai Fischbach Johannes Heid Walter Schittek Nils Wiese Yonggang Zhang	e ² n, Universität Kassel Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel
Salome Gonzalez Vazquez	Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. – VDE FNN Bismarckstraße 33, 10625 Berlin
Andreas Knobloch	SMA Solar Technology AG Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Ron Brandl Mohamed Shalaby Diana Strauß-Mincu	European Distributed Energy Resources Laboratories, DERlab e. V., Wilhelmsstr. 5, 34117 Kassel

Formatierung: Christin Hesse-Schuchardt, Fraunhofer IEE

Inhalt

1	Einleitung	8
1.1	Ausgangssituation und Projektziele	8
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik zu Beginn des Vorhabens	9
1.3	Zusammenarbeit.....	11
1.3.1	Zusammenarbeit des Projektkonsortiums.....	11
1.3.2	Internationale Zusammenarbeit im Rahmen von ISGAN/SIFRN	13
1.4	Vorbereitungen zur Anpassung des technischen Regelwerks	13
1.5	Literatur.....	16
2	Forschungsfragen und Antworten.....	17
2.1	Netzbildende Regelung für Stromrichter und Momentanreserve	17
2.1.1	Fragestellung und Kurzantwort	17
2.1.2	Wesentliche Eigenschaften netzbildender Stromrichter	18
2.1.3	Prüfung und Anforderungen an Nachweisverfahren	18
2.1.4	Literatur.....	19
2.2	Technologien zur Bereitstellung von Momentanreserve	20
2.2.1	Fragestellung und Kurzantwort	20
2.2.2	Aggregierte Bereitstellung aus Heimspeichern	21
2.2.3	Asymmetrische Bereitstellung von Momentanreserve	21
2.2.4	Literatur.....	22
2.3	Stabilität der netzbildenden Stromrichter im Verbundnetz	23
2.3.1	Fragestellung und Kurzantwort	23
2.3.2	Literatur.....	23
2.4	Minimaler Anteil netzbildender Anlagen	24
2.4.1	Fragestellung und Kurzantwort	24
2.4.2	Frequenzstabilität	24
2.4.3	Spannungsstabilität / PLL Stabilität.....	26
2.4.4	Kleinsignal-/Schwingungsstabilität	26
2.4.5	Literatur.....	28
2.5	Räumliche Verteilung und Verteilung auf Spannungsebenen	29
2.5.1	Fragestellung und Kurzantwort	29
2.5.2	Bereitstellung von Momentanreserve aus Hochspannungsnetzen	29
2.5.3	Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen	30
2.5.4	Literatur.....	31
2.6	Vermeidung ungewollter Inselnetze.....	32
2.6.1	Fragestellung und Kurzantwort	32
2.6.2	Literatur.....	33
3	Spannungseinprägende Regelung für netzbildende Stromrichter	34
3.1	Netzbildende Regelungsverfahren	34
3.1.1	Synchronmaschine.....	34
3.1.2	Statikregelung	35
3.1.3	Virtuelle Synchronmaschine (VSM).....	36
3.1.4	Virtual Oscillator Circuit	36
3.1.5	Matching Control	37
3.1.6	Literatur.....	38
3.2	Robuste Auslegung einer netzbildenden Regelung	40
3.3	Aufrechterhaltung des netzbildenden Verhaltens in Netzfehlersituationen.....	50
3.3.1	Literatur.....	53
3.4	Virtuelle Synchronmaschine mit temporärer Stromregelung.....	54
3.4.1	Zerlegung in Mit- und Gegensystem	54
3.4.2	Netzbildende Regelung.....	54
3.4.3	Strombegrenzung.....	55
3.4.4	Simulation	58
3.4.5	Ergebnisse für einen symmetrischen Fehler	59
3.4.6	Ergebnisse für einen unsymmetrischen Fehler	60
3.4.7	Laborergebnisse	61

3.4.8	Ergebnisse für einen zweiphasigen Fehler im Labortest	62
3.4.9	Zusammenfassung	63
3.4.10	Literatur	63
3.5	Stabilität von gekoppelten Stromrichtern und supersynchrone Dämpfung	64
3.6	Zusammenwirken von spannungs- und stromeinprägenden Stromrichtern	70
3.6.1	Einleitung Schwingungsstabilität	70
3.6.2	Zusammenwirken von Wechselrichter mit Synchronmaschine	70
3.6.3	Zusammenwirken von HVDC mit AC-Netz	75
3.6.4	Literatur	77
3.7	Offene Modellbeschreibung und Validierung des netzbildenden Reglers SelfSync	79
3.7.1	Literaturrecherche zur Modellierung von Umrichtern	79
3.7.2	Implementierung des netzbildenden SelfSync Reglers	79
3.7.3	Validierungssimulationen in Benchmark-Netzen	80
3.7.4	Zusammenfassung	86
3.7.5	Literatur	86
3.8	Anforderungen an netzbildende Stromrichter	87
3.8.1	Eigenschaften von Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschinen	87
3.8.2	Anforderungen an netzbildende stromrichtergekoppelte Anlagen	92
3.8.3	Literatur	98
3.9	Nachweis des Fehlerverhaltens netzbildender Stromrichter nach FGW TR3	99
3.9.1	Einleitung	99
3.9.2	Normative Prüfanforderungen an das elektrische Verhalten von Anlagen	99
3.9.3	Umsetzung des Prüfaufbaus im Labor	100
3.9.4	Literatur	102
3.10	Nachweisverfahren	103
3.10.1	Einleitung	103
3.10.2	Prüfungen zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften	103
3.10.3	Zusammenfassung	104
4	Betrieb netzbildender Stromrichter in Verbundnetzen	106
4.1	Untersuchungen zur Frequenzstabilität	106
4.1.1	Einleitung	106
4.1.2	Untersuchungen in einem Übertragungsnetzmodell	107
4.1.2.1	Verwendete Modelle	107
4.1.2.2	Simulationsergebnisse	109
4.1.3	Effekt der Phasenvorsteuerung auf das Frequenzverhalten	117
4.1.3.1	Parametersensitivitätsanalyse basierend auf root-locus Untersuchungen	119
4.1.3.2	Auswirkung der Phasenvorsteuerung auf die Frequenz	120
4.1.3.3	Auswirkung der Phasenvorsteuerung	121
4.1.4	Zusammenfassung	122
4.1.5	Literatur	122
4.2	Untersuchungen zur Langzeit-Spannungsstabilität	124
4.2.1	Design-Kriterien	124
4.2.2	Verlauf im "Load Power Space"	125
4.2.3	Der Vd-Vt-space	125
4.2.4	Testfall	126
4.2.5	Simulationsergebnisse	127
4.2.6	Zusammenfassung	130
4.2.7	Literatur	131
4.3	Vermeidung Stromrichter-getriebener Instabilität	132
4.3.1	Stromrichter-getriebener Instabilitätsmechanismus	132
4.3.2	Ansätze zur Vermeidung ungedämpfter Schwingungen	133
4.3.3	Notwendiger Anteil spannungseinprägender Einheiten zur Stabilisierung	133
4.3.3.1	Zeitbereichsansatz	134
4.3.3.2	Frequenzbereichsansatz	135
4.3.4	Zusammenfassung	136
4.3.5	Literatur	136
4.4	Untersuchungen zu Schutzkonzepten	137
4.4.1	Einleitung	137

4.4.2	Schutzkonzepte.....	137
4.4.3	Entwicklung eines Protection Hardware-in-the-loop Testsystems	137
4.4.4	Funktionsnachweis mit Hardware-Schutzgeräten.....	138
4.4.4.1	Modellumgebung	138
4.4.4.2	Testergebnisse	139
4.4.5	Zusammenfassung.....	142
4.4.6	Literatur.....	143
4.5	Untersuchungen zur Inselnetzbildung.....	144
4.5.1	Einleitung	144
4.5.2	Untersuchungsmodell.....	145
4.5.2.1	Validierung im Schwingkreistest.....	148
4.5.3	Untersuchungsmethodik.....	151
4.5.3.1	Non-Detection Zone.....	152
4.5.4	Ergebnisse:	153
4.5.5	Aktives Inselnetzerkennungsverfahren für netzbildende Umrichter	156
4.5.6	Prüfung zukünftiger Inselnetzerkennungsverfahren am Schwingkreistest	158
4.5.7	Literatur.....	159
4.6	Untersuchungen zur Spannungsqualität	161
4.6.1	Einleitung	161
4.6.2	Flicker.....	161
4.6.2.1	Flickermeter	161
4.6.2.2	Flicker in Netzen mit netzbildenden Stromrichtern	161
4.6.2.3	Zusammenfassung der Flickeruntersuchungen	162
4.6.3	Oberschwingungen	163
4.6.3.1	Methodik und verwendetes Simulationsmodell	163
4.6.3.2	Simulationsmodell und Durchführung der Oberschwingungsuntersuchungen.....	163
4.6.3.3	Nachbildung von Mittelspannungskabel und Transformator.....	164
4.6.3.4	Integration des netzbildenden Stromrichters in die Simulationsumgebung	165
4.6.3.5	Ergebnis.....	166
4.6.4	Literatur.....	166
4.7	Selbstschutz und netzdienliches Verhalten in unsymmetrischen Netzen	167
4.8	Reduktion des Momentanreservebedarfs.....	183
4.8.1	Literatur.....	185
4.9	Wirksamkeit der Momentanreservebereitstellung aus dem Verteilungsnetz	186
4.9.1	Verwendetes spannungsebenenübergreifendes Netzmodell	186
4.9.2	Winkelausbreitung in einem spannungsebenenübergreifenden Netz	189
4.9.3	Netzstudien zur Momentanreservebereitstellung aus dem Verteilungsnetz	189
4.9.4	Literatur.....	195
4.10	Asymmetrische Erbringung von Momentanreserve	196
4.10.1	Grundsätze zur leistungselektronischen Bereitstellung von Momentanreserve	196
4.10.2	Modifikation einer generischen VSM-Regelung.....	200
4.10.3	Machbarkeitsstudie komplementäre Netzbildung	203
4.10.4	Zusammenfassung.....	206
4.10.5	Literatur.....	206
4.11	Untersuchung zur Strombegrenzung und dynamischer Spannungsstützung	208
4.11.1	Regelung und Strombegrenzung	208
4.11.1.1	Strombegrenzung	210
4.11.1.2	Netzstudie	211
4.11.1.3	Zwischenfazit.....	216
4.11.1.4	2. Regelungsansatz	217
4.11.1.5	Ergebnisse der Netzstudie	220
4.11.1.6	Parallelbetrieb GFC mit CCI.....	224
4.11.2	Zusammenfassung.....	224
4.11.3	Literatur.....	225
4.12	Technisch-wirtschaftliche Betrachtung zu netzbildenden Batteriespeichereinrichtungen	226
4.12.1	Rechtlich-regulatorischer Kontext zur marktlichen Beschaffung	228
4.12.2	Literatur.....	229
4.13	Systemtests	231
4.13.1	Übersicht des Testprogramms.....	231

4.13.2	Übersicht der Prüfaufbauten / Testkonfigurationen.....	231
4.13.3	Ausgewählte Ergebnisse verschiedener Prüfzenarien	232
4.13.3.1	Frequenzereignisse (Frequenzrampen, Phasensprünge)	232
4.13.3.2	Netztrennungen (horizontal, vertikal)	234
4.13.3.3	Inselnetz (Übergang Verbund- und Inselbetrieb).....	235
4.13.3.4	Leistungsaufteilung (Wirk- und Blindleistungs-Bereitstellung, LFSM-O/U)	236
4.13.4	Literatur.....	237
4.14	Lösungen für zukünftige netzbildende Stromrichtersysteme	238
4.14.1	Potenziale von Stromrichtersystemen zur Deckung der Bedarfe	238
4.14.2	Technologielösungen stromrichterdominierter Verbundnetze	240
4.14.3	Experimenteller Nachweis der Fähigkeiten des Stromrichtersystems	244
4.14.4	Empfehlungen für den beschleunigten Einsatz netzbildender Stromrichter	248
4.14.5	Literatur.....	250
4.15	Weiterentwicklung von Analyseverfahren für stromrichterdominierte Netze	253
4.15.1	Verfahren zur Modalanalyse von EMT-Netzmodellen mit Stromrichtern	253
4.15.1.1	Prinzip	253
4.15.1.2	Eigenvektoren und Partizipationsfaktoren	253
4.15.1.3	Beispielhafte Anwendung	254
4.15.2	Verfahren zur Impedanzanalyse	255
4.15.2.1	Zusammenfassung der Methodik	255
4.15.2.2	Mehrgrößen-Modellierung.....	257
4.15.2.3	Ermittlung von Impedanzkurven	258
4.15.2.4	Power-Domain Impedance	259
4.15.2.5	Ermittlung von PD-Impedanzkurven	262
4.15.3	Studie zur Kopplung von lokalen und globalen Effekten	263
4.15.3.1	Fallstudie und Methodik	264
4.15.3.2	Ergebnis.....	265
4.15.3.3	Schlussfolgerungen.....	268
4.15.4	Literatur.....	268
4.16	Impedanzkurven-Verfahren zur Spezifikation von Stromrichtereigenschaften	270
4.16.1	Prinzip und Berechnungsformel für „klassische“ Strom-/Spannungsimpedanz	270
4.16.2	Prinzip und Berechnungsformel für PD-Impedanz	271
4.16.3	Beispiel „Power-Domain-Impedance“	272
4.16.4	Was kann den Frequenzverläufen entnommen werden?	273
4.16.5	Zusammenfassung.....	274
4.16.6	Literatur.....	275
5	Anhang.....	276
5.1	Publikationen aus dem Projekt.....	276
5.2	Projektbegleitende Dissertationen.....	278



1 Einleitung

Bernd Engel, Thomas Degner, Philipp Strauß

1.1 Ausgangssituation und Projektziele

Die elektrische Energieversorgung und insbesondere die Regelung des elektrischen Netzes in Deutschland befinden sich in einem Transformationsprozess. Die Balance zwischen Stromerzeugung und Verbrauch muss jederzeit gewährleistet werden, und auch plötzlich und ungeplant auftretende Störereignisse verschiedener Größenordnung müssen jederzeit beherrschbar sein. Deshalb sind die Systemstabilität und die hierfür erforderliche elektrische Trägheit eine Grundvoraussetzung für den Betrieb der elektrischen Netze. Die Stabilität stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Einspeisung von Wind- und Solarenergie werden auf allen Netzebenen jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind.

Seit einigen Jahren gibt es Zeiträume, in welchen die Erzeugungsleistung mit stromrichtergekoppelten Photovoltaik- und Windenergieanlagen die Last in Deutschland übertrifft. Dennoch müssen in solchen Situationen weiterhin Kohle- oder Gaskraftwerke am Netz mitlaufen. Die Gründe dafür sind vielschichtig und die hierfür mindestens notwendige Kraftwerkskapazität mit Hilfe derzeit verfügbarer Methoden und Daten nicht exakt zu ermitteln. Eine der Ursachen für den Bedarf liegt darin, dass die wesentlichen Beiträge zur Systemstabilität und zur Einprägung der Netzspannung heutzutage fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden.

Das Projekt Netzregelung 2.0 zielte darauf ab, vor allem die qualitativ neuartigen Phänomene, die mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und der zunehmenden Stromrichterdominanz verbunden sind, zu identifizieren und dafür Lösungen zu erarbeiten. Folgende Trends wurden im Projekt berücksichtigt:

- a. Reduktion der elektromechanisch gekoppelten Massenträgheit der Kraftwerkstribstränge
- b. wachsende Dominanz stromrichtergekoppelter Erzeuger, Speicher, Netzbetriebsmittel und Lasten und die damit verbundenen Risiken von Oberschwingungs- und Reglerinstabilitäten sowie Auswirkungen auf Fehlerdetektion und Teilnetz- bzw. Inselnetzerkennung
- c. Stromleitungen werden immer häufiger an der Grenze ihrer Stromtragfähigkeit betrieben
- d. Dynamik der Leistungsänderungen nimmt zu
- e. Integration stromrichtergekoppelter Hochspannungsgleichstromübertragungsstrecken (HGÜ)
- f. Risiko von System-Splits mit sehr großen Leistungsungleichgewichten deutlich über dem klassischen Auslegungsfall von 3 Gigawatt

Als besonders fruchtbar für die Projektarbeit hat sich die Zusammenarbeit der Projektpartner aus den betroffenen Branchen mit ihren unterschiedlichen Zuständigkeiten herausgestellt, da so die verschiedenen Sichtweisen und Interessenslagen und insbesondere das Know-How direkt in die Projektarbeit einfließen konnte. Hierdurch konnten wesentliche Grundlagen für die Erarbeitung der Ende 2023 veröffentlichten „Roadmap Systemstabilität“ der Bundesregierung geschaffen werden (siehe [BMWK - Roadmap Systemstabilität](#))

Die Schlüsseltechnologie zur Bereitstellung elektrischer Trägheit und der Spannungsbildung durch netzbildende Stromrichter, engl. „grid forming converters“ für die Stabilität in stromrichterdominierten Netzen wurde bereits im vom BMWK geförderten Vorhaben „*Vernetzung modularer Systeme*“ (gefördert vom BMWK, FKZ 0329900B) sowie in der EU-Projekten MORE (CT98-JOR3-215), PV-Mode (CT98-JOR3-244) sowie HYBRIX (CT1999-13-05-1) zur sogenannten „Modularen Systemtechnik“ entwickelt [1]. Hier wurde die Technologie der netzbildenden Stromrichter zunächst für Inselnetze entwickelt und bis zur Marktreife gebracht. Diese Technologie wurde nun für den Einsatz im elektrischen Verbundsystem angepasst und eine Basis für die Vorbereitung von Anwendungsregeln und Prüfprozeduren geschaffen.



Das Projekt Netzregelung 2.0 hatte sich folgendes übergeordnete Ziel gesetzt:

Das Projekt soll nachweisen, dass das elektrische Verbundsystem - und im Störfall auch elektrisch getrennte Teile davon - auch mit sehr hohen Stromrichteranteilen durch geeignete Regelungsverfahren stabil betrieben werden kann. Dabei steht die Vorbereitung einer konkreten Umsetzung im deutschen Teil des zentraleuropäischen Verbundnetzes im Vordergrund.

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik zu Beginn des Vorhabens

Die Regelung des elektrischen Netzes stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind. Die derzeitigen Mechanismen zur Frequenzhaltung im Verbundnetz unterteilen sich nach der zeitlichen Erbringung (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve). In den ersten Millisekunden einer Frequenzabweichung wird dieser durch die sogenannte Momentanreserve entgegengewirkt. Die Bereitstellung der Momentanreserve erfolgte bisher ungesteuert durch rotierende Massen, die direkt über elektrische Maschinen ans Netz gekoppelt sind. Stromrichtergekoppelte Anlagen stellten bisher keine Momentanreserve im Verbundnetz bereit.

Auch die Deutsche Energieagentur (Dena) kam in ihrer Studie „Momentanreserve 2030“ [2] zu dem Schluss, dass die Frequenzgradienten aufgrund verringerter Momentanreserve zukünftig steigen werden. Die Veränderungen wurden im kontinentaleuropäischen System als zunächst unbedeutend für die Systemstabilität bewertet. Allerdings könnten extreme Störfälle mit Abtrennung von Teilsystemen unter Umständen nicht mehr beherrscht werden.

Im Fraunhofer IEE (damals ISET e.V.) wurde die elektrische Systemtechnik zur netzkompatiblen Integration Erneuerbarer Energie im Zusammenhang mit den deutschen Förderprojekt „Vernetzung Modularer Systeme“ (FKZ 0329900B) entwickelt und die sogenannte netzbildende Regelung von Stromrichtern zum Patent angemeldet, sowie unter der Marke SelfSYNC® registriert. Im Rahmen der europäischen Förderprojekte „PV-Mode“ und „More“ konnte dann demonstriert werden, dass Stromrichter netzbildende Funktionen in Insel- und Mikronetzen übernehmen können.

Solche Stromrichter wurden vor dem Projektstart von Netzregelung 2.0 jedoch ausschließlich in Inselnetzen eingesetzt und waren noch nicht für den Verbundnetzbetrieb vorgesehen [3]. Ähnliche Ansätze zielen explizit auf eine Nachbildung des Synchronmaschinenverhaltens ab [5], [6]. Im Projekt wurde eine Übersicht zu bisher bekannten sogenannten netzbildende Regelungsverfahren für Stromrichter erstellt und in [4] publiziert.

SelfSYNC® basiert auf der sog. Droop-Regelung, die auch für konventionelle Kraftwerke eingesetzt wird. Diese Regelung wurde seit fast zwei Jahrzehnten erfolgreich in marktverfügbaren Batteriestromrichtern für die Nieder- und Mittelspannung in Inselnetzen eingesetzt. Erste Forschungsergebnisse zeigten, dass sich eine gezielte Vorsteuerung der Spannungsstatik sehr positiv auf die Dynamik auswirkt. Die so gewonnenen Erkenntnisse wurden in diesem Projekt auf die zukünftige Netzregelung im Verbundnetz übertragen und weiter erforscht. Die Dynamik des Reglers ist ein wichtiges Gütekriterium; es gibt jedoch keine hinreichende Auskunft über seine Stabilität. Daher war geplant, diesen Ansatz auf robuste Regelungsverfahren abzubilden, um einen sicheren örtlich verteilten Parallelbetrieb zu gewährleisten.

Die Leistungselektronik in Stromrichtern lässt eine Überschreitung ihres Nennstromes nicht zu, so dass sie aktiv geschützt werden muss. Überstromschutz kann in stromeinprägenden Stromrichtern in heutigen Photovoltaik- und Windkraftanlagen durch die direkte Abschaltung der Leistungshalbleiter oder durch eine schnelle geregelte Reaktion auf das Ereignis integriert werden, weil der Strom die eigentliche Führungsgröße ist. Eine sofortige Abschaltung der Leistungselektronik soll auch im Falle großer Störungen vermieden werden, da der Stromrichter dann keinen stabilisierenden Beitrag erbringen können. Das Fraunhofer IEE hat deshalb eine besonders schnelle Fehlererkennung entwickelt und zum Patent angemeldet [12]. Die schnelle Fehlererkennung ermöglicht damit eine ausreichend schnelle geeignete Reaktion, ohne unzulässige Überströme zuzulassen. Für netzbildende Stromrichter sollte ein Verfahren gefunden werden, welches die Leistungselektronik schützt und gleichzeitig die netzbildenden Eigenschaften aufrechterhält.

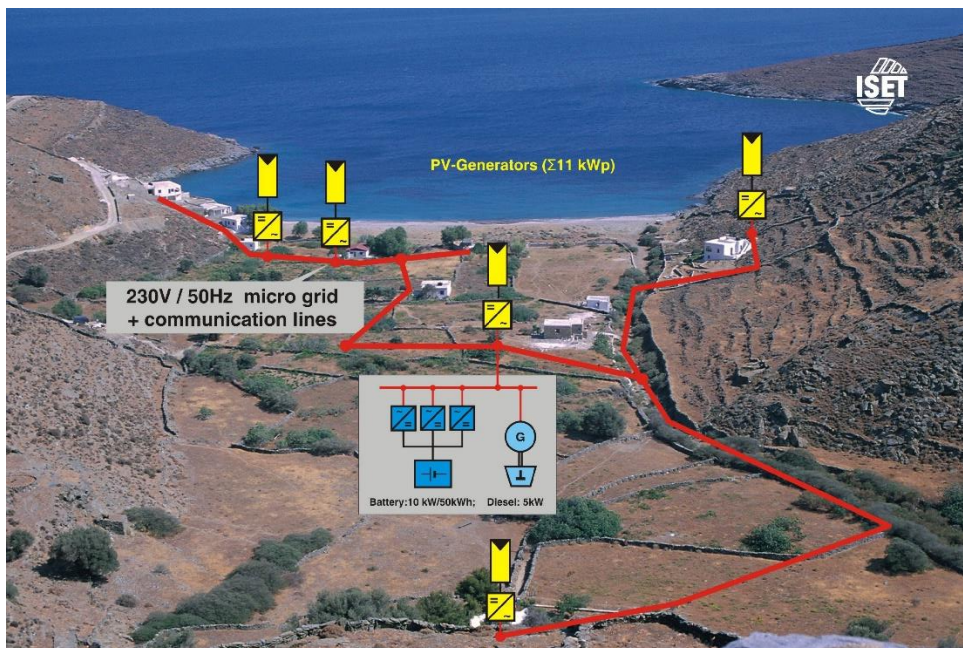
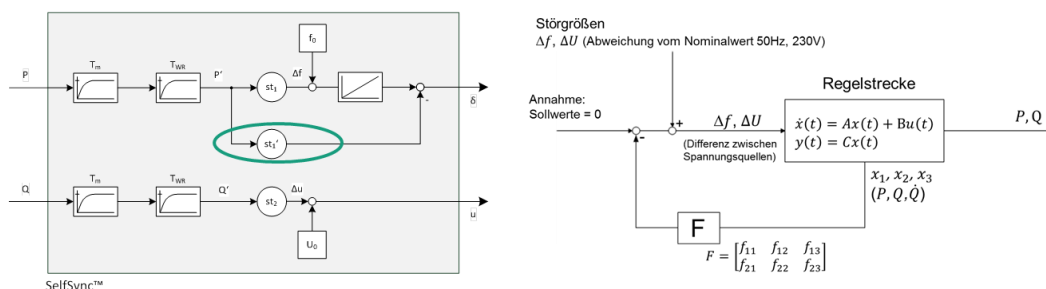


Abb. 1.2-1: Erste Stromnetze mit netzbildender SelfSYNC®-Regelung in Batteriestromrichtern [1]. Leistungsregelung der verteilten PV-Anlagen kommunikationslos über Netzfrequenz – Gaidouromandra, Kythnos, Griechenland

Es gab zusätzlich die Bestrebung, Primärregelleistung deutlich schneller als bisher aus regenerativen Erzeugungsanlagen zur Verfügung zu stellen. Das elenia der TU Braunschweig konnte im Rahmen des Forschungsprojekts „PV-Regel“ (FKZ 0325694A) eine schnelle positive und negative Primärregelleistungserbringung durch gezieltes, frequenzabhängiges Abregeln der maximal möglichen Einspeisung in einem marktüblichen Wechselrichter implementieren. Aufgrund der hochdynamischen Eigenschaften stromrichtergekoppelter Erzeugungsanlagen lassen sich nahezu beliebige Gradienten und Dynamiken bei der Frequenzstützung durch PV-Anlagen erreichen. In [6] und [7] konnte gezeigt werden, dass dieses Verfahren im Labor hinreichend genau arbeitet. Im Rahmen von verschiedenen Forschungsvorhaben und Pilottests konnte die Erbringung von Regelleistung aus Windparks und PV-Anlagen erfolgreich demonstriert werden. Diese Regelleistung greift jedoch deutlich später als die unmittelbar benötigte Momentanreserve.



SelfSync™ Verfahren beruht auf dem Einsatz von konventionellen Statiken (f(P)- bzw. U(Q)-Kennlinien) 1 phasig

Optimierter Regler: Regelung im Zustandsraum. Verkopplung der Regelpfade für resistive Netze. Dynamische Kopplung mit \dot{Q} . 3 phasig



Abb. 1.2-2: Regelungstechnik für spannungsbildende Stromrichter - Übersicht Entwicklungen am Fraunhofer IEE zu Beginn des Projekts

Die Ziele der Studien zur konventionellen Mindesterzeugung [9] und [10] waren die Ermittlung von Grundlagen zu den unterschiedlichen Ursachen von konventioneller Mindesterzeugung und ihrer aktuellen Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem sowie das Aufzeigen technischer



Handlungsoptionen zur Vermeidung von Mindesterzeugung. Auch das Weißbuch des BMWi [11] führte die Mindesterzeugung als relevantes Hindernis für die effiziente Integration der EE-Stromerzeugung und die angestrebte Transformation des Stromversorgungssystems an.

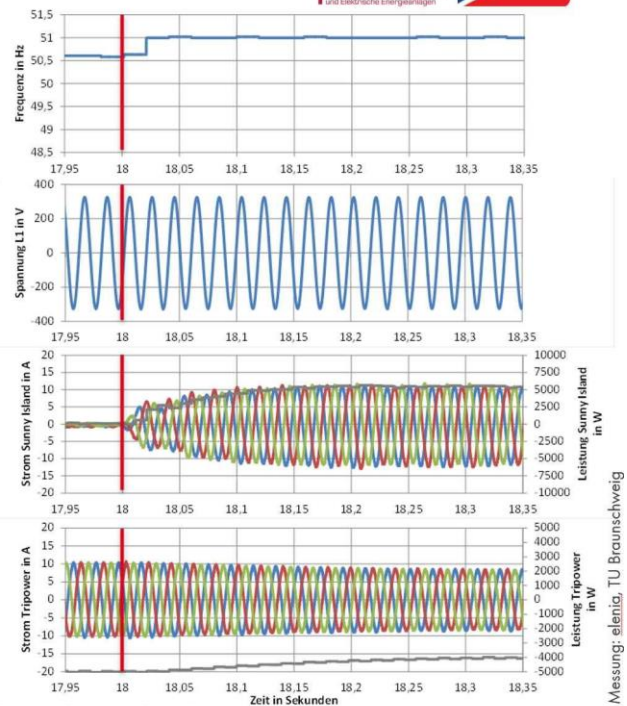
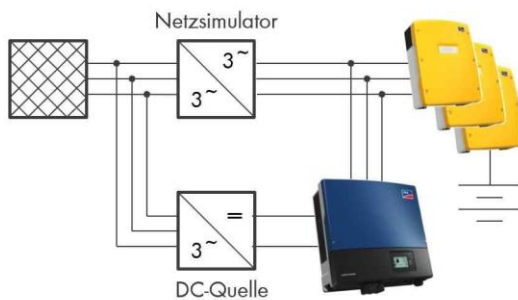
Zum Expertengespräch im Rahmen der DENA-Plattform Systemdienstleistungen vom 10.12.2015 stellte elenia erstmals Labormessungen vor, die nachwiesen, dass Momentanreserve auch durch netzbildende Wechselrichter im Netzparallelbetrieb instantan erbracht werden kann.

LABORMESSUNG MIT SERIENGERÄTEN



Reaktion auf Frequenzsprung

- > Sprung der Netzfrequenz von 50,6 Hz auf 51 Hz
- > Spannungsgeregelte Batteriewechselrichter speisen unmittelbar einen dem Frequenzsprung entgegenwirkenden Strom ein
- > PV-Wechselrichter beginnt mit entsprechender Reaktion mit einer Verzögerung von ca. 50ms
- > Leistung kann bei Bedarf innerhalb von wenigen Netzperiodendauern eingeregelt werden (aktuell im Netzparallelbetrieb aktiv begrenzt)



Messung: elenia, TU Braunschweig

> **Stromgeregelte Geräte reagieren nur mit sehr geringer Verzögerung**

Abb. 1.2-3: Labormessung Bereitstellung von Momentanreserve durch netzbildene Wechselrichter

1.3 Zusammenarbeit

1.3.1 Zusammenarbeit des Projektkonsortiums

Zur Durchführung des Vorhabens wurde ein Konsortium aus zehn Wirtschaftsunternehmen (Netzbetreiber und Hersteller), drei Forschungseinrichtungen sowie dem Forum Netztechnik und Netzbetrieb (FNN) des VDE, dem internationalen Verein DERlab e.V. und der Deutschen Energie Agentur gebildet. Das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) koordinierte die Zusammenarbeit.



Abb. 1.3-1 Partner des Verbundprojekts



Projektpartner:

- 50Hertz Transmission GmbH
- Amprion GmbH
- DERlab e.V.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- EWE NETZ GmbH AG
- Fraunhofer IEE
- E.ON SE Gruppe unter Einbezug der angeschlossenen Verteilungsnetzbetreiber Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) und Westnetz GmbH
- Siemens Energy AG
- SMA Solar Technology AG
- elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, TU Braunschweig
- TenneT TSO GmbH
- TransnetBW GmbH
- Universität Kassel
- VDE FNN

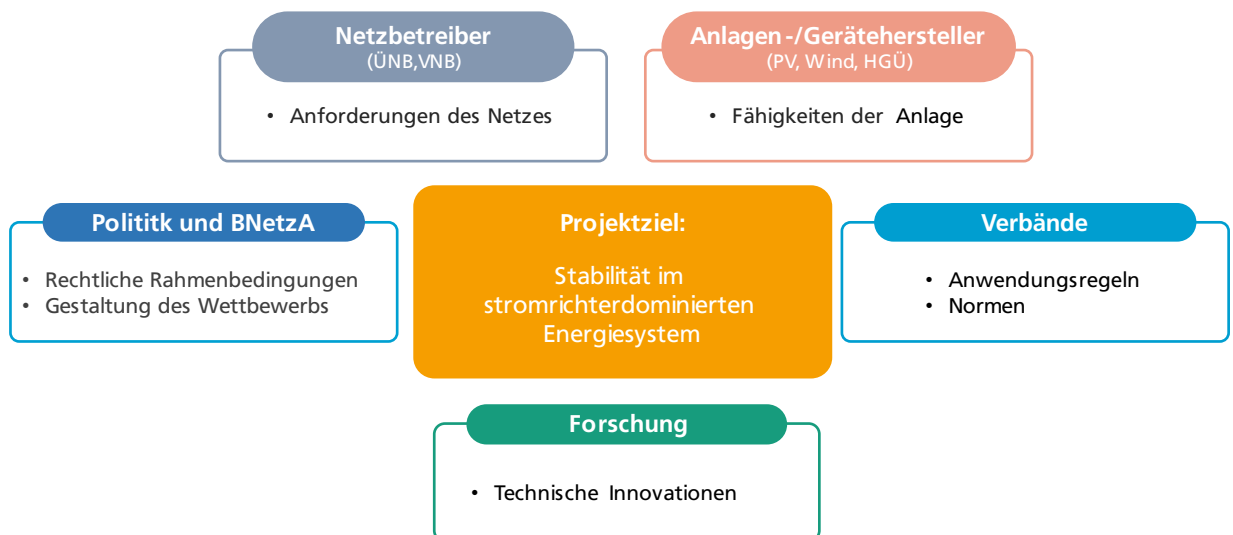


Abb. 1.3-2: Zusammenarbeit verschiedener Interessensgruppen

Es fand ein intensiver Austausch innerhalb des Verbundprojekts statt und es wurde darüber hinaus mit den folgenden Stellen zusammengearbeitet:

- Workshops und Diskussionen mit Partnern des Förderprojektes „VerbundnetzStabil – Stabiles Verbundsystemverhalten bei umrichterbasierter Erzeugung“ (FKZ: 0350015A-D), koordiniert durch das Fraunhofer ISE
- Gremien des VDE-FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE)
- VDE DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik)
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
- IEA: SIRFN-/ISGAN Smart Grid International Research Facility Network
- USA: Unify Konsortium koordiniert von NREL (<https://sites.google.com/view/unifi-consortium>)
- Japan: Tokyo Electric Power Company (TEPCO) Research Institute; National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Mitsubishi Research Institute (MRI)



- Europa, International: Mitglieder des European Distributed Energy Resources Laboratories (DERlab) e.V. (www.der-lab.net/members)

1.3.2 Internationale Zusammenarbeit im Rahmen von ISGAN/SIRFN

Ron Brandl, Wolfram Heckmann, Mohamed Shalaby, Diana Strauß-Mincu

Das Smart Grid International Research Facility Network (SIRFN) ist ein Netzwerk von Smart-Grid-Forschern mit Testanlagen in Ländern, die an dem Implementing Agreement for a Cooperative Programme on Smart Grids (ISGAN) teilnehmen (https://www.iea-isgan.org/our-work3/wg_5/ -> Testing Labs).

Die gemeinschaftlichen Test- und Bewertungskapazitäten von ISGAN-SIRFN sollen von der internationalen Gemeinschaft genutzt werden, um eine verbesserte Konzeption, Umsetzung und Prüfung intelligenter Netze und ihrer Funktionen zu ermöglichen, einschließlich der zuverlässigen Integration sauberer Energietechnologien.

Die Arbeit wird von einem globalen Netzwerk von Experten durchgeführt und gliedert sich in vier Schwerpunktbereiche:

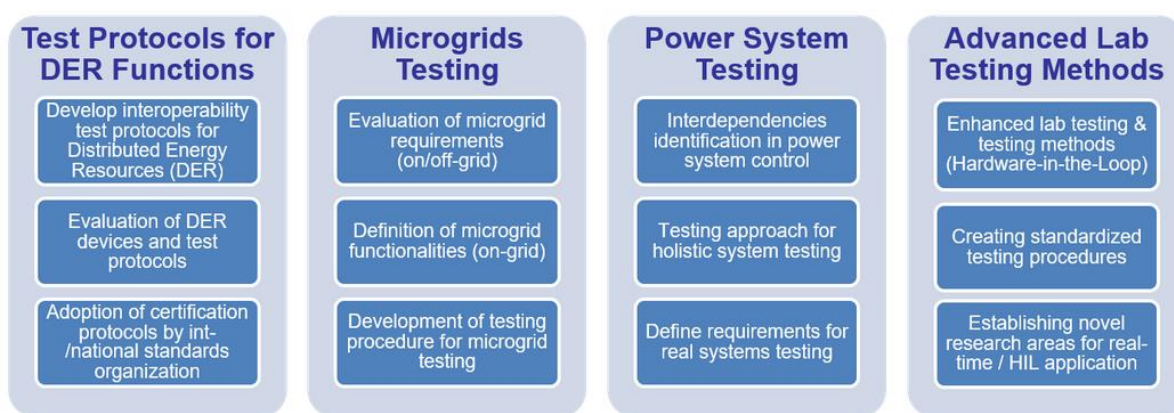


Abb. 1.3-3: Schwerpunkte der Arbeiten im Experten-Netzwerk ISGAN-SIRFN (Quelle: https://www.iea-isgan.org/our-work3/wg_5/)

Das Vorhaben Netzregelung 2.0 und die damit verbundenen Vorhabenziele wurden im SIRFN Netzwerk der IEA präsentiert und erläutert. Besonders relevante Punkte für das SIRFN-Netzwerk wurden diskutiert und identifiziert. Diese betreffen hauptsächlich folgende SIRFN-Aktivitäten:

- Advanced laboratory testing methods for inverter dominated grids
- Test protocols for advanced interoperability functions of distributed energy resources (DER)
- Smart Grid modelling.

Im Rahmen der Zusammenarbeit mit ISGAN/SIRFN wurde eine gemeinsame peer-reviewte / referierte Journal-Veröffentlichung organisiert: „Advanced Laboratory Testing Methods Using Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Techniques: A Survey of Smart Grid International Research Facility Network Activities“ Juan Montoya et al, MDPI energies, Special Issue ISSN 1996-1073, June 2020, <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3267> .

1.4 Vorbereitungen zur Anpassung des technischen Regelwerks

Salome Gonzalez Vazquez

VDE FNN hatte die Aufgabe im Projekt als technischer Regelsetzer, Empfehlungen zur Anpassung oder Erweiterung von nationalen und europäischen Netzanschlussrichtlinien entsprechend der ermittelten Anforderungen zur Sicherstellung der Systemstabilität für die unterschiedlichen Spannungsebenen und unter Berücksichtigung verschiedener Erzeugungstechnologien (PV, Wind, VKM etc.) inkl. Spezifikation von



NAP- und Stromrichtereigenschaften für den Nachweis der Stabilität im Verbundnetz mit hoher Stromrichter-Durchdringung abzuleiten.

Die Ergebnisse des Projekts müssen dafür geeignet sein, das gewünschte Verhalten der Wechselrichter und nicht eine technische Lösung zu beschreiben. Grund hierfür ist, dass die Regelsetzung diskriminierungsfrei sein muss. Bei den abgeleiteten Empfehlungen handelt es sich nicht um präskriptive Anforderungen, die in das Regelwerk aufgenommen werden, sondern um die Identifizierung von Bereichen, die im zukünftigen Regelwerk (in neuen oder bestehenden Regeln) zu berücksichtigen sind.

Die Forschungsergebnisse und Thesen wurden mit Unterstützung von FNN-Experten in drei Workshops diskutiert, damit die Dimension der Regelsetzung immer berücksichtigt wurde. Die Vorträge und die Zusammenfassung der Erkenntnisse je Schwerpunkt wurden allen Teilnehmern und relevanten Gremien in FNN zur Verfügung gestellt. Der letzte Workshop im Juni 2022 wurde durchgeführt, um eine Diskussion zu letzten Projektergebnisse und Einführung in der Regelsetzung und Standardisierung zu führen. Der Fokus lag auf der Regelsetzung. FNN-Experten, Projektpartner und externe Experten aus verschiedenen Fachkreisen (Hersteller, Behörde, Netzbetreiber) haben bei den Workshops aktiv über die vorläufigen Projektergebnisse und die notwendigen Aufgaben zur Aufnahme der Erkenntnisse in der Praxis diskutiert.

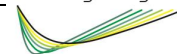
Die Workshops haben einen Fachaustausch ermöglicht, um anhand der im Projekt erzielten Ergebnisse und Erkenntnisse aus Systemsimulationen und Laboruntersuchungen technische Details zu diskutieren, Feedback einzuholen und Anregungen zur Regelsetzung zu geben. Ein gutes Beispiel für die Wirkung dieser Workshopsreihe war der Bericht über die Laboruntersuchungen zur Teilnetzbetriebsfähigkeit nach VDE-AR-N 4130. Sie wurde auf Empfehlung der Experten im 1. Workshop durchgeführt und die Ergebnisse wurden entsprechend im 2. Workshop dargestellt.

VDE FNN hat die Rückmeldung aus den Workshops und aus Diskussionen bei Treffen mit Projektpartnern an die FNN-Gremien und die Projektpartner weitergegeben. Bei den FNN-Gremien einschließlich der Lenkungs-kreis Systemfragen und Netzcodes wurde kontinuierlich über das Projekt informiert und der aktuelle Stand vorgestellt. Diskussionen aus den Gremiensitzungen wurden auch mit in die Projektarbeit aufgenommen.

Die Erkenntnisse aus den Workshops wurden zusammengefasst und sind wie folgt in verschiedenen Thematiken gegliedert.

Allgemeine Bedingungen und Umsetzung

- Klärung der Zuständigkeit für die Bedarfermittlung ist dringend zu klären, auf nationaler oder europäischer Ebene.
- Klärung der verfügbaren Potenziale zur Bedarfsdeckung (Verfügbarkeit der Anlagen) und Definition der auslegungsrelevanten Szenarien, die robust und netzdienlich durchfahren werden sollen. Hier sind politische und finanzielle Aspekte abzuwägen.
- Die Bewertung im NEP 2035 ergab einen hohen Momentanreservebedarf. Es besteht ein Mangel an Momentanreserve selbst bei optimistischen Grundannahmen über die Potentiale. Lösungsansätze werden gesucht und sind von allen Seiten willkommen.
- Eine zunehmende Durchdringung netzbildender Systeme beginnend mit den höheren Spannungsebenen kann helfen, die Lernkurve zu nehmen. Frühzeitige Realisierung von netzbildenden Pilotanlagen auf allen Netzebenen kann den Erkenntnisgewinn beschleunigen. Laut BNetzA sind Pilotanlagen in diesem Stadium dringend notwendig, vor dem breiten Rollout.
 - o Piloten für netzbildende Eigenschaften auf Höchstspannungsebene (STATCOMS, Booster) und Hochspannungsebene (Batteriespeicher) können zu einer schnelleren Hinzunahme weiterer Netzebenen führen.
 - o Ausschreibungen für diese Technologien berücksichtigen. Das volle Portfolio an Anlagentypen braucht ggf. unterschiedliche Zeitrahmen.
 - o Systemverantwortung liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern, die die Projektierung übernehmen sollen. BNetzA/BMWK sind ggf. geeigneter Ansprechpartner für Projektsteuerung.
- Klarheit über die Spezifikation netzbildender Systeme ist die Grundlage für einen technologieneutralen Netzbetrieb und eine technologieneutrale, diskriminierungsfreie Beschaffung netzbildender Systemdienstleistungen. Lernen durch Einsatz von Piloten in der Praxis soll dabei helfen zu verstehen, ob einzelne Anforderungen an netzbildende Systemdienstleistungen oder Anforderungen als Gesamtpaket zu entwickeln sind.



- Spezifikationen möglichst an bestehenden Konventionen/Vorgaben orientieren – es hilft bei schneller Konsensfindung.
- Bestehende Fortschritte der Standardisierung im internationalen Umfeld sollte als Vorgabe dienen.

Aspekte für Anforderungen in der Regelsetzung (u.a. Parametrierung, Inselnetzerkennung)

- Kurzschlussleistung soll als weiteres Kriterium neben der Momentanreserve berücksichtigt werden.
- -Momentanreserve ist richtungsdifferenziert (asymmetrisch) zu beschaffen, durch eine mehrschichtige Deckung u.a. aus marktbasierter Beschaffung und durch vollintegrierte Netzkomponenten (VINKS). Aufgrund der Dringlichkeit zur Deckung der Momentanreservebedarfe ist die Nutzung aller denkbaren Optionen geboten.
- Es bestehen unterschiedliche Ansätze und Aspekte, die Anlaufzeitkonstante (T_a) zu berücksichtigen. Hier können Leistungsvariationsmöglichkeiten ausgeschöpft werden.
 - T_a symmetrisch lassen und dann nur Grenzen berücksichtigen (dabei weiterhin netzbildend). Der Nachteil: Stark nichtlinearer Zusammenhang zwischen RoCoF und im gesamten Netz eingesetzter Momentanreserve-Leistung. Damit kann keine Netzanlaufzeitkonstante mehr gebildet werden, die die bisherige Bedeutung hätte.
 - Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber können unterschiedliche T_a -Werte zugelassen werden, sofern sie nicht während des Betriebes erfolgen.
- Durch die Neuparametrierung von (stromeinprägenden) Bestandsanlagen könnte Zeit gewonnen werden.
- Die Updatefähigkeit zukünftiger Stromrichter soll berücksichtigt werden. Ggf. Limitierungen in der Zertifizierung.
- Kurzfristig könnte die Anregelzeit der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung im Netz-notbetrieb $P(f)$ für netzfolgende, stromrichterbasierte Anlagen (wie z.B. PV- oder Windkraftanlagen) neu parametrieren, mit Unterstützung einer Spezifikation z.B. in Form eines FNN-Hinweises
- Die Anforderungen an systemstützendes Reglerverhalten müssen zu einer technologieunabhängigen Umsetzung führen. Darunter ist eine Vorgabe für eine genaue und möglichst kleine Anschlagzeit der $P(f)$ -Regelung zu berücksichtigen, z.B. 1s oder ggfs. sogar geringer. Die $P(f)$ -Regelung sollte bei FRT mit geringen Spannungseinbrüchen (z.B. bis 0,7 p.u.) aktiv bleiben.
- Ein Paradigmenwechsel hinsichtlich Schutztechnik und Inselnetzerkennung ist notwendig. Die Einführung netzbildender Technologie in Verteilnetzen hängt von der Klärung der Frage nach dem Umgang mit Teilnetzbildung ab.

Erkenntnisse zu Testverfahren und Nachweise

- Prüf- und Nachweisverfahren für essenzielle Eigenschaften netzbildender Technologie sind noch nicht vollständig ausgereift. Sollte eine marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve erfolgen, sind die Eigenschaften des Produktes genau zu definieren bzw. überprüfbar sein.
- Round-Robin-Tests können bei der Entwicklung von Prüfverfahren unterstützen und Schwächen aufzeigen.
- Erst sollen Anforderungen beschrieben werden, dann Nachweisprozesse.
- Bisher lassen Testverfahren Begrenzungen außer Acht. Insbesondere die Strombegrenzungen müssen jedoch überprüft werden.
- Die Pilotierungen in den Stromnetzen sollten wissenschaftlich begleitet werden, um Erkenntnisse für Nachweisverfahren zu sammeln.
- Typzertifizierung steht hier ggf. im Widerspruch. Es muss sichergestellt werden, dass nachparametrierte Anlagen nach wie vor zertifiziert sind.
- Die Nachsteuerung ist ein angreifbarer Prozess, dazu muss die Informationssicherheit als Voraussetzung stehen.

Weitere Untersuchungen

- Das Verhalten und die Regelung netzbildender Anlagen im Verteilnetz im System-Split-Szenario bedürfen weiteren Untersuchungen.
- Forschungsbedarf besteht bei Übernahme netzbildender Technologie in die Verteilnetze. Hier soll die Forschung möglichst schnell konkret spezifizieren und Demonstratoren ausführen.
- Netzbildner sind schwingungsfähige Einheiten. Diese im Niederspannungsnetz als ‚Massenware‘ einzubringen, bedarf genauer Untersuchung. Nachsteuerung von Einstellungen von Regelungsverfahren per kommunikationsbasierter Lösung (Fernparametrierung). Parameter, die nachgestellt



werden sollen, sind früh zu identifizieren und eine standardisierte herstellerübergreifende Lösung soll entwickelt werden.

- Herausforderungen in der Schutztechnik sind weiter zu untersuchen. Hier muss insbesondere auf den Bestand Rücksicht genommen werden.

1.5 Literatur

- [1] P. Strauss and A. Engler, "AC coupled PV hybrid systems and microgrids-state of the art and future trends," *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of*, Osaka, Japan, 2003, pp. 2129-2134 Vol.3. [www.academia.edu/18412776]
- [2] „Momentanreserve 2030- Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030“, Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Februar 2016.
- [3] A. Engler, Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Kassel: Dissertation: Universität Gesamthochschule Kassel, 2001.
- [4] Unruh, Peter; Nuschke, Maria; Strauß, Philipp; Welck, Friedrich (2020): Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. In: *Energies* 13 (10), S. 2589. DOI: 10.3390/en13102589.
- [5] R. Hesse, D. Turschner und H.-P. Beck, „Micro grid stabilization using the Virtual Synchronous Machine (VISMA),“ *International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Valencia, 2009.*
- [6] S. Laudahn, T. Bülo, D. Premm, J. Seidel und B. Engel, „Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER,“ *7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Vancouver, 2016.*
- [7] D. Premm, J. Seidel, B. Osterkamp, S. Poehling, A. Unru, B. Engel, G. Bettenwort, *The PV-Regel Project – Development of Concepts and Solutions for the Provision of Control Reserve with PV*, EUPVSEC, Hamburg, 2015
- [8] B. Osterkamp, J. Seidel, D. Premm, A. Unru, B. Engel, *Gegenüberstellung technischer Potentiale und zukünftiger Anforderungen zur Regelleistungsbereitstellung mit PV-Anlagen, Zukünftige Stromnetze*, Berlin, 2016
- [9] „Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung“, Consentec, Januar 2016
- [10] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V.: *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.*
- [11] „Ein Strommarkt für die Energiewende“, *Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*, Juli 2015
- [12] Patent „Fehlererkennung für elektrische Netze“ 10 2014 223 441, 2014



2 Forschungsfragen und Antworten

Die Projektpartner haben gemeinsam ein übergreifendes Forschungsfragen gearbeitet, um die Erkenntnisse zusammenzuführen. Für die folgende Auswahl von Fragen werden in diesem Kapitel Kurzantworten gegeben. Ausführliche Erläuterungen finden sich in den jeweils referenzierten folgenden Kapiteln sowie teilweise in projektbegleitend veröffentlichter Literatur (siehe Literaturverzeichnis nach Kapitel 4) sowie entsprechenden Master- und Doktorarbeiten (siehe Anhang).

1. Netzbildende Regelung für Stromrichter und Momentanreserve: Wie können die Anforderungen an netzbildende elektrische Anlagen beschrieben und geeignete Nachweisverfahren entworfen werden, um sicherzustellen, dass sie die erforderlichen Funktionen zur Sicherstellung der Systemstabilität erfüllen?
2. Technologien für Momentanreserve: Welche Anlagentypen eignen sich zur Bereitstellung von positiver und negativer Momentanreserve und lässt sich der Bedarf an Momentanreserve durch Anpassung der Reaktion stromrichtergekoppelter Anlagen reduzieren?
3. Stabilität der netzbildenden Stromrichter im Verbundnetz: Wie können die netzbildenden Stromrichter ihre Stromgrenzen einhalten?
4. Minimaler Anteil an netzbildenden Anlagen: In welcher Zusammensetzung von Synchrongeneratoren sowie strom- und spannungseinprägend geregelten Stromrichtern kann die Frequenz- und Spannungsstabilität des Systems gewährleistet werden?
5. Räumliche Verteilung netzbildender Anlagen: Können netzbildende Stromrichter in allen Neuanlagen eingesetzt werden sollten, oder sollte nach Spannungsebenen differenziert werden?
6. Teilnetzbildung: Besteht ein Zielkonflikt zwischen den netzbildenden Eigenschaften spannungseinprägender Erzeugungsanlagen und der Anforderung auf Vermeidung ungewollter Teilnetze im Verteilnetz?

2.1 Netzbildende Regelung für Stromrichter und Momentanreserve

Gunter Arnold, Thomas Degner, Andreas Knobloch, Thorsten Reimann, Mohamed Shalaby, Philipp Strauß, Peter Unruh

2.1.1 Fragestellung und Kurzantwort

Im Projekt wurde gezeigt, dass netzbildende, über Stromrichter mit dem Verbundnetz gekoppelte, elektrische Anlagen anstelle von konventionellen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren wesentliche Funktionen zur Sicherstellung der Systemstabilität übernehmen können (Kap. 4). Diese Funktionen sind allerdings keine intrinsischen Eigenschaften der Stromrichter, sondern werden im Wesentlichen durch deren Regelung realisiert (Kap. 3). Um sicherzustellen, dass netzbildende, stromrichterbasierte Anlagen diese Funktionen auch tatsächlich erbringen, müssen die Anforderungen an diese Anlagen in einer möglichst technologieoffenen und implementierungsneutralen Art beschrieben werden. Darüber hinaus müssen geeignete Nachweisverfahren entworfen werden, da heutige Prüfrichtlinien für stromrichterbasierte Anlagen für die Abnahme netzbildender Eigenschaften nicht geeignet sind. Wenn auch die einwandfreie Bereitstellung netzbildender Systemdienstleistungen und das Anlagenverhalten neben dem Stromrichter auch von den übrigen Anlagenkomponenten signifikant abhängen kann (wie z.B. Quelle/Senke/Speicher, Transformator, Hilfsversorgungen, Schutzorgane), fokussiert sich die Betrachtung in diesem Projekt im Wesentlichen, jedoch nicht ausschließlich, auf die Charakterisierung und Prüfung netzbildender Eigenschaften der Stromrichter. Die Frage lautet:

Wie können die Anforderungen an netzbildende elektrische Anlagen beschrieben und geeignete Nachweisverfahren entworfen werden, um sicherzustellen, dass sie die erforderlichen Funktionen zur Sicherstellung der Systemstabilität erfüllen?



2.1.2 Wesentliche Eigenschaften netzbildender Stromrichter

Anlagen mit netzbildenden Stromrichtern wurden im Projekt so spezifiziert, dass sie notwendige stabilisierende Eigenschaften ähnlich wie Synchronmaschinen haben (vgl. Kap. 3.8 und Abb. 2.1-1).

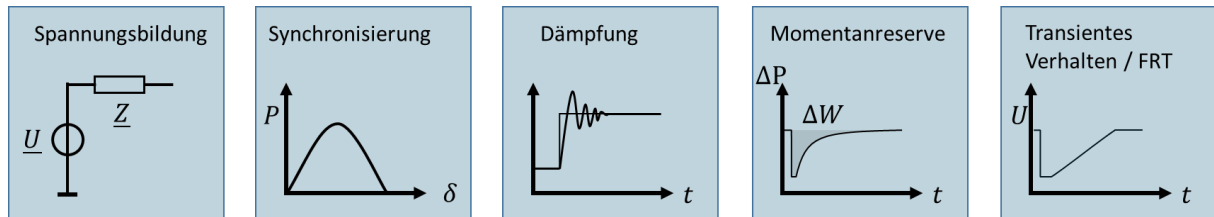


Abb. 2.1-1: Wesentliche Eigenschaften von netzbildenden Erzeugungsanlagen

Netzbildende Stromrichter und entsprechende Anlagen sind eigenständig und unabhängig von externen Spannungsquellen imstande eine Wechselspannung mit einer gewünschten Amplitude, Frequenz und Form zu stellen und diese unabhängig oder synchron mit anderen Wechselspannungsquellen einem Netz aufzuprägen. Die gestellte Wechselspannung netzbildender Stromrichter wirkt insbesondere im Kurzzeitbereich sowie innerhalb der Betriebsgrenzen Änderungen der Wechselspannungsgrößen und auch der Wechselspannungsform permanent entgegen. Das Klemmenverhalten netzbildender Stromrichter und Anlagen äußert sich in unmittelbaren, verzögerungsfreien Strom-, Leistungs- und Energieflüssen bei Netzereignissen, welche u.a. Beiträge zur Synchronisierung, Dämpfung, Trägheit/Momentanreserve, Haltung, Symmetrierung, harmonischen Verformung und Kurzschlussstrombereitstellung in unterschiedlicher Ausprägung umfassen können. Desweiteren sind sie imstande definierte transiente Netzstörungen ohne Netztrennung robust und netzdienlich zu durchfahren. Im Vergleich zu synchronmaschinen-basierten Netzbildnern, die mit ihren Energiespeicher- und Überlastfähigkeiten intrinsische Reserven zur gesicherten Bereitstellung netzbildender Systemdienstleistungen besitzen, stellen stromrichterbasierte Anlagen die für die netzbildende Betriebsweise notwendigen, instantan wirkenden Reserven innerhalb der definierten Betriebs- und Auslegungsgrenzen entsprechend ihrer Hardwareauslegung und ihrem in Software programmierten Regelungsverhalten zur Verfügung.

Im Projekt wurde ein Review zu netzbildenden Regelungsverfahren erstellt und veröffentlicht [1]. Weitere Ausführungen hierzu finden sich in Kapitel 3.1. Dort werden verschiedene Regelungsverfahren beschrieben, die den jeweiligen Stromrichtern ein netzbildendes Verhalten verleihen.

2.1.3 Prüfung und Anforderungen an Nachweisverfahren

Für die Prüfung netzbildender Stromrichter können die Prüfrichtlinien konventioneller, stromeinprägender Stromrichter durch neue Prüfverfahren ergänzt werden. Zur Gewährleistung einer implementierungsneutralen und technologieoffenen Spezifikation netzbildender Eigenschaften ist der Fokus zukünftiger Richtlinien und Prüfverfahren auf der Einhaltung der messbaren Performance netzbildender Eigenschaften an den wechspannungsseitigen Ausgangsklemmen von Stromrichtern oder stromrichterbasierten Anlagen zu legen. Auf die Verwendung interner Signale sollte soweit möglich verzichtet werden. Je nach Implementierung netzbildender Eigenschaften geben diese ohnehin nicht zwangsläufig das vollständige Bild des tatsächlichen Klemmenverhaltens wieder. Um Gestaltungsspielräume für die Implementierung offen zu halten und Technologieinnovationen zu fördern, sollte der Lösungsraum für einsetzbare Verfahren und Methoden nicht eingeschränkt werden. Vielmehr sollten Prüfverfahren derart gestaltet werden, dass ein vollständig anforderungskonformes Verhalten nachgewiesen werden kann. Hierdurch kann geistiges Eigentum der Hersteller geschützt werden. Eine internationale Harmonisierung und Standardisierung der Prüfrichtlinien und Nachweisverfahren ist anzustreben, um die Integration netzbildender Stromrichtersysteme in öffentliche Stromnetze weltweit zu beschleunigen.

Im Projekt wurden folgende Prüfverfahren bezüglich der netzbildenden Eigenschaften erarbeitet (Kap. 3.9, 3.10, 4.5), mit denen im Rahmen von experimentellen Komponenten- und Systemtests das Verhalten der weiterentwickelten netzbildenden Stromrichterdemonstratoren analysiert wurde (Kap. 4.13):

- Bereitstellung von Momentanreserve
- Netzbildung
- Verhalten bei ungewollter Inselnetzbildung
- Verhalten bei kurzzeitigen Netzfehlern (Spannungsereignissen)
- Statik der Primärregelung



Für die Durchführung der entwickelten Prüfverfahren sind in der Regel keine zusätzlichen Laborinfrastrukturen oder spezielle Prüfeinrichtungen erforderlich. Bestehende Einrichtungen für konventionelle netzstützende Stromrichter können verwendet werden. Bei Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehreren Megawatt können jedoch hybride oder rein modellbasierte Nachweisverfahren von Vorteil sein. Für modellbasierte Nachweisverfahren lassen sich RMS- und EMT-Analysen, mit generischen RMS-Modellen bzw. herstellerspezifischen EMT-Modellen, sowie analytische Methoden im Zeit- und Frequenzbereich (Kap. 4.15, 4.16) einsetzen. Vergleiche der Analysewerkzeuge in verschiedenen Betriebssituationen haben verdeutlicht, dass insb. für die Analyse und Nachweisführung bei Netzstörungen und am Rande der Stabilitäts- und Betriebsgrenzen von Stromrichtern und stromrichterdominierten Systemen EMT-Analysen das real zu erwartende Verhalten mit der höchsten Genauigkeit wiedergeben (Kap. 3.7, 4.15.3.3).

2.1.4 Literatur

[1] Unruh, Peter; Nuschke, Maria; Strauß, Philipp; Welck, Friedrich (2020): Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. In: *Energies* 13 (10), S. 2589. DOI: 10.3390/en13102589.



2.2 Technologien zur Bereitstellung von Momentanreserve

Johannes Heid, Andreas Knobloch, Timo Sauer, Walter Schitteck, Philipp Strauß, Frederik Tiedt

2.2.1 Fragestellung und Kurzwort

Technologien zur Bereitstellung von Momentanreserven umfassen alle elektrischen Anlagen und Verfahren, die eine Trägheit des von ihnen gestellten Spannungszeigers in dessen Winkel, Frequenz oder Amplitude aufweisen und bei Änderung der Netzgrößen die für die Aufrechterhaltung der Trägheit notwendigen instantanen Strom-, Leistungs- und Energieflüsse aufbringen können. In heutigen Stromnetzen werden Momentanreserven hauptsächlich durch Anlagen mit direkt gekoppelten elektrischen Maschinen bereitgestellt, die ihre mechanische Schwungmassenträgheit und die des angekoppelten Triebstrangs über die elektromagnetische Kopplung mit dem Stromnetz als elektrische Trägheit, samt der in der rotierenden Masse gespeicherten Energie zur Verfügung stellen. Um die Momentanreservebedarfe in zukünftigen stromrichterdominierten Verbundnetzen auch bei verringerter bzw. ganz ohne mechanische Trägheit zu decken, stellt sich die Frage: Welche Anlagentypen eignen sich zur systemkompatiblen Bereitstellung von positiver und negativer Momentanreserve?

Für die Bereitstellung von Trägheit und Momentanreserven sind aus technischer Sicht prinzipiell alle netzgekoppelten Erzeugungsanlagen, aber auch Verbrauchs- und Speicheranlagen sowie neuartige dedizierte Netzbetriebsmittel geeignet, die solche Fähigkeiten entweder immanent mitbringen oder dafür explizit ertüchtigt werden. Abhängig von Typ, Technologie und Auslegung elektrischer Anlagen können Trägheit und Momentanreserven im Allgemeinen symmetrisch und zeitinvariant, gesichert bzw. "nach Können und Vermögen", auf Stromrichter- oder Anlagenebene (Kap. 4.14.2), aber auch veränderlich oder richtungsabhängig (Kap. 4.10) bereitgestellt werden, um bestimmte Optimierungsziele des Netz- oder Anlagenbetriebs zu erreichen.

Zu den geeigneten Anlagentypen gehören einerseits weiterhin entsprechende Anlagen mit direkt gekoppelten elektrischen Maschinen mit intrinsischer Schwungmassenträgheit. Dazu gehören aber auch Anlagen mit stromrichterbasierter Stromnetzkopplung, die zwar von sich aus keine Trägheitseigenschaften aufweisen, jedoch mit Aufwand und auf unterschiedliche Weise zur Momentanreserveerbringung in vielfältiger Ausprägung ertüchtigt werden können. Die Reifegrade stromrichterbasierter Technologien zur Momentanreservebereitstellung fallen aufgrund unterschiedlicher technischer Voraussetzungen stark unterschiedlich aus. Die höchste Reife diesbezüglich haben heute Batteriegroßspeicher. Ein für den Einsatz in Verbundnetzen im Projekt vorentwickeltes netzbildendes Stromrichtersystem für große Batteriespeicher und kombinierte PV-Speichersysteme wird in Kapitel 4.14.2 vorgestellt. Eine räumlich verteilte Lieferung von Momentanreserve aus aggregierten Heimspeichern im Niederspannungsnetz mit Wirkung in das Höchstspannungsnetz ist ebenfalls möglich (Kap. 4.9), bringt jedoch Herausforderungen in Bezug auf die Betriebsführung und Fragen des Netzschutzes in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit sich, die geklärt und gelöst werden müssen (siehe Kap. 4.4, 4.5 und 4.14.4).

Die notwendige Momentanreserve-Leistung kann nicht durch Frequenzhaltungsreserven reduziert werden. Der Bedarf an Momentanreserve-Energie kann jedoch durch schnelle Bereitstellung der Haltungsreserven bzw. schnelle Frequenzreaktion der Erzeugungsanlagen reduziert werden (schnellere frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung – LFSM) (siehe Kap. 4.8).

Experimentelle Untersuchungsergebnisse an einem skalierten stromrichterdominierten Verbundnetz verdeutlichen, dass sich der Momentanreservebedarf auch durch eine permanente, verzögerungsfreie Bereitstellung schneller Frequenzhaltungsreserven noch weiter reduzieren lässt (Kap. 4.14.3). Da solch ein Verhalten auf bestehende Märkte zur Netzregelung Einfluss nehmen kann, die derzeit gültigen Spezifikationen nicht erfüllt und der notwendige Vorhaltebedarf an Energie stark von der Aktivierungszeit ablösender Wiederherstellungsreserven (Sekundärregelung) abhängt, sind für den Einsatz solch neuartiger Technologielösungen in Verbundnetzen geeignete regulatorische Rahmenbedingungen mit entsprechenden Anreizen erforderlich (Kap. 4.14.4 sowie Kap. 4.12).

2.2.2 Aggregierte Bereitstellung aus Heimspeichern

Neben Batteriegroßspeichern wurde in der Forschungsfrage auch der Einsatz von Heimspeichern untersucht, um deren Anwendbarkeit für eine aggregierte Bereitstellung von Momentanreserve zu prüfen. Um dieser Frage nachzugehen, wurden Netzstudien in einem Netz von der Höchstspannung bis in die Niederspannung durchgeführt. Im Niederspannungsnetz verteilte Stromrichter haben gleichzeitig auf einen Winkelsprung im Höchstspannungsnetz (hier 10°) mit einer Bereitstellung von Momentanreserve reagiert.

Die im Niederspannungsnetz verteilten Stromrichter beginnen unmittelbar nach dem Störeignis mit der Bereitstellung von Momentanreserve. Hierdurch wird eine räumlich verteilte Lieferung von Momentanreserve aus dem Niederspannungsnetz möglich. Heimspeicher für die Eigenstromversorgung können hierfür multifunktional eingesetzt werden. Der Einsatz von Momentanreserve in Mittel- und Niederspannungsnetzen bringt jedoch immer noch Herausforderungen in Bezug auf die Betriebsführung und Fragen des Netzschutzes mit sich.

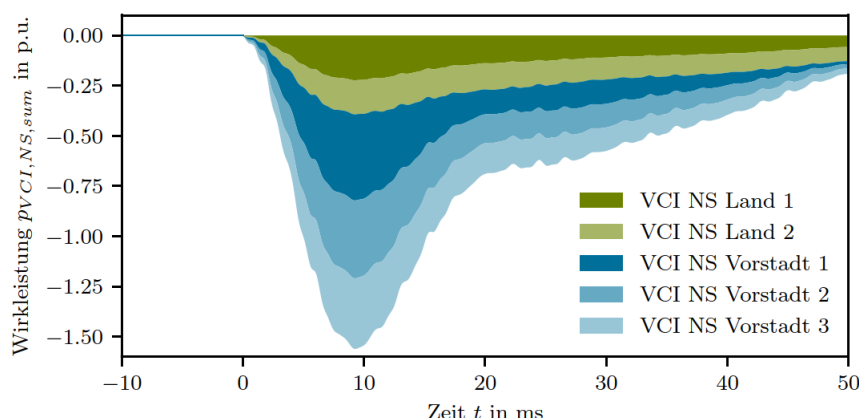


Abb. 2.2-1: Aggregierte Wirkleistungsbereitstellung von Momentanreserve aus verteilten netzbildenden Wechselrichtern im Niederspannungsnetz.
Quelle Diss. F. Rauscher [1]

2.2.3 Asymmetrische Bereitstellung von Momentanreserve

Das Potential abrufbarer Momentanreserve stromrichtergekoppelter Anlagen ist bedingt durch ihre momentan verfügbaren positiven bzw. negativen Energie- und Leistungsreserven. Dieses theoretisch abrufbare Potential jeder individuellen Anlage hängt damit vom Arbeitspunkt der Anlage ab und der momentan abrufbare Betrag des Leistungswerts unterscheidet sich je nach Arbeitspunkt sowie geforderter Richtung (Wirkleistungszunahme bzw. -verringerung), vgl. [3]. Beispielweise kann ein Batteriespeicher, der mit maximaler Leistung lädt, keine negative Momentanreserve bereitstellen. Gleichzeitig kann eine ungedrosselt betriebene Photovoltaikanlage ohne Zugriff auf einen Speicher keine positive Momentanreserve liefern.

Das Konzept besteht nun darin, leistungselektronisch gekoppelte Einspeiser, Lasten und Speicher entsprechend ihrem aktuellen Arbeitspunkt so zu regeln, dass sie die zum jeweiligen Zeitpunkt maximal verfügbare positive und/oder negative Momentanreserve asymmetrisch bereitstellen können [2]. Im Projekt wurde gezeigt, dass durch Modifikationen des Regelschemas einer virtuellen Synchronmaschine (VSM) das volle momentan verfügbare Potential unter Einhaltung der Leistungsgrenzen bereitgestellt werden kann.

Die leistungsbilanzbasierte fortlaufende Synchronisation (Abbildung 2.2-2) der VSM wird um eine arbeitspunktabhängig parametrierbare ΔP -Rückkopplung mit Tiefpass ($T < 2$ ms) ergänzt (Abbildung 2.2-3). Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 4.10.

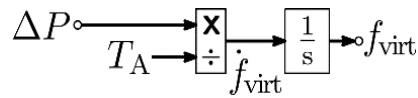


Abb. 2.2-2: Frequenznachführung einer VSM

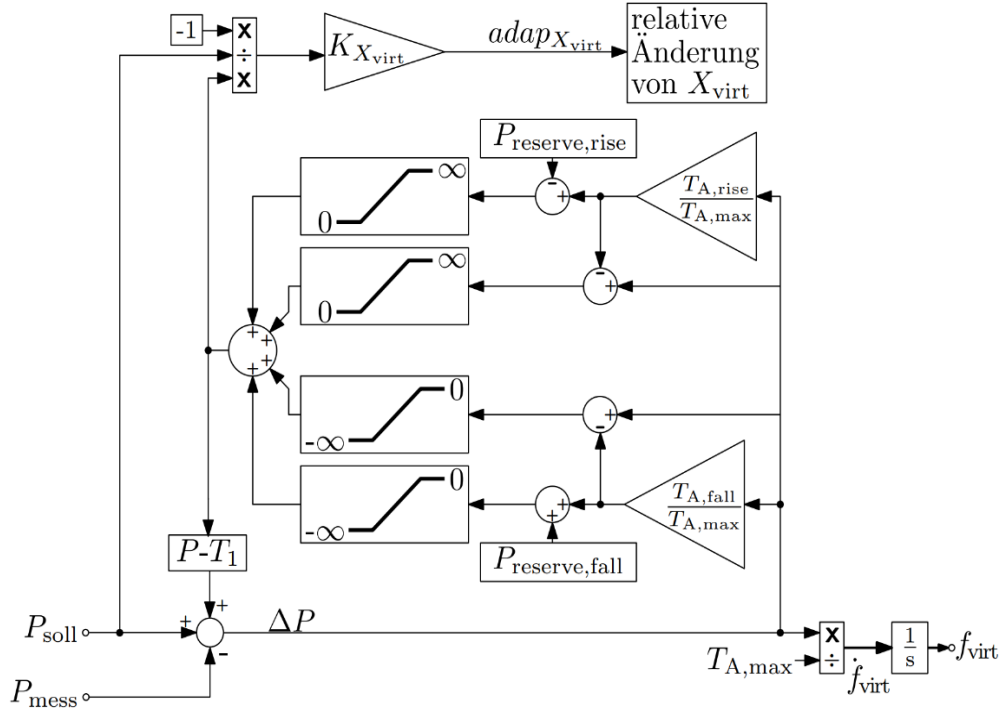


Abb. 2.2-3: Modifizierte VSM-Regelung für asymmetrische Bereitstellung von Momentanreserve mit Leistungsbegrenzungen

Nach dem Netzentwicklungsplan (2021) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird die benötigte Momentanreserve 2035 nur noch zu knapp 10% aus konventionellen Kraftwerken gedeckt. Der übrige Bedarf muss daher über Erzeugungsanlagen, Lasten, Speicher und weitere Betriebsmittel im Netz gedeckt werden.

2.2.4 Literatur

- [1] F. Rauscher, Dynamik von netzbildenden Wechselrichtern in zukünftigen Verteilungsnetzen, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Doktorhut Verlag, 2024.
- [2] Johannes Heid, Walter Schitteck, Christian Hachmann, Martin Braun, "Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher", Konferenz Zukünftige Stromnetze, Januar 2022
- [3] W. Schitteck, J. Massmann, T. Hennig, D. S. Stock, M. Braun, Potential Contributions of Loads and Storages to Inertia: A Qualitative and Quantitative Feasibility Study, ETG Congress 2023, 25.-26.5.2023. Online verfügbar unter <https://ieeexplore.ieee.org/document/10172978>.



2.3 Stabilität der netzbildenden Stromrichter im Verbundnetz

Philipp Strauß, Peter Unruh

2.3.1 Fragestellung und Kurzantwort

Ein netzbildendes Verhalten von stromrichtergekoppelten Anlagen kann erreicht werden, wenn im Stromrichter ein innerer Spannungszeiger gestellt wird, welcher bei Änderungen des Spannungszeigers am Netzanschlusspunkt erst verzögert nachgeführt wird [1]. Störungen im System wirken sich auf Betrag und Phasenlage des Spannungszeigers am Netzanschlusspunkt aus und verursachen damit eine Veränderung der Spannungsdifferenz zum inneren Spannungszeiger. Das kann bei größeren Störungen sehr hohe Ströme verursachen, die ggf. begrenzt werden müssen, um die Halbleiter des Stromrichters zu schützen. Damit also der Stromrichter selbst stabil funktioniert und imstande ist herausfordernde Netzereignisse robust (vgl. Kap. 3.2) und mit größtmöglichem, netzdienlichem Beitrag zu durchfahren, stellt sich damit die folgende Frage:

Wie können die netzbildenden Stromrichter ihre Stromgrenzen einhalten?

Im Projekt wurden verschiedene Verfahren zur Strombegrenzung entwickelt. Kapitel 3.3 beschreibt ein Verfahren der Universität Braunschweig, welches das netzbildende Verhalten des Stromrichters möglichst aufrechterhält, also nicht in eine reine Strombegrenzung wechselt und Kapitel 3.4 beschreibt eine temporäre Strombegrenzung mit Begrenzung über eine virtuelle Impedanz, welche von der Universität Kassel entwickelt wurde. [3, 4, 5] Ein weiteres Verfahren, welches auch bei Erreichen der Stromgrenze die netzbildende Eigenschaft der Anlage soweit wie möglich aufrecht erhält, wurde von Fraunhofer IEE in dem Projekt PNP-Netze entwickelt. Dieses Verfahren wurde in Netzregelung 2.0 für weitere Untersuchungen als Modell implementiert (s. Kapitel 3.7). Kapitel 4.7 beschreibt Lösungswege für den Selbstschutz und zur Netzstützung bei unsymmetrischen Netz- und Lastbedingungen. Ein weiterentwickeltes Verfahren zur Strombegrenzung wird in [2] beschrieben.

Vergleichende Untersuchungen und Studien zur Strombegrenzung und dem Verhalten bei transienten Netzereignissen (Kap. 4.11) für verschiedene Anlagentypen und Verfahren verdeutlichen, dass netzbildende Stromrichter mit geeigneten Verfahren zur Strombegrenzung trotz instantan resultierender Stromflüsse ihren Strom sicher begrenzen und kritische Netzereignisse sicher durchfahren können, auch im Parallelbetrieb mit elektrischen Maschinen. Eine Überdimensionierung der netzbildenden Stromrichter im Hinblick auf den Stromrichterschutz ist nicht erforderlich.

2.3.2 Literatur

[1] Unruh, Peter; Nuschke, Maria; Strauß, Philipp; Welck, Friedrich (2020): Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. In: *Energies* 13 (10), S. 2589. DOI: 10.3390/en13102589.

<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2589>

[2] Knobloch, A. et al: „Netzregelung 2.0 – Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz; Teilvorhaben – Beitrag der Photovoltaik zur zukünftigen Netzregelung“, Schlussbericht SMA Solar Technology AG, 2023

[3] Wiese, N.; Duckwitz, D.; Nuschke, M.; Zhang, Y.; Braun, M. (2021): Fault operation of grid-forming converters with focus on system stability: IET Digital Library. Online verfügbar unter <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/icp.2021.2485>.

[4] Wiese, Nils; Zhang, Yonggang; Braun, Martin: New Current Limiting Control for Grid-Forming Converter under Unbalanced Faults. In: *Wind&Solar Integration Workshop 2022*.

[5] Fischbach, Kai; Wiese, Nils; Zhang, Yonggang; Braun, Martin: Continuous Grid-Forming Control with Transient Current Limitation. In: *NEIS 2022*.



2.4 Minimaler Anteil netzbildender Anlagen

Thomas Degner, Maria Nuschke, Luis Pabon Ospina, Florian Rauscher, Walter Schitteck, Diana Strauß-Mincu, Yonggang Zhang

2.4.1 Fragestellung und Kurzantwort

Werden Kraftwerke, die mit Synchrongeneratoren Strom erzeugen, vom Netz genommen, stellt sich die Frage, in welcher Zusammensetzung Synchrongeneratoren sowie strom- und spannungseinprägend geregelte Stromrichter die Frequenz- und Spannungsstabilität des Systems gewährleisten können.

Die jahrelange Felderfahrung in stromrichterdominierten Insel- und Mikronetzen belegt, dass bei geeigneter Auslegung eine stabile Netzregelung und eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auch bei sehr hohen Stromrichteranteilen realisierbar ist, sowohl zusammen mit als auch komplett ohne konventionelle Netzbildner (Kap. 4.14.1). Untersuchungsergebnisse aus Fallstudien im Projekt (Kap. 3 und Kap. 4) zu Aspekten der Frequenzstabilität (Kap. 4.1), der Spannungsstabilität (Kap. 4.3), der Schwingungsstabilität (Kap. 3.6) und anderen zeigen, dass auch große Verbundnetze, die eine 100%-ige Stromrichterdurchdringung aufweisen, stabil und sicher betrieben werden können. Voraussetzung dafür ist die Deckung der auslegungsrelevanten und systemqualitätsbestimmenden Bedarfe, welche für einen Mindestanteil der Stromrichter die Verwendung spannungsstellender, netzbildender Verfahren sowie die Bereitstellung eines notwendigen Mindestanteils an Trägheit und Momentanreserven und anderen netzbildenden Eigenschaften (Kap. 3.8) umfassen. Für die Gewährleistung einer stabilen Stromnetzregelung können, müssen jedoch nicht alle Stromrichter ein netzbildendes Verhalten aufweisen (Kap. 4.1). Die möglichen, maximalen Anteile der heute typischen, stromeinprägenden Stromrichterdurchdringung in Stromnetzen sind abhängig von, aber auch beeinflussbar durch die spezifische Betriebsführung, Regelung und Parametrierung der entsprechenden Stromrichter sowie von der Netzstärke, welche die Beeinflussbarkeit der Netzspannung durch eingespeisten Strom charakterisiert. Darüber hinaus können spannungsgeregelte Stromrichter entscheidend dazu beitragen, die Stabilität und Dämpfung konventionell stromgeregelter, stromrichtergekoppelter Anlagen unter herausfordernden, schwachen Netzbedingungen zu verbessern (Kap. 3.6). Ein nahtloser Übergang mit unterschiedlichen Anteilen an Synchronmaschinen und netzfolgenden Stromrichtern ist realisierbar.

2.4.2 Frequenzstabilität

Die Frequenzstabilität wurde an dem in Abb. 2.4-1 gezeigtem Testnetz untersucht [1]. Es ergab sich folgendes:

Die Frequenzstabilität kann nur bis zu einem bestimmten Anteil stromeinprägender Erzeugungsanlagen sichergestellt werden (siehe Abb. 2.4-2, oben). Die möglichen maximalen Anteile stromeinprägender Erzeugungsanlagen sind stark abhängig von der Parametrierung sowie der spezifischen Betriebsführung und Regelung dieser Stromrichter. Die Netzanschlussbedingungen an Erzeugungsanlagen sollten hinsichtlich FRT-Verhalten sowie Zeitverhalten der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassungen überprüft werden.

Konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren können gänzlich durch umrichterbasierte Anlagen ersetzt werden. Voraussetzungen dafür sind die Verwendung von netzbildenden Verfahren für einen Mindestanteil der Umrichter, sowie die Bereitstellung einer genügend hohen Trägheitszeitkonstante (siehe Abb. 2.4-2 mitte). Der aus Stabilitätsgründen maximal mögliche Anteil von Umrichtern kann ebenfalls durch Funktionen von stromeinprägenden Wechselrichtern erhöht werden. Für ein 100% Umrichter-Szenario wird hingegen ein netzbildendes spannungseinprägendes Verfahren benötigt, da die inhärente Leistungsdeckung nur durch Momentanreserve erbracht werden kann. Fehlende Massenträgheit kann durch angepasste Parametrierung der Stromrichter bei Vorhandensein notwendiger Energiereserven kompensiert werden (siehe Abb. 2.4-2 unten). Ausserdem benötigen stromgeregelte Umrichter eine hinreichend starke Spannung (durch eine hinreichend große Netzkurzschlussleistung) an den Anschlussklemmen, um bei großen Leistungsgradienten auch die Spannungszeiger halten zu können. Sonst verändern die stromgeregelten Umrichter durch die eigene Einspeisung die Spannung, auf die sie sich synchronisieren und ihre Wirk- und Blindanteile der Ströme einspeisen.

Die vorzuhaltende Reserveleistung netzbildender Einheiten je Regelzone richtet sich nach dem relevanten Auslegungsereignis und die notwendige Energiereserve hängt zusätzlich vom Zeitverhalten der restlichen Anlagen im Netz ab.

Weitere Informationen zu den Untersuchungen sind [2] und [3] sowie Kapitel 4.1 zu entnehmen.

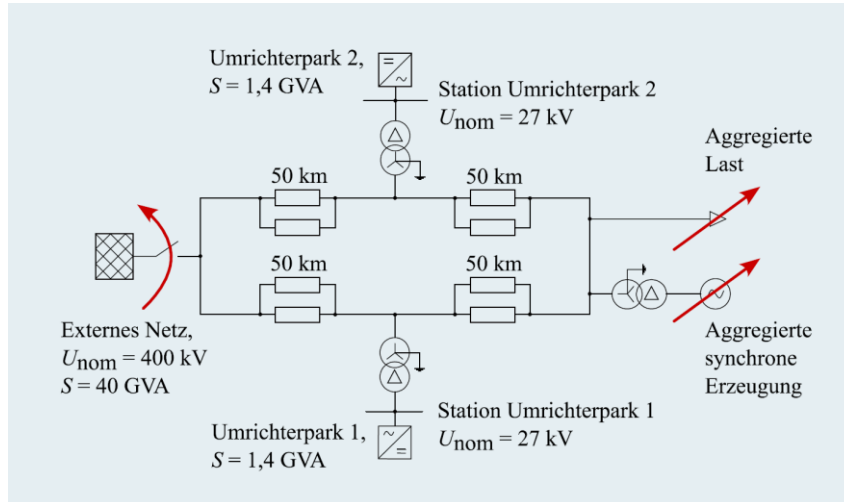


Abb. 2.4-1: Testnetz [1] für Untersuchungen zur Netzauftrennung (System Split) in Bezug auf Frequenzstabilität bei verschiedenen Anteilen von netzbildenden und konventionell geregelten Stromrichtern.

Bildquelle: Fraunhofer IEE, M. Nuschke, [2]

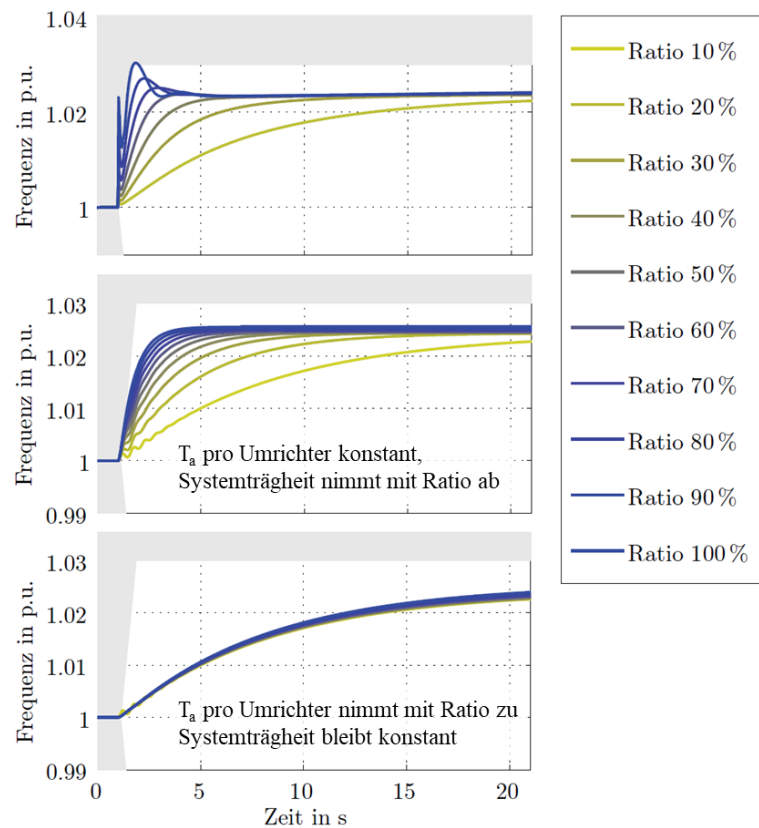


Abb. 2.4-2: Simulative Untersuchungen für ein System Split Szenario für verschiedene Anteile von Stromrichtern [2]:
 Oben: konventionell (stromeinprägend) geregelte Stromrichter, konstante Anlaufzeitkonstante
 Mitte: netzbildend (spannungseinprägend) geregelte Stromrichter, konstante Systemträgheit
 Unten: netzbildend (spannungseinprägend) geregelte Stromrichter



Die Einbeziehung stromrichtergekoppelter Lasten eröffnet weitere Möglichkeiten zur Sicherstellung der Frequenzstabilität:

Lasten ohne eigene Energiequelle (z.B. ohne Batteriespeicher o.ä.), die mit Leistungselektronik ans Netz gekoppelt sind, können z.B. in Kombination mit Erzeugungsanlagen die Netzbildung unterstützen, wenn ihre Leistungselektronik ein spannungseinprägendes Regelschema verwendet. Die Einbeziehung stromrichtergekoppelter Lasten zur Erbringung von Momentanreserve ist naheliegend.

Durch Modifikationen der Stromrichterregelung können Beiträge zur Momentanreserve entsprechend den Eigenschaften und ggf. betriebspunktabhängigen Leistungsbegrenzungen der unterschiedlichen Einheiten (Lasten, Erzeugungsanlagen) geleistet werden. In Abschnitt 4.10 „Asymmetrische Erbringung von Momentanreserve“ werden dazu verschiedene Konzepte vorgestellt (siehe auch [3]). Diese Konzepte und Regelungsverfahren bieten die Basis um zu ermitteln, welcher systemische Bedarf durch stromrichtergekoppelte Lasten technisch sinnvoll gedeckt werden kann.

2.4.3 Spannungsstabilität / PLL Stabilität

Untersuchungen zur PLL Stabilität zeigen, dass spannungseinprägend geregelte Stromrichter entscheidend dazu beitragen können, PLL Instabilitäten konventionell geregelter Stromrichtergekoppelter Anlagen zu vermeiden. In welchen Anteilen spannungseinprägend geregelte Stromrichter notwendig sind, hängt entscheidend von den PLL-Regelungsparametern konventionell geregelter Einheiten ab. Abbildung 2.4-3 zeigt ein Beispiel für eine Vermeidung einer PLL-Instabilität durch netzbildende Anlagen.

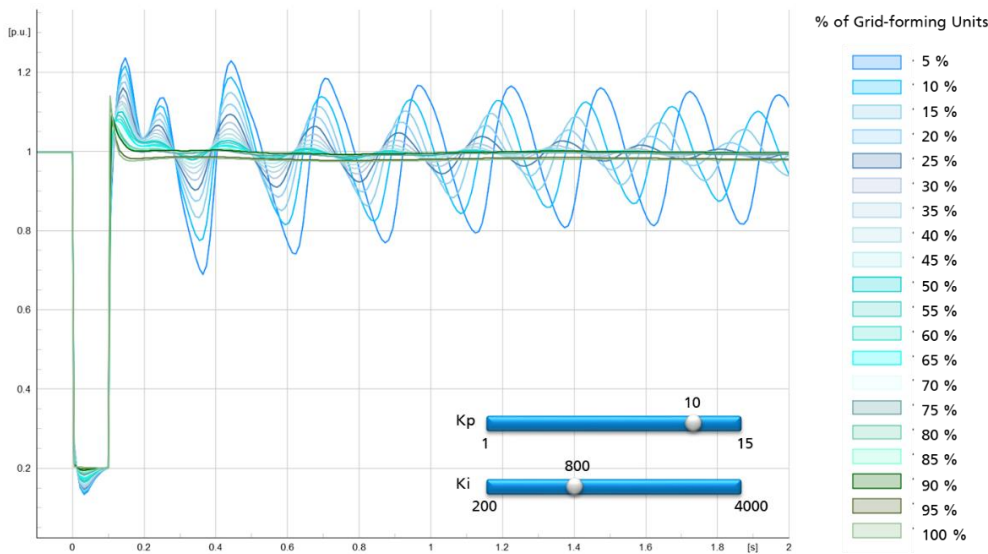


Abbildung 2.4-3: Beispiel für eine PLL-Instabilität. Parameter der PLL sind $K_p=10$ und $K_i = 800$. Die Schwingungen können durch netzbildende Anlagen gedämpft werden. Bei einem Anteil von 25% netzbildender Anlagen werden die auftretenden Schwingungen in weniger als 2s stark gedämpft.

Weitere Ausführungen zu den Untersuchungen sind in Abschnitt 4.3 sowie in [4] zu finden.

2.4.4 Kleinsignal-/Schwingungsstabilität

Untersuchungen zur Kleinsignal-/Schwingungsstabilität zeigen, daß bei sehr hohem Wechselrichter-Durchdringungsgrad das Risiko der Schwingungsinstabilität zwischen netzfolgenden Wechselrichtern und Synchronmaschinen besteht. Netzbildende Wechselrichter können dem entgegenwirken.

Das Zusammenwirken von netzbildenden und stromeinprägenden Wechselrichtern sowie Synchronmaschinen im Falle der Systemtrennung wurde mittels Kleinsignal-Stabilitätsanalyse und EMT-Simulationsanalyse untersucht. Die analytische Methode kann Schwingungsfrequenz, Stabilitätsgrenze sowie Schwingungsquelle identifizieren. Die EMT-Simulationsanalyse hat hingegen den Vorteil der realitätsnahen Abbildung und Beobachtung des Schwingungsphänomens.



Aus Sicht der Kleinsignal-/Schwingungsstabilität konnten Netzauftrennungen im untersuchten Testsystem mit einem vorhergehenden Leistungsexport von 40% bezogen auf die aktuelle Wirkleistungseinspeisung mit folgenden Generatorkonfigurationen bewältigt werden:

- **Bis zu 70%-Anteil stromeinprägende Umrichter zeigen ein stabiles Verhalten.** Bei 80%- und 90%-Anteilen besteht Schwingungsinstabilität aus dem Zusammenwirken von netzfolgenden Wechselrichtern und Synchronmaschinen (Abb. 2.4-4). Diese Schwingungen können durch entsprechende Parametrierung von AVR, PLL und P-Regelung vermindert werden können. Allerdings können dadurch andere Stabilitätsprobleme, z.B. Synchronisierungsinstabilität, hervorgerufen werden. Daher bleibt die robuste Parametrisierung eine Herausforderung.
- **90% Stromrichteranteil mit teilweise strom- und teilweise spannungseinprägenden Verfahren:** Werden die netzfolgenden Stromrichter zu 50% oder vollständig durch netzbildende Wechselrichter ersetzt, ist die Schwingung auch bei hohem Stromrichter-Durchdringungsgrad nicht mehr zu sehen. Der verwendete netzbildende Stromrichter hat im Vergleich zu netzfolgenden Stromrichtern sehr unterschiedliche Impedanz-Eigenschaften. Er hat auch eine bessere Dämpfung, aufgrund der PLL-freien Synchronisierung, Winkelkompensation und der Regelstruktur ohne innere Spannung-/Strom-Regelschleife.

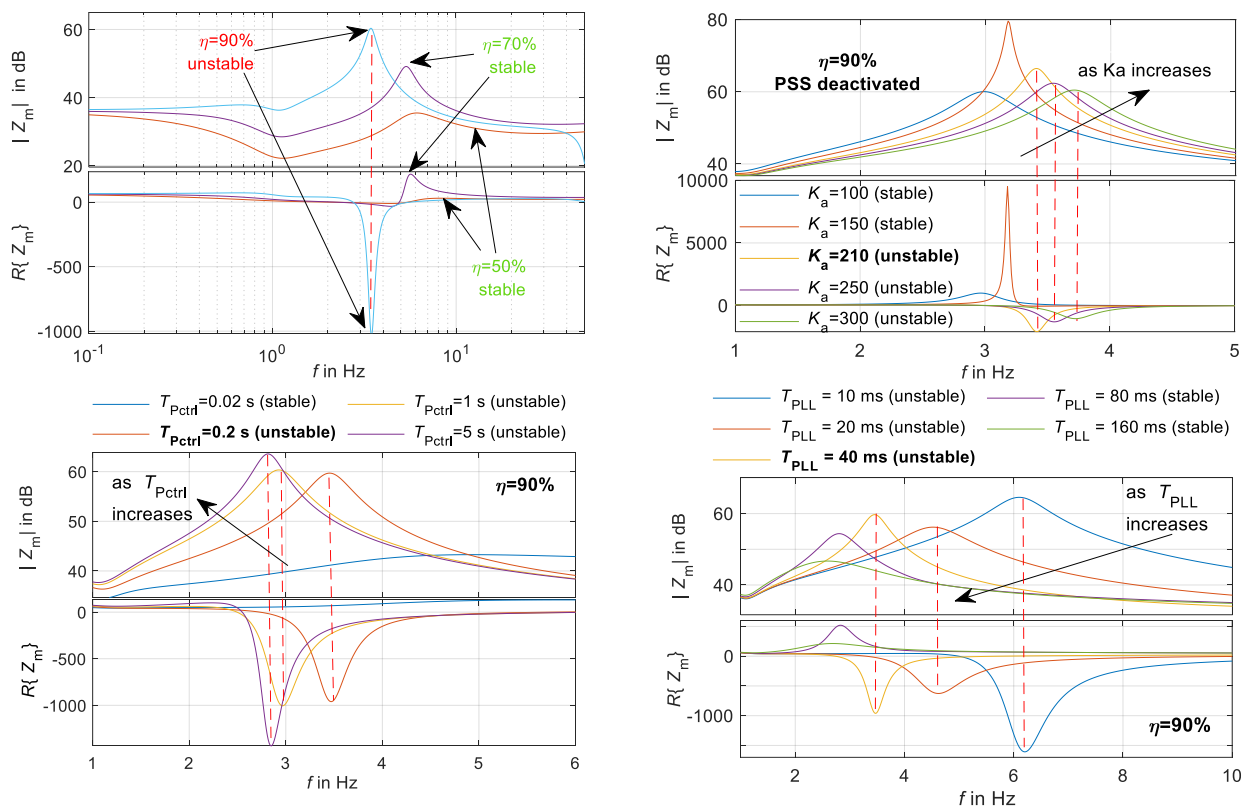


Abbildung 2.4-4: Analytische Ergebnisse mit netzfolgenden Stromrichtern und Synchronmaschinen:
 Links oben: Modalimpedanz für einige repräsentativen Durchdringungsszenarien,
 Rechts oben: Modalimpedanz für unterschiedliche AVR-Verstärkung,
 Links unten: Modalimpedanz für unterschiedliche Zeitkonstante der Frequenzbestimmung bzw. Leistungsanpassung,
 Rechts unten: Modalimpedanz für unterschiedliche PLL-Zeitkonstante.
 Quelle: Uni Kassel, Y. Zhang, [5]

Weitere Ausführungen zu den Untersuchungen sind Abschnitt 3.6 sowie [5] zu finden.



2.4.5 Literatur

- [1] K. Vennemann et al., "Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems", Wind Integration Workshop, Vol.17, Stockholm, Sweden, 2017.
- [2] M. Nuschke, Frequenzstabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Fraunhofer Verlag, 2022.
- [3] Johannes Heid, Walter Schitteck, Christian Hachmann, Martin Braun, "Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher", Konferenz Zukünftige Stromnetze, Januar 2022
- [4] Luis Pabon, Daniel Pabon, Valeria Usuga, "Plausibility and implications of converter-driven oscillations induced by unstable long-term dynamics". In IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 38, Issue: 6, November 2023.
- [5] Y. Zhang et al., "On the Control Interaction of Synchronous Machine and Inverter-Based Resources during System-Split Situations," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 152, October 2023, 109227



2.5 Räumliche Verteilung und Verteilung auf Spannungsebenen

Thomas Degner, Florian Rauscher

2.5.1 Fragestellung und Kurzwantwort

Netzbildende Stromrichter können viele Eigenschaften konventioneller, rotierender Generatoren übernehmen, die für die Systemstabilität relevant sind. Die Verteilung netzbildender Stromrichter bzw. netzbildender Eigenschaften in einem Verbundnetz spielt eine große Rolle insb. für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität in Folge einer Teilnetzbildung nach einer Verbundnetzauftrennung (System Split), für die Aufrechterhaltung der Systemstärke für netzfolgende Anlagen, für die größtmögliche Erschließung verfügbarer Potenziale zur Deckung netzbildender Bedarfe sowie im Hinblick auf eine diskriminierungsfreie Beschaffung netzbildender Systemdienstleistungen durch Netzteilnehmer des gesamten Verbundnetzes. Batteriespeichersysteme, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen sind bereits in großer Anzahl im Stromnetz angeschlossen, und zwar auf allen Spannungsebenen. Es stellt sich die Frage, ob netzbildende Stromrichter (VCI) in allen Neuanlagen eingesetzt werden sollten, oder ob nach Spannungsebenen differenziert werden sollte.

Eine räumliche Verteilung der netzbildenden Stromrichter und eine Verteilung auf verschiedene Netzebenen ist prinzipiell möglich. Momentanreserve kann qualitativ gleichwertig sowohl aus Übertragungsnetzen als auch aus Verteilungsnetzen (Kap. 4.1.2.2) und sogar aus Niederspannungsnetzen erbracht werden, da sich Winkeländerungen nach Netzereignissen sehr schnell ausbreiten (Kap. 4.9). Ausschlaggebend für die Höhe des Momentanreservebeitrags ist die Impedanz zwischen netzbildender Anlage und dem Fehlerort und nicht die Spannungsebene. Netzbildende Einheiten in höheren Spannungsebenen können dazu führen, dass anteilig weniger Momentanreserve aus dem Niederspannungsnetz abgerufen wird. Um die Spannung im Übertragungsnetz zu stützen und schnelle Frequenzänderungen zu begrenzen, besteht ein zusätzlicher Bedarf an dynamischer Blindleistungskompensation. Es ist allerdings noch im Detail zu klären, welche Maßnahmen ergriffen werden müssen, um unerwünschte Nebeneffekte zu vermeiden.

Diese Frage wurden unter dem Aspekt der Frequenzstabilität und der Erbringung von Momentanreserve untersucht. Als Störereignis wurde eine Netzauftrennung (System Split) betrachtet. Bei Netzauftrennungen tritt an der Trennstelle des Übertragungsnetzes (ÜN) ein Phasenwinkelsprung des Spannungszeigers auf. Die entstehende Wanderwelle breitet sich im Netz nahezu mit Lichtgeschwindigkeit aus.

Zur Beantwortung der Frage wurden Untersuchungen an einem Übertragungsnetz (ca. 100 km Ausdehnung) durchgeführt. Dieses Netz wurde zunächst um eine unterlagerte Hochspannungsebene (HS) und für weitere Untersuchungen um eine Mittelspannungs- (MS) und eine Niederspannungs- (NS) Netzebene erweitert.

2.5.2 Bereitstellung von Momentanreserve aus Hochspannungsnetzen

In einem Testnetz eines Übertragungsnetzes mit unterlagerte Hochspannungsebene wurde gezeigt, dass die notwendige Momentanreserve zur Frequenzstützung des Übertragungsnetzes vollständig durch netzbildende Stromrichter mit Anschluss an das Hochspannungsnetz erbracht werden kann: Abb. 2.5-1 zeigt Simulationsergebnisse für eine Netzauftrennung in einem 100%-Umrichter-System (Überfrequenzereignis) und vergleicht die Erbringung von Momentanreserve durch netzbildende Stromrichter im Übertragungsnetz mit Momentanreserve aus netzbildenden Stromrichtern im Hochspannungsnetz. Der initial auftretende Frequenzpeak ergibt aus einer Verzögerung bei der Bereitstellung von dynamischer Blindleistung zur Spannungsstützung im Übertragungsnetz. Die Erbringung von Momentanreserve aus dem Hochspannungsnetz erfolgt qualitativ gleichwertig gegenüber der Erbringung von Momentanreserve aus dem Höchstspannungsnetz. Ausschlaggebend für die Höhe des Beitrags ist die Impedanz zwischen netzbildender Anlage und dem Fehlerort –nicht die Spannungsebene. Um die Spannung im Übertragungsnetz zu stützen und schnelle Frequenzänderungen zu begrenzen besteht ein zusätzlicher Bedarf an dynamischer Blindleistungskompensation.

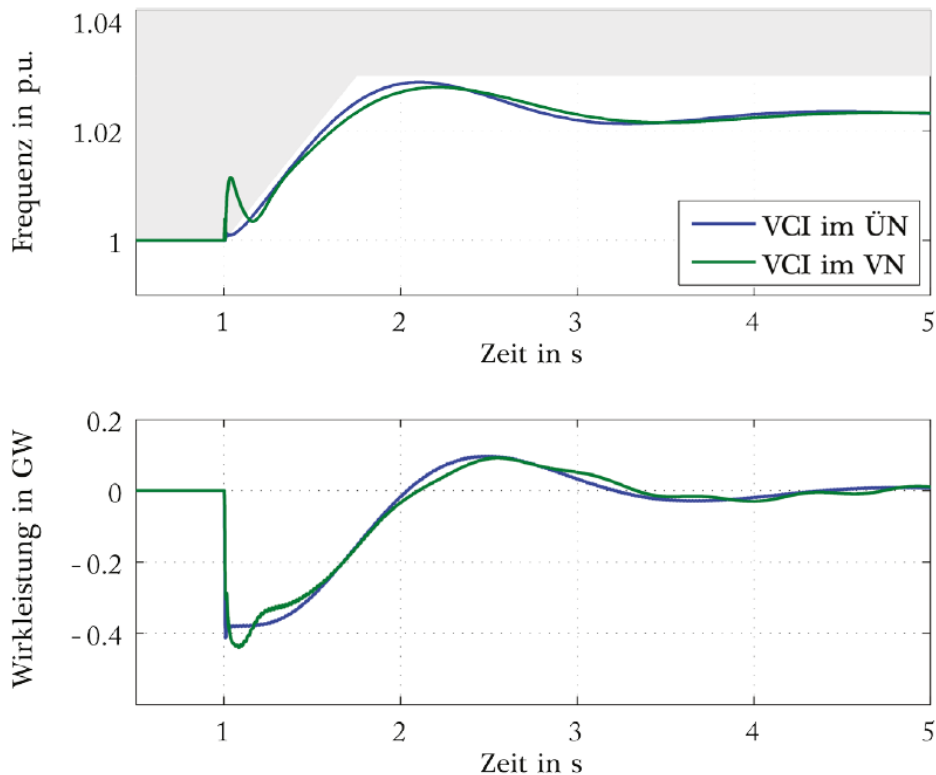


Abb.2.5-1: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung in einem 100%-Umrichter-System (Überfrequenzereignis). Vergleich von netzbildenden Stromrichtern (VCI) im Übertragungsnetz (ÜN) und VCI im Hochspannungsnetz (VN). Dargestellt sind die aus der EMT-Simulation ermittelte gemessene Frequenz am Netzanschlusspunkt von konventionell geregelten Stromrichtern (CCI) im Übertragungsnetz (oben) sowie die Wirkleistungsaufnahme von netzbildenden Stromrichtern (unten).

Quelle: Fraunhofer IEE, Maria Nuschke [1]

Weitere Details hierzu finden sich in Kapitel 4.1.2.2.

2.5.3 Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen

In einem Testnetz, welches ein Übertragungsnetz sowie alle unterlagerten Netzebenen beinhaltet, wurde gezeigt, dass sich Phasenwinkelsprünge im gesamten Netz in weniger als einer Millisekunde ausbreiten. Die notwendige Bedingung für eine hinreichend schnelle Bereitstellung von Momentanreserve zur Frequenzstützung im Übertragungsnetz kann daher auch durch Anlagen aus Niederspannungs-Netzen erfüllt werden.

Abb. 2.5-2 zeigt, dass bei einem Phasenwinkelsprung im Höchstspannungsnetz netzbildende Stromrichter im Niederspannungsnetz teilweise vor Anlagen im MS-Netz reagieren. Weiterhin wird gezeigt, dass netzbildende Einheiten in höheren Spannungsebenen dazu führen können, dass unter sonst gleichen Annahmen anteilig weniger Momentanreserve aus dem NS-Netz abgerufen wird.

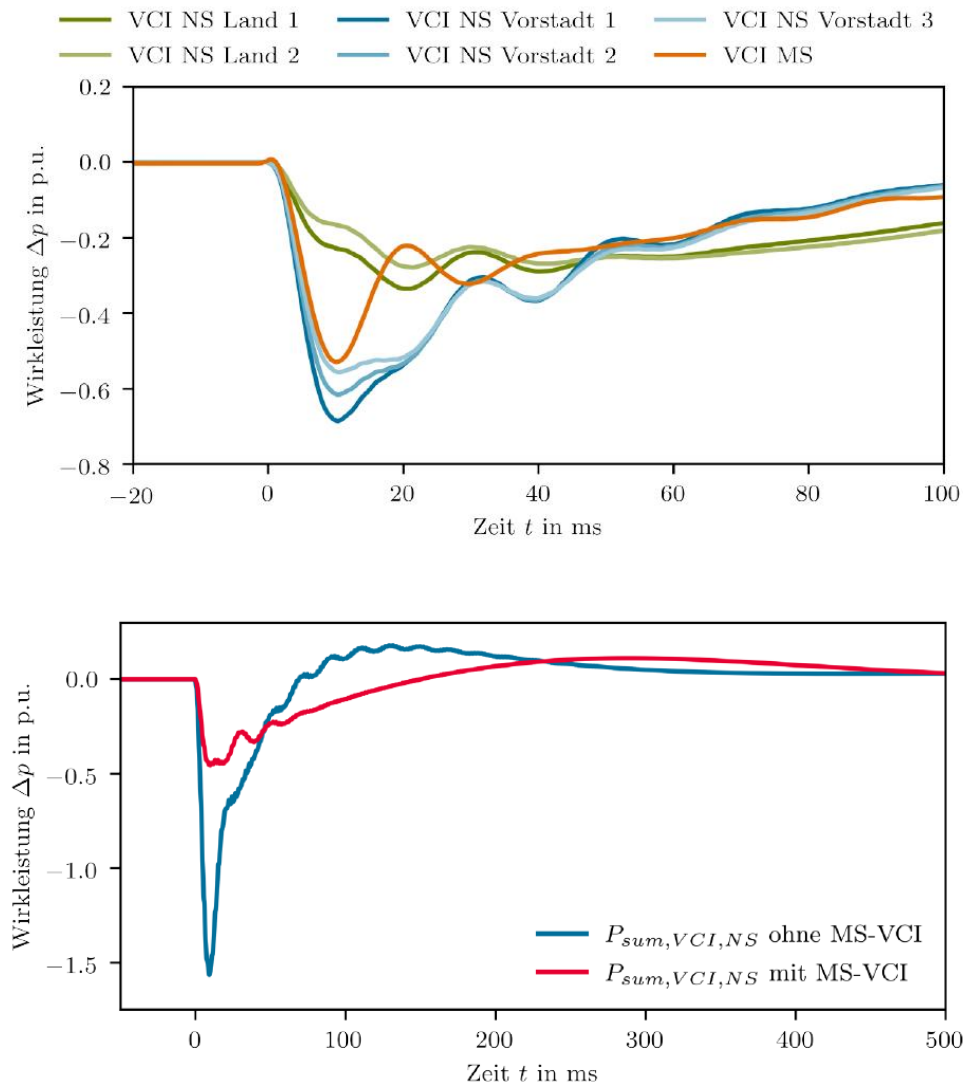


Abb. 2.5-2: Änderung der Wirkleistung von netzbildenden Stromrichtern (VCI) bei einem Phasenwinkelsprung im Höchstspannungsnetz [2].

Links: Wirkleistungsänderung für Stromrichter in in Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Rechts: Summe der Wirkleistungsänderung von spannungseinprägenden Stromrichtern (VCI) in der Niederspannung mit und ohne VCI in der überlagerten Mittelspannungsebene

Weitere Ausführungen zu den Untersuchungen sind in den Abschnitten 4.2, 4.9 sowie in [5] zu finden.

2.5.4 Literatur

[1] M. Nuschke, Frequenzstabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Fraunhofer Verlag, 2022.

[2] F. Rauscher, Dynamik von netzbildenden Wechselrichtern in zukünftigen Verteilungsnetzen, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Doktorhut Verlag, 2024.



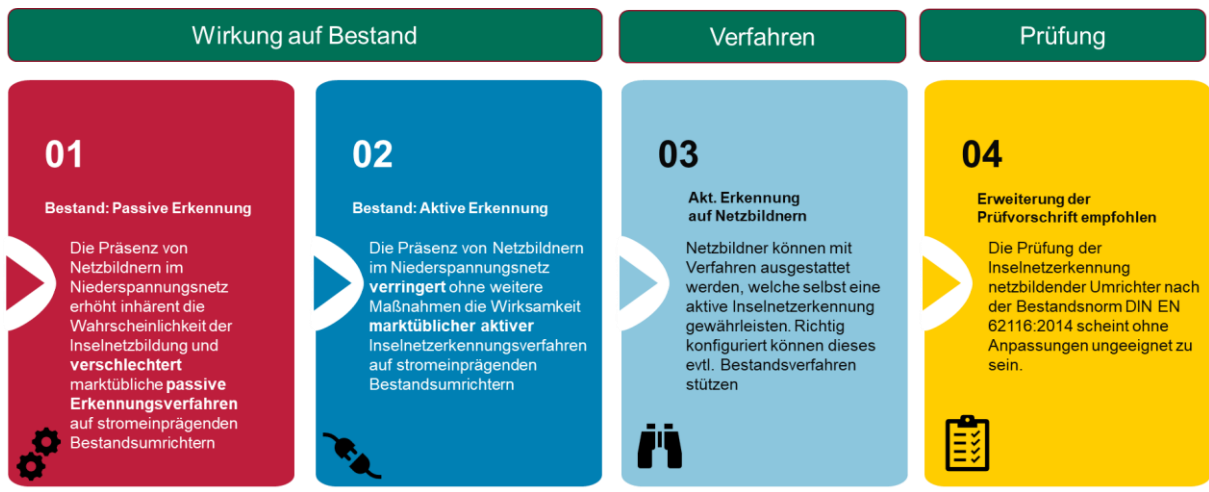
2.6 Vermeidung ungewollter Inselnetze

Björn Oliver Winter

2.6.1 Fragestellung und Kurzantwort

Die ungewollte Teilnetzbildung beschreibt das Loslösen eines Netzabschnitts in Fehlerfolge und zufälligen unkontrollierten Weiterbetrieb dessen losgelöst vom Verbundnetz. Dieser Zustand soll insbesondere auf Niederspannungsebene, aus Gründen des Personenschutzes bei Instandsetzungsarbeiten aber auch zur Vermeidung von Geräte- und Betriebsmittelschäden und Blockaden der AWE, vermieden werden. Deshalb sind heutige Bestandsumrichter mit Verfahren ausgestattet, um diesen zu erkennen und sich infolgedessen vom Netz zu trennen. Es wird vermutet, dass die netzbildende Technologie die Gefahr der Bildung und des unkontrollierten Weiterbetriebs dieser Teilnetze fördert [1]. Folglich besteht ein Bedarf zur Untersuchung der Auswirkung ihrer zukünftigen Netzintegration und ggfs. zur Erarbeitung von Maßnahmen zur sicheren Erkennung und Verhinderung einer ungewollten Teilnetzbildung. Es stellt sich die Frage:

Besteht ein Zielkonflikt zwischen den netzbildenden Eigenschaften spannungseinprägender Erzeugungsanlagen und der Anforderung auf Vermeidung ungewollter Inselnetze im Verteilnetz und wie ist dieser Zielkonflikt zu lösen?



Im Gegensatz zu heutigen, netzfolgenden Anlagen mit ihren Fähigkeiten zur Vermeidung von Teilnetzbildung wirken netzbildende Anlagen von ihrer Natur aus netzhalternd. Untersuchungen im Projekt (Kap.4.5) haben gezeigt, dass allein die Präsenz von Netzbildnern ohne eigenes Erkennungsverfahren in Niederspannungsnetzen die Wirksamkeit passiver und aktiver Inselnetzerkennungsverfahren stromeinprägender Bestandsanlagen verringert und die Wahrscheinlichkeit einer ungewollten Teilnetzbildung erhöht [2,3]. Folglich besteht ein Zielkonflikt zwischen netzbildenden Eigenschaften spannungseinprägender Anlagen und der gegenwärtigen Anforderung zur Vermeidung ungewollter Teilnetze im Verteilnetz und insb. im Niederspannungsnetz. Dieser Zielkonflikt lässt sich lösen, indem entweder der Einsatz netzbildender Technologie in Verteilnetzen vermieden wird oder wenn technische Möglichkeiten zur sicheren Erkennung und Vermeidung einer Teilnetzbildung gefunden werden. Die letztere Option ist vorteilhaft, sowohl zur Hebung von Potenzialen zur Bereitstellung netzbildender Systemdienstleistungen für überlagerte Netzebenen als auch zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs der in Niederspannungsnetzen installierten stromrichterbasierten Anlagen zu neuen Märkten netzbildender Systemdienstleistungen.

Im Rahmen des Projekts wurden Lösungsoptionen zur aktiven Erkennung einer Teilnetzbildung erarbeitet, welches die Spannungsquellencharakteristik der Anlagen ausnutzt, um eine ungewollte Teilnetzbildung trotz netzbildender Betriebsweise von Stromrichtern zu verhindern (Kap. 4.5.5). Projektuntersuchungen haben ergeben, dass diese Verfahren bei günstiger Konfiguration auch die Inselnetzerkennung von Bestandsanlagen stützen können und sich damit insgesamt positiv auf die sichere Vermeidung ungewollter Teilnetze auswirken. Das gegenwärtig verwendete Prüfverfahren zur Bewertung von Inselnetzerkennungsverfahren, nach DIN EN 62116 („Schwingkreistest“) [4], ist nach den Projekterkenntnissen für Netzbildner nicht anwendbar, da das Bestehen der Prüfung durch Verfahren auf Netzbildnern nicht notwendigerweise



eine effektive Erkennung im Verbundbetrieb garantiert. Hierzu müsste es insb. die Interaktionen, die zwischen Inselnetzerkennung und Netzstützung sowie zwischen mehreren Umrichtern auftreten können, abbilden. Eine Erweiterung der Prüfungsvorschriften um die erfolgreiche Teilnetzerkennung im Verbundbetrieb, wie in Kap. 4.5.6 beschrieben, wird daher empfohlen.

2.6.2 Literatur

- [1] Emanuel, Hanna; Brombach, Johannes; Rosso, Roberto; Malekian, Kaveh; Pierros, Konstantinos (2020): Diskussion von Regelstrategien netzgekoppelter Umrichter im zukünftigen Energiesystem. In: *ETG journal* (01/20)
- [2] Winter, Björn Oliver; Engel, Bernd (2024): Auswirkungen des Einsatzes netzbildender Umrichter auf die Inselnetzerkennung von Bestandsanlagen in der Niederspannung. TechRxiv. <https://www.techrxiv.org/users/690224/articles/706428-auswirkungen-des-einsatzes-netzbildender-umrichter-auf-die-inselnetzerkennung-von-bestandsanlagen-in-der-niederspannung>.
- [3] Winter, Bjorn Oliver (2022): Inselnetzbildung und –erkennung im Verbundbetrieb mit netzbildenden Umrichtern. Conexio GmbH (Hg.): Forum Neue Energiewelt 2022. Berlin, 14.-15.09.
- [4] Norm IEC 62116:2014, November 2014: Photovoltaik-Wechselrichter für den Anschluss an das Stromversorgungsnetz - Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung, zuletzt geprüft am 13.05.2019.



3 Spannungseinprägende Regelung für netzbildende Stromrichter

3.1 Netzbildende Regelungsverfahren

Peter Unruh

Moderne dreiphasige Stromrichter sind typischerweise mit Spannungszwischenkreis ausgeführt [1] (Carrasco et al. 2006). Infolgedessen stellt der Wechselrichter abhängig von dem Pulsmuster der elektronischen Schalter eine Spannung an den Halbbrücken bereit. Daher werden sie als spannungsgeführte Wechselrichter bezeichnet (engl. Voltage Source Converter VSC). Die eingesetzte Regelung nutzt diese Stellgröße, um ein übergeordnetes Regelungsziel einzustellen.

Für die Beurteilung und Einteilung als netzbildender Wechselrichter stellt sich die Frage, wie dieser Spannungszeiger durch die Regelung geführt wird. Ein wichtiger Indikator für die netzbildende Eigenschaft ist, dass der Wechselrichter einen eigenständigen Spannungszeiger bereitstellt. Die Bezeichnung eigenständig umfasst zwei Aspekte. Zum einen soll der Wechselrichter im Alleinbetrieb lauffähig sein. Mit anderen Worten, der Wechselrichter ist nicht auf eine externe Spannung angewiesen, um sich für seinen eigenen Betrieb darauf zu stützen. Zum zweiten soll der Spannungszeiger des Wechselrichters ein Verharrungsvermögen aufweisen, um eine instantane Bereitstellung von Momentanreserve zu realisieren. Das bedeutet, dass er nicht sofort der Netzspannung folgt, um seinen bisherigen Arbeitspunkt einzuhalten.

Bisher wurde diese Eigenschaft von Synchronmaschinen genutzt, bei denen die induzierte Spannung direkt mit der Trägheitsmasse verbunden ist. Nachfolgend wird ein grober Überblick über verschiedene Arten von Regelungskonzepten geben. Eine ausführlichere Diskussion und ein qualitativer Vergleich zur Synchronmaschine wurde im Projekt erarbeitet und in [2] (Unruh et al. 2020b) veröffentlicht.

3.1.1 Synchronmaschine

Das grundlegende netzbildende Funktionsprinzip und die Dynamik der Synchronmaschine ist im Maschinenmodell dritter Ordnung enthalten (siehe Abbildung 3.1-1). Sowohl die Amplitude als auch der Winkel des gestellten Spannungszeigers (induzierte Polradspannung) weisen ein Verharrungsvermögen auf. Nach einer netzseitigen Anregung mit einem Blindstrom I_d wird die Amplitude mit der Erregerzeitkonstante verzögert angepasst. Gleiches gilt auch für die Änderung des Wirkleistungsflusses. Der Spannungswinkel wird mit der Massenträgheitskonstante verzögert nachgeführt und passt sich so an die neue Drehgeschwindigkeit der Netzspannung an.

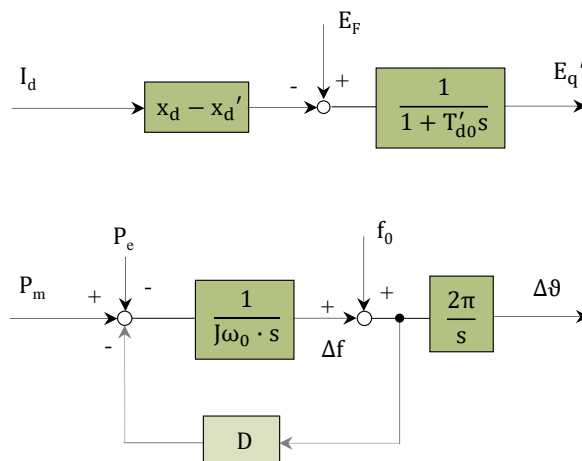


Abb. 3.1-1: Blockdiagramm der Synchronmaschine (Modell 3. Ordnung)

Die Rückwärtsdämpfung über den Faktor D spiegelt die Reibungseffekte wieder. Die Dämpferwicklung wirkt dagegen wesentlich effizienter. Sie ist in der Abbildung nicht direkt enthalten, da sie nur wirkt, wenn eine asynchrone Situation zwischen mechanischer und elektrischer Rotation herrscht [3] (Machowski



et al. 2020). Eine absolute Änderung der Drehgeschwindigkeit ruft keine Reaktion hervor. Erst bei einer Abweichung zwischen elektrischer und mechanischer Drehgeschwindigkeit wirkt ein zusätzlich eingepprägtes Drehmoment der Ursache entgegen.

Das selbstsynchronisierende und trägheitsbehaftete Wirkprinzip der Synchronmaschine kann teilweise oder vollständig in verschiedener Ausführung durch eine Stromrichterregelung realisiert werden. Nachfolgend ist eine Auswahl solcher Regelungsverfahren dargestellt.

3.1.2 Statikregelung

Bei diesem verbreiteten Ansatz werden $f(P)$ - und $U(Q)$ -Kennlinien regelungstechnisch aufgepräg. (Abbildung 3.1-2). Der Stromrichter kann eigenständig die Frequenz und Amplitude der Spannung abhängig von der Leistung einstellen.

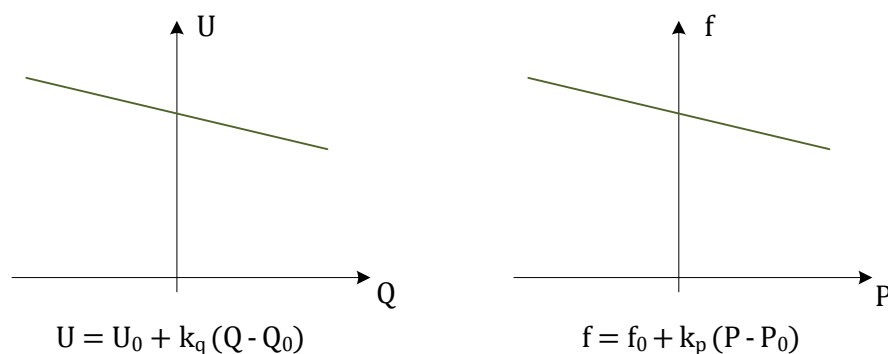


Abb. 3.1-2: Kennlinien der Statikregelung

Der Stromrichter ist damit in der Lage, eigenständig oder im Zusammenspiel mit anderen Spannungsquellen zu arbeiten. Zusätzliche PT1-Elemente bei der Leistungsmessung dienen der Filterung und erzielen zudem ein verzögertes Nachführen des Spannungszeigers (siehe Abbildung 3.1-3).

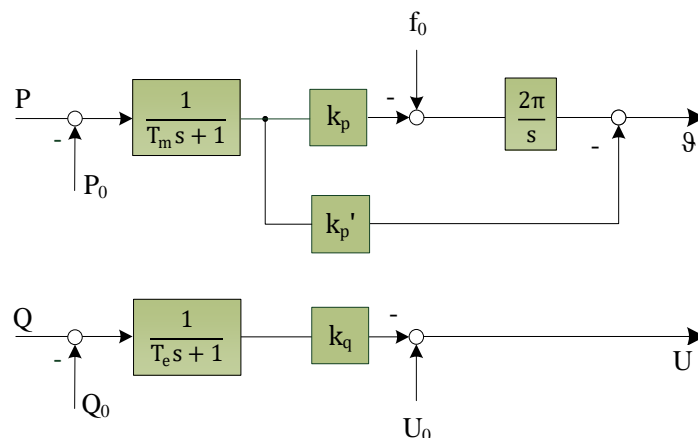


Abb. 3.1-3: Struktur einer Statikregelung mit Phasenvorsteuerung (Selfsync)

Als Dämpfung wird auf diese Weise ebenfalls eine Rückschleife realisiert. Hier ist zu erwähnen, dass die Rückschleife aus einer Änderung von einem Nominal (z. B. Nennfrequenz) resultiert. Das stationäre Leistungsverhalten wird auf diese Weise mitbestimmt, sodass diese Dämpfung nicht beliebig eingestellt werden kann. Vielfach ist auch eine Phasenvorsteuerung vorzufinden. Diese erweist sich als Dämpfung sehr wirksam, kann aber wiederum die träge Reaktion umgehen. Durch eine ausgewogene Parametrierung kann hier ein gedämpftes und träges Spannungszeigerverhalten realisiert werden. Durch eine Umstrukturierung des Signalfussdiagramms wird eine hohe Ähnlichkeit zum netzbildenden Verhalten der Synchronmaschine deutlich.



3.1.3 Virtuelle Synchronmaschine (VSM)

Dieser Ansatz bedient sich direkt der Funktionsweise der Synchronmaschine. Es gibt hierfür verschiedene Ausführungsbeispiele, die einen unterschiedlichen Detailgrad der Synchronmaschine abbilden ([4] D'Arco und Suul 2013; [5] Glockler et al. 2017; [6] Zhong und Weiss 2011; [7] Chen et al. 2012). Häufig werden die Bewegungsgleichung und die Feldgleichung der Synchronmaschine auf dem Stromrichter als Kern der Regelung implementiert. Ein vielzitiertes Realisierungsbeispiel ist der Synchronverter (Abbildung 3.1-4).

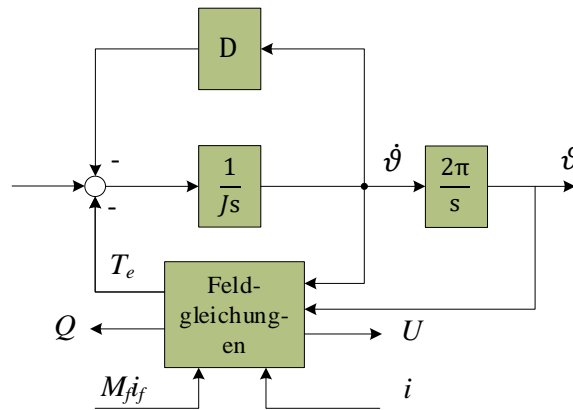


Abb. 3.1-4: Schema des Synchronverters gemäß (Zhong und Weiss 2011)

Das intrinsisch netzbildende und träge Verhalten der Synchronmaschine kann mit dieser Methode zielgerichtet emuliert werden. Verschiedene darauf aufbauende oder ähnliche Ausführungsbeispiele finden sich in der Literatur, darunter auch weiterführende und anspruchsvollere Dämpfungsmechanismen [8] (Ebrahimi et al. 2019). Die Rückwärtsdämpfung ist hier im Sinne einer Reibung ausgeführt. Die vorteilhafte Wirkung der Dämpferwicklung, und zwar nur im asynchronen Fall ein Dämpfungsmoment zu produzieren, ist in dieser Ausführung nicht realisiert.

3.1.4 Virtual Oscillator Circuit

Eine stärker im amerikanischen Raum verbreitete Methode beruht auf synthetischen und sich synchronisierenden Oszillatoren ([9] Sinha et al. 2017; [10] Johnson et al. 2016). Ein Ausführungsbeispiel ist in Abbildung 3.1-5 veranschaulicht.

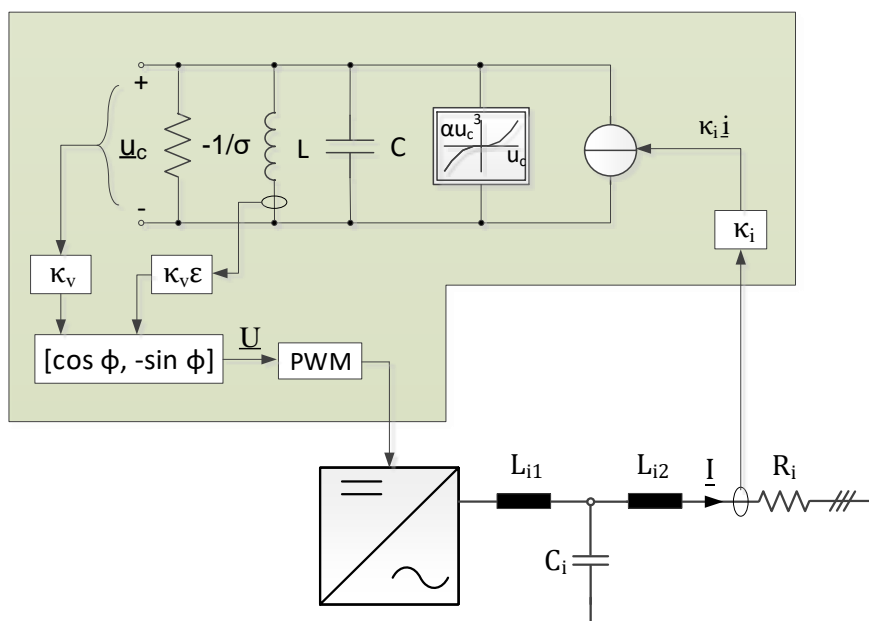


Abb.3.1-5: Veranschaulichung eines Virtual Oscillator Circuit (VOC) (Johnson et al. 2017)

Der gemessene Ausgangsstrom speist die an einem virtuellen Schwingkreis angeschlossene Stromquelle. Die Resonanz des Schwingkreises wird z.B. auf 50 Hz gesetzt. Die resultierende Spannung an dem parallelen Schwingkreis dient als Stellgröße für den spannungsgeführten Stromrichter. Zusätzliche U/I-Kennlinien können das transiente Verhalten verbessern und begünstigen.

Eine Überführung der Dynamiken in eine zeigerbasierte Darstellung macht den Ansatz qualitativ vergleichbar mit anderen netzbildenden Verfahren. Die typischen bisher betrachteten Verfahren sind im Kern ein dynamisches System dritte Ordnung. Das VOC hingegen reduziert die Anzahl der Zustände auf zwei. Im Wirkleistungspfad entfällt der trägheitsbehaftete Teil. Das Verfahren in dieser Ausführung trägt zwar zur Bildung und Führung der Netzspannung bei, liefert aber keinen nennenswerten Trägheitsbeitrag.

3.1.5 Matching Control

Im Kern dieser Methode steht die Dualität zwischen der Zwischenkreisspannung des Stromrichters und der Winkelgeschwindigkeit eines Generators ([11] Cvetkovic et al. 2015; [12] Milano et al. 2018). Bei diesem Ansatz wird der Kondensatorzwischenkreis in ähnlicher Weise wie das Trägheitsmoment als Speichermedium behandelt. Die Zwischenkreisspannung bildet die Leistungsbilanz in den Kondensatoren ab und dient als Steuerung für die Frequenz des gestellten Spannungszeigers ([13] Huang et al. 2017):

$$\omega = \omega_g + \frac{s + K_T}{K_I s + K_D} \left[(U_{DC})^2 - (U_{DC}^{ref})^2 \right],$$

worin ω_g die Nenn- oder Netzfrequenz bezeichnet.

Diese Regelvorschrift beinhaltet sowohl die Regelung der DC-Zwischenkreisspannung als auch die Synchronisation zum Netz. Eine Darstellung über das Funktionsprinzip und der Regelung des gestellten Spannungszeigers ist in Abbildung 3.1-6 zu finden. Insgesamt kann hiermit ein Träger und eigenständiger Spannungszeiger gebildet werden. Bezüglich ihrer dynamischen Anteile weicht diese Methode von dem dynamischen Verhalten einer Synchronmaschine leicht ab. Hierbei entfällt die Blindleistungs-Spannungsdynamik und außerdem kommt bei der Winkeldynamik neben der Bewegungsgleichung ein zusätzlicher dynamischer Anteil über den Parameter K_T hinzu.

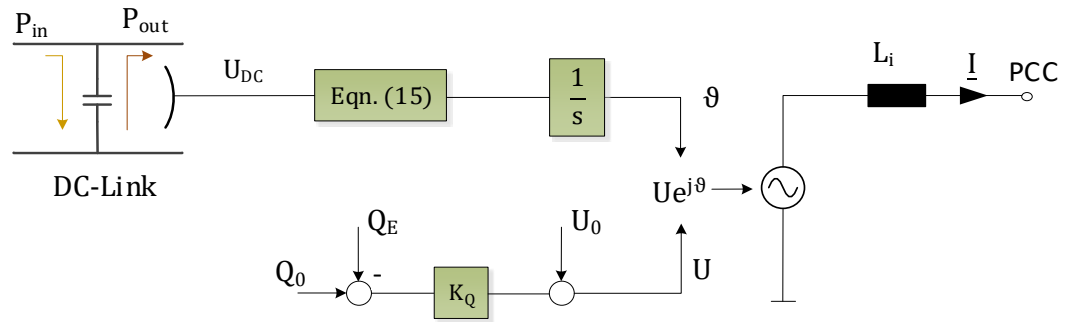


Abb. 3.1-6: Funktionsprinzip des matching control gemäß (Huang et al. 2017)

3.1.6 Literatur

- [1] Carrasco, J. M.; Franquelo, L. G.; Bialasiewicz, J. T.; Galvan, E.; PortilloGuisado, R. C.; Prats, M.A.M. et al. (2006): Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. In: IEEE Trans. Ind. Electron. 53 (4), S. 1002–1016. DOI: 10.1109/TIE.2006.878356.
- [2] Unruh, Peter; Nuschke, Maria; Strauß, Philipp; Welck, Friedrich (2020): Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. In: Energies 13 (10), S. 2589. DOI: 10.3390/en13102589.
- [3] Machowski, Jan; Lubosny, Zbigniew; Bialek, Janusz (2020): Power system dynamics. Stability and control. Third edition.
- [4] D'Arco, Salvatore; Suul, Jon Are; Fosso, Olav B. (2015): Automatic Tuning of Cascaded Controllers for Power Converters Using Eigenvalue Parametric Sensitivities. In: IEEE Trans. on Ind. Applicat. 51 (2), S. 1743–1753. DOI: 10.1109/TIA.2014.2354732.
- [5] Glockler, Christoph; Duckwitz, Daniel; Welck, Friedrich (2017): Virtual synchronous machine control with virtual resistor for enhanced short circuit capability. In: 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. Torino, 26-29 September 2017. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe; Institute of Electrical and Electronics Engineers; IEEE Power & Energy Society; ISGT-Europe. Piscataway, NJ, USA: IEEE.
- [6] Zhong, Qing-Chang; Weiss, George (2011): Synchronverters. Inverters That Mimic Synchronous Generators. In: IEEE Trans. Ind. Electron. 58 (4), S. 1259–1267. DOI: 10.1109/TIE.2010.2048839.
- [7] Chen, Yong; Hesse, Ralf; Turschner, Dirk; Beck, Hans-Peter (2012): Investigation of the Virtual Synchronous Machine in the island mode. In: IEEE (Hg.): 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Berlin, Germany, 10/14/2012 - 10/17/2012. Piscataway, N.J, USA: IEEE, S. 1–6.
- [8] Ebrahimi, Mohammad; Khajehoddin, S. Ali; Karimi-Ghartemani, Masoud (2019): An Improved Damping Method for Virtual Synchronous Machines. In: IEEE Trans. Sustain. Energy 10 (3), S. 1491–1500. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2902033.
- [9] Sinha, Mohit; Dorfler, Florian; Johnson, Brian B.; Dhople, Sairaj V. (2017): Uncovering droop control laws embedded within the nonlinear dynamics of Van der Pol oscillators. In: IEEE Trans. Control Netw. Syst. 4 (2), S. 347–358. DOI: 10.1109/TCNS.2015.2503558.
- [10] Johnson, Brian B.; Sinha, Mohit; Ainsworth, Nathan G.; Dorfler, Florian; Dhople, Sairaj V. (2016): Synthesizing virtual oscillators to control islanded inverters. In: IEEE Transactions on Power Electronics 31 (8), S. 6002–6015. DOI: 10.1109/TPEL.2015.2497217
- [11] Cvetkovic, Igor; Boroyevich, Dushan; Burgos, Rolando; Li, Chi; Mattavelli, Paolo (2015): Modeling and control of grid-connected voltage-source converters emulating isotropic and anisotropic synchronous machines. In: IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics. IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL). Vancouver, BC, Canada, 12-15 July 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers; IEEE Workshop on Control and Modeling for Power Electronics; COMPEL. Piscataway, NJ, USA: IEE-E.
- [12] Milano, Federico; Dorfler, Florian; Hug, Gabriela; Hill, David J.; Verbic, Gregor (2018): Foundations and challenges of low-inertia systems (Invited Paper). In: 20th Power Systems Computation Conference. 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). Dublin, Ireland, 11-15 June 2018. Power Systems Computation Conference; Institute of Electrical and Electronics Engineers; PSCC. Piscataway, NJ, USA: IEEE.



[13] Huang, Linbin; Xin, Huanhai; Wang, Zhen; Wu, Kuayu; Wang, Haijiao; Hu, Jiabing; Lu, Cencen (2017): A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-Link capacitor to realize self-synchronization. In: IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron. 5 (4), S. 1565–1577. DOI: 10.1109/JESTPE.2017.2740424.



3.2 Robuste Auslegung einer netzbildenden Regelung

Peter Unruh

Typischerweise sind netzbildende Regelungsverfahren optimal auf ein spezifisches, linearisiertes Modell des Regelungssystems ausgelegt (W. Du et al. 2020). Es entsteht dadurch ein gewisser Linearisierungsfehler und darüber hinaus ist die Regelstrecke abhängig von verschiedenen externen Parametern, die möglicherweise unbekannt sind oder sich ändern können. Daher gewinnt die Robustheit gegen Abweichungen des geregelten Systems an Bedeutung für den zuverlässigen Betrieb netzbildender Stromrichter. Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der robusten und automatisierten Auslegung der netzbildenden Regelung, sodass die Regelgüte auch bei Systemparameterabweichungen erreicht wird. Im Projekt wurde deshalb das Konzept des linear parameterveränderlichen (LPV) Systems untersucht und angewendet.

LPV-Steuerungskonzept

Der linear parameterveränderliche (LPV) Ansatz wurde in den späten 80er Jahren von (Jeff Shamma 1988) eingeführt. Ursprünglich wurde er für Gain-Scheduling-Regler in Betracht gezogen. Inzwischen wurden weitere Fortschritte und Anwendungen erzielt, sodass dieses Werkzeug im Bereich der System- und Steuerungstheorie eine etabliertes Werkzeug geworden ist (Shamma 2012).

Die Idee hinter der LPV-Modellierung besteht darin, exogene Parametervariationen oder endogene Nichtlinearitäten eines Systems in variierende lineare Differentialgleichungen einzubetten:

$$S \begin{cases} \dot{x}(t) = A(\theta(t))x(t) + B(\theta(t))u(t) \\ y(t) = C(\theta(t))x(t) + D(\theta(t))u(t), \end{cases} \quad (1)$$

mit $\theta(t) \in \Theta$, wobei Θ die Menge aller zulässigen Parametertrajektorien ist. Linear parameter-veränderliche Systeme gehören daher zur sogenannten *Linear Differential Inclusion* (LDI) (Bruzelius 2004), (Boyd 1994): Bei einem beliebigen (nichtlinearen) System mit $\theta(t) \in \Theta$, wobei Θ die Menge aller zulässigen Parametertrajektorien ist. Linear parameter-veränderliche Systeme gehören daher zur sogenannten *Linear Differential Inclusion* (LDI) (Bruzelius 2004), (Boyd 1994): Bei einem beliebigen (nichtlinearen) System

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= f(x, u, t) \\ y(t) &= g(x, u, t), \end{aligned} \quad (2)$$

ist die LDI gegeben durch:

$$\begin{bmatrix} f(x, u, t) \\ g(x, u, t) \end{bmatrix} = G(x, u, t) \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t) \end{bmatrix} \quad \text{und } G(x, u, t) \in \Omega \quad (3)$$

mit Ω als Teilmenge von $\mathbf{R}^{(n_x+n_y) \times (n_x+n_u)}$. Wenn garantiert werden kann, dass jede Trajektorie des LDI in der Menge Ω bestimmte Eigenschaften hat (z. B. Konvergenz gegen Null, Abklingrate), dann ist gegeben, dass jede Trajektorie des nichtlinearen Ursprungssystems $f(x)$ diese Eigenschaften hat (Boyd 1994). Obwohl diese Schlussfolgerung zu einem gewissen Konservatismus führt (da die Eigenschaften für eine Lösungsmenge gelten müssen, die größer ist als die Sammlung der realisierbaren Trajektorien des ursprünglichen nichtlinearen Systems), ist dies ein hilfreicher Ansatz für die Reglersynthese in nichtlinearen Systemen.

Die Multiset-Funktion Ω kann durch ein Polytop oberabgeschätzt werden, bei dem die Eckpunkte der Systemmatrizen eine konvexe Hülle aufspannen. Ein LPV-Matrix-Polytop ist gegeben durch:

$$\mathbf{Co}(S_i, i \in \{1, \dots, v\}) = \left\{ \sum_{i=1}^v \alpha_i S_i \mid \alpha_i \geq 0, \sum_{i=1}^v \alpha_i = 1 \right\}, \quad (4)$$

wobei S_i als die Eckpunkte, in Bezug auf das System S , angenommen werden (Hoffmann 2016). Wenn diese Parametervariationen in Echtzeit erfassbar sind, kann ein Gain-Scheduling-Regler aufgesetzt werden. Andernfalls kann der LPV-Formalismus in Bezug auf den Entwurf einer robusten Regelung eingesetzt werden. Letzteres wird hier verwendet, da nicht alle Zustandsraumvariablen in Echtzeit ermittelt werden



können. Daher soll in diesem Beitrag ein statischer Ausgangsregler entworfen werden, der für alle zulässigen Parametertrajektorien gilt.

Als zweiten entscheidenden Fortschritt stehen, mit der Verfügbarkeit neuer effizienter Algorithmen sowie leistungsfähiger Computer, lineare Matrix-Ungleichungen (LMI) für verschiedenen Anwendungen bereit (Alamo et al. 2006). Gerade im Bereich LPV-Anwendung gewinnt die semidefinite Programmierung mit dem LMI-Formalismus an Bedeutung.

Basierend auf (Shamma 2012) umfasst das Verfahren zur Reglersynthese für LPV-Systeme zusammengekommen die folgenden Schritte:

1. Formuliere die mathematische Beschreibung einer Analysebedingung für die gewünschten Reglereigenschaften
2. Stelle sicher, dass die Suche nach den Regelungsparametern ein konvexes Optimierungsproblem ist
3. Wurde das konvexe Optimierungsproblem erfolgreich gelöst, extrahiere die Reglerparameter

LPV-Modell einer netzbildenden Stromrichterregelung

Für die Auslegung des Reglers muss zunächst ein adäquates Modell formuliert werden. Regelungsstrecke für eine netzbildende Stromrichterregelung besteht im Leistungsaustausch zwischen zwei Spannungsquellen über eine Koppelimpedanz \underline{Z} (siehe Abb. 3.2-1).

Die Koppelimpedanz umfasst alle Impedanzen, die sich zwischen den Spannungsquellen befinden, wie z.B. Netzimpedanz, Filterinduktivität, Stufen-Transformator etc. und wird als ohmsch-induktiv angenommen. Die Spannungsquelle \underline{U} ist die Brückenspannung, deren Spannungszeiger durch die netzbildende Regelung geführt wird. Die andere Spannungsquelle \underline{E} ist eine Zusammensetzung aus vielen anderen parallelen Spannungsquellen, die zusammen eine gewisse steife Netzspannung ohne nennenswerte Dynamik bilden.

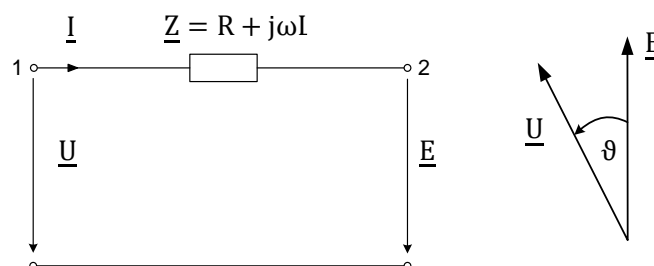


Abb. 3.2-1: Schematischer Schaltkreis zwischen gestellter Stromrichterspannung und dem Stromnetz

Die netzbildende Regelung zielt darauf ab, den bereitgestellten Spannungszeiger der Grundschwingung in Bezug zur Wirk- und Blindleistung zu führen. Transiente elektromagnetische Phänomene fallen somit nicht in den Anwendungsbereich der netzbildenden Regelung. Deshalb wird die elektromagnetische Dynamik der Koppelimpedanz nicht berücksichtigt und die Beschreibung für den Leistungsfluss in Abhängigkeit von Spannungsamplitude und Phasenwinkel kann vereinfacht werden:

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{R}{Z^2} (U^2 - UE \cos \vartheta) - \frac{\omega L}{Z^2} UE \sin \vartheta \\
 Q &= \frac{\omega L}{Z^2} (U^2 - UE \cos \vartheta) + \frac{R}{Z^2} UE \sin \vartheta
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Wobei ω die Winkelgeschwindigkeit und ϑ die Winkelverschiebung von \underline{U} gegenüber \underline{E} ist. Da \underline{E} null Grad zugeordnet ist, beschreibt ϑ den Spannungsphasenwinkel von \underline{U} . P und Q stehen für die ausgetauschte Wirk- bzw. Blindleistung im Erzeugerzählpeilsystem. Die Regelungsstrecke enthält exogene, veränderliche Parameter wie die Amplitude E oder die Kopplungsimpedanz und ist zudem nichtlinear.

Die Regelgröße ist der bereitgestellte Spannungszeiger \underline{U} , der in Amplitude U und Phasenwinkel ϑ aufgeteilt ist. Die hier verwendete netzbildende Regelung ist aus (Engler 2001), (Engler 2002) abgeleitet. Dieses Konzept basiert auf Statiken (d.h. $f(P)$ - und $U(Q)$ -Kennlinien) und einer Winkelvorsteuerung in Bezug zur Ausgangswirkleistung, um ein verbessertes Dämpfungsverhalten zu erreichen. Ergänzt wurde dieses Konzept um eine Winkelvorsteuerung in Bezug auf den Ausgangsblindleistungsfluss (P. Unruh et al. 2018),



was im Falle einer signifikanten ohmschen Kopplungsimpedanz hilfreich sein kann. Die gesamte Regelungsvorschrift ist in Abb. 3.2-2 dargestellt. Die grauen Bereiche sind für die netzbildende Fähigkeit und den verzögerten Spannungszeiger verantwortlich, während die übrigen Phasenvorsteuerschleifen zur Verbesserung der Stabilität und Regelungsgüte ausgenutzt werden können.

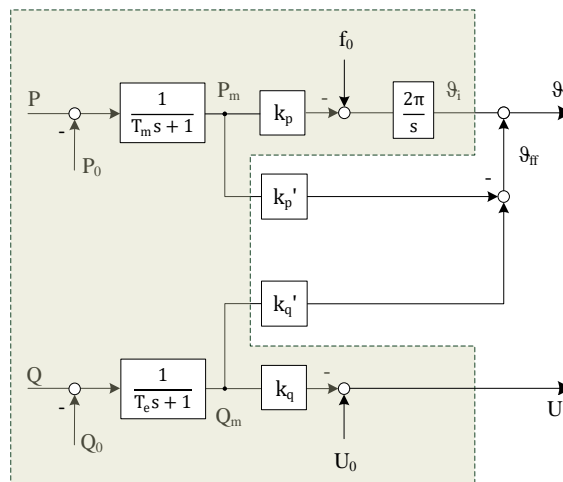


Abb. 3.2-2: Regelungsvorschrift der netzbildenden Regelung

Die Parameter k_p , k_q entsprechen der Steigung der Statik-Kennlinien und die Parameter k_p' und k_q' beziehen sich auf die Winkelvorsteuerung. Wichtig sind die PT1-Filterelemente, die für die verzögerte Reaktion der Spannungsamplitude bzw. des -winkels verantwortlich sind. In [4] wurde die Analogie zum Modell der Synchronmaschine 3. Ordnung vorgestellt: T_m/k_p stellt die Trägheitszeitkonstante dar und T_e entspricht der Leerlaufzeitkonstante der Synchronmaschine.

Als nächstes wird die Regelstruktur in Abb. 3.2-2 mit dem System (5) gekoppelt. Die Filterzeitkonstanten und die Statikparameter betreffen den stationären Zustand bzw. die Trägheitsnachbildung, die entsprechend den Bedürfnissen der Netzführung vorgegeben sind. Folglich wurden die entsprechenden Regelkreise (siehe Bild 3.2-2, grauer Bereich) geschlossen und in die Regelstrecke aufgenommen. Tabelle 3.2-1 zeigt die vordefinierten Regelparameter. Es handelt sich bei diesen Parametern um Entwurfswerte, die nach den künftigen Netzanforderungen angepasst werden können. Die verbleibende Regelgröße zur Einstellung der Regelgüte ist ϑ_{ff} . Mit (6) ist das gesamte nichtlineare dynamische Systemmodell formuliert. Hierbei stellen P_0 , Q_0 , U_0 und f_0 zusammen mit f_N exogene Eingaben dar, die verschiedene stationäre Betriebspunkte definieren.

Tabelle 3.2-1: Vordefinierte Regelparameter

Parameter	Wert
k_p	0.05 pu
k_q	0.1 pu
T_m	$k_p \cdot 10$ s
T_e	1 s

Die Gewinnung einer geeigneten LPV-Darstellung, die das nichtlineare System einbettet, ist keine triviale Aufgabe (Bruzelius et al. 2004), (Tóth 2010), da die LPV-Realisierungen eines nichtlinearen Systems nicht eindeutig sind. Es sind also verschiedene LPV-Darstellungen denkbar. Eine gute Darstellung wird erreicht, wenn der Parameterraum nicht zu groß ist, aber notwendigerweise die ursprüngliche nichtlineare Funktion einschließt. Unter der Annahme, dass $\omega L > R$ und ϑ bei kleinen Winkeln empfindlicher auf die Sinus-Operation (als auf Cosinus) reagieren, wird die LPV-Darstellung (7) gewählt. Aus den mehreren physikalischen Größen werden die variierenden Parameter p_1 , p_2 , p_3 bzw. p_4 zusammengefasst. Die Bereiche der Parameter $p_{1,...,4}$ setzen sich aus der Variation der enthaltenen Größen zusammen. Es ist zu beachten, dass es sich hier um eine exakte Einbettung des nichtlinearen Systems handelt, da sie aus analytischen Umformulierungen im Sinne einer Faktorisierung resultiert. Sie unterscheidet sich von der globalen



Linearisierung, bei der die Jacobi-Matrix des nichtlinearen Systems (siehe (Bruzelius 2004), (Boyd 1994), (VanAntwerp und Braatz 2000)) in der Parametermenge Ω liegen muss.

Mit Bezug zur Struktur in (C. Scherer et al. 1997), wird das Gesamtsystemmodell, siehe Gleichung (5), mit den eingebauten Regelkreisen (graue Fläche) durch \mathcal{P} dargestellt. Der verbleibende Regler für die Synthese ist durch \mathcal{K} gegeben. Er wird im nächsten Abschnitt verwendet, um einen gewünschten Betrieb im Bereich aller zulässigen Parameteränderungen zu gewährleisten.

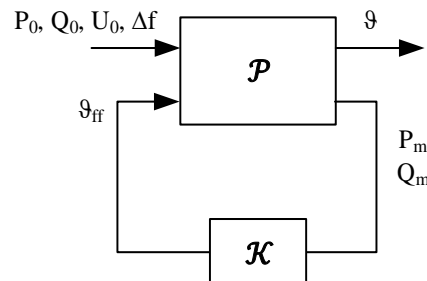


Abb. 3.2-3: Schematischer geschlossener Regelkreis

$$\begin{bmatrix} \dot{\vartheta}_i \\ \dot{P}_m \\ \dot{Q}_m \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} -k_p P_m + 2\pi \frac{(f_0 - f_N)}{\Delta f} \\ \frac{R}{T_m Z^2} (U_0^2 - 2k_q U_0 Q_m + k_q^2 Q_m^2 - U_0 E \cos(\vartheta) + k_q Q_m E \cos \vartheta) - \frac{\omega L}{T_m Z^2} (U_0 E \sin \vartheta - k_q Q_m E \sin \vartheta) - \frac{P_m}{T_m} - \frac{P_0}{T_m} \\ \frac{\omega L}{T_e Z^2} (U_0^2 - 2k_q U_0 Q_m + k_q^2 Q_m^2 - U_0 E \cos(\vartheta) + k_q Q_m E \cos \vartheta) + \frac{R}{T_e Z^2} (U_0 E \sin \vartheta - k_q Q_m E \sin \vartheta) - \frac{Q_m}{T_e} - \frac{Q_0}{T_e} \end{pmatrix}$$

Mit $\vartheta = \vartheta_i + \vartheta_{ff}$ und f_N als nominale Netzfrequenz.

$$\mathcal{P} \left\{ \dot{x} = \begin{bmatrix} 0 & -k_p & 0 \\ \frac{\theta_1}{T_m} & -\frac{1}{T_m} & \frac{\theta_2}{T_m} \\ \frac{\theta_4}{T_e} & 0 & \frac{\theta_3}{T_e} - \frac{1}{T_e} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vartheta_i \\ P_m \\ Q_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \theta_1/T_m \\ \theta_4/T_e \end{bmatrix} [\vartheta_{ff}] + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 2\pi \\ -1/T_m & 0 & \frac{R}{Z^2} (U_0 - E) \frac{1}{T_m} & 0 \\ 0 & -1/T_e & \frac{\omega L}{Z^2} (U_0 - E) \frac{1}{T_e} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \\ U_0 \\ \Delta f \end{bmatrix} \right. \quad (5)$$

$$\mathcal{K} \left\{ \vartheta_{ff} = [k_p' \quad k_q'] \begin{bmatrix} P_m \\ Q_m \end{bmatrix} \right.$$

$$\theta_1 = \frac{\omega L}{Z^2} (U_0 E \operatorname{sinc} \vartheta - k_q Q_m E \operatorname{sinc} \vartheta) + \frac{R}{Z^2} \left(-\frac{1}{2} \vartheta + \frac{1}{24} \vartheta^3 - \frac{1}{720} \vartheta^5 \right) U_0 E$$

$$\theta_2 = \frac{R}{Z^2} (k_q^2 Q_m + k_q E \cos \vartheta - 2k_q U_0)$$

$$\theta_3 = \frac{\omega L}{Z^2} (k_q^2 Q_m + k_q E \cos \vartheta - 2k_q U_0)$$

$$\theta_4 = -\frac{R}{Z^2} (U_0 E \operatorname{sinc} \vartheta_i - k_q Q_m E \operatorname{sinc} \vartheta) - \frac{\omega L}{Z^2} \left(-\frac{1}{2} \vartheta + \frac{1}{24} \vartheta^3 - \frac{1}{720} \vartheta^5 \right) U_0 E$$

Parameteridentifikation durch Netzimpedanzanalyse

In den vorherigen Ausführungen wurde die Netzimpedanz als wesentlicher veränderlicher Parameter identifiziert. Bei der Netzimpedanz kann zwischen lokalen und temporären Schwankungen unterschieden werden. Lokale Schwankungen bedeuten, dass für eine gleichbleibende Anlagenklasse die Netzimpedanz von Ort zu Ort variieren kann (Stadtnetz, Landnetz, Nähe zum Ortsnetztrafo usw.). Temporäre Schwankungen entstehen über den zeitlichen Netzbetrieb. Denn die Topologie des Verbundnetzes ändert sich fortlaufend. Erzeuger, Verbraucher und andere Netzelemente werden zu- und abgeschaltet. Mit Kenntnis über



die lokale Netzimpedanz können die verbleibenden temporären Schwankungen wesentlich eingeschränkt werden. Aus diesen Gründen soll eine Netzimpedanzschätzung kombiniert werden.

Die These lautet, dass sich die Schwankungen verstärkt durch ortsbezogene Unterschiede, denn durch zeitliche bemerkbar machen. Für untere Spannungsebenen lösen sich die vielen kleinen Umschaltungen im statistischen Rauschen auf. Für höhere Spannungsebenen machen sich zeitliche Vorgänge wiederum stärker bemerkbar, da Topologieschaltungen bei geringerer Teilnehmerzahl stärker ins Gewicht fallen. Die Impedanzschätzmethoden werden grob in passive und aktive unterteilt (Hoffmann 2015). Um die 50Hz-Impedanz direkt bestimmen zu können, muss gemäß Maschenregel außer den lokalen Größen Strom und Spannung auch die entsprechende Netzspannung hinter der Innenimpedanz des Netzes bekannt sein (vgl. Abb. 3.2-5). Da diese Messgröße weder lokalisiert noch gemessen werden kann, müssen indirekte Methoden gefunden werden.

Passive Methoden nutzen die natürliche Signalvariationen aus, um die Impedanz zu schätzen. Ändert sich der Strom bei gleichbleibender Netzspannung U_G , kann die Impedanz über die zwei Arbeitspunkte ermittelt werden. Passive Methoden zeichnen sich durch einen minimalinvasiven Eingriff in den Netzbetrieb aus. Hingegen fällt auch die Genauigkeit gewöhnlich schlechter aus.

Bei aktiven Methoden werden entweder Arbeitspunkte bewusst variiert und die Veränderungen ermittelt oder Signale direkt eingekoppelt, deren Frequenz nicht in der Netzspannung U_G enthalten sind. In diesem Fall ist die Spannungsquelle U_G für diese Signalfrequenz kurzgeschlossen und ein einfacher Quotient aus Spannung und Strom der jeweiligen Frequenz liefert die Innenimpedanz des Netzes. Ein dauerhafter Einsatz durch eine Vielzahl von Geräten kann aber den Netzbetrieb stören.

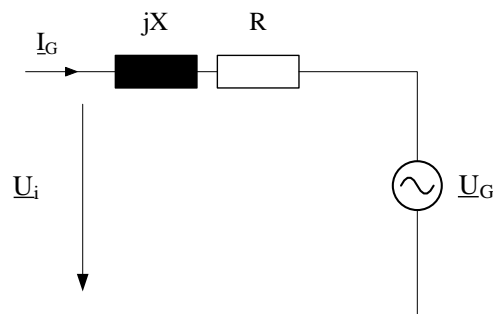


Abb. 3.2-4: Ersatzschaltbild für die Impedanzbestimmung

Die hier gewählte aktive Methode ist in Abb. 3.2-4 verdeutlicht. Die Methode basiert auf (Heiko Fasshauer 2002) und wurde im Verbundprojekt Transstabil-EE (FKZ 0325796A) auf netzbildende Stromrichter übertragen. In dieser Arbeit wurde die simultane Einkopplung des 40 Hz und 60 Hz Signals auf einem 90kVA Rapid-Prototyping System realisiert.

Anhand einer Fourieranalyse werden die Frequenzanteile ermittelt und wie folgt verrechnet:

$$\underline{Z}_{40\text{Hz}} = \frac{U_{\text{out},40\text{Hz}}}{I_{\text{out},40\text{Hz}}} \quad \underline{Z}_{60\text{Hz}} = \frac{U_{\text{out},60\text{Hz}}}{I_{\text{out},60\text{Hz}}}$$

$$\underline{Z}_g = \frac{\underline{Z}_{40\text{Hz}} + \underline{Z}_{60\text{Hz}}}{2}$$

Das gemeinsame Messzeitfenster für das 40 Hz und 60 Hz Signal kann maximal auf 100 ms verringert werden. In diesem Fall sind sowohl die Grundschwingung mit enthaltenen Harmonischen und die 40 Hz und 60 Hz als volle Perioden erhalten. Für eine höhere Genauigkeit wurde das Zeitfenster jedoch auf 1 s erhöht. Das einkoppelnde Stellsignal beträgt zunächst 1 %, kann aber auch mit Abstrichen an der Sensitivität verringert werden. Aufgrund der hohen Innenimpedanz des Stromrichters fällt die Störpegel an den Anschlussklemmen nochmal geringer aus. Laut Entwurf der VDE-AR-N 4100 sind zwischenharmonische Spannungen bis zur Ordnung 39 von 0,14 % zulässig.

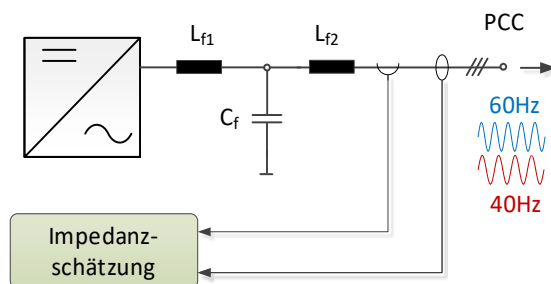


Abb. 3.2-5: Prinzip der Impedanzbestimmung

Abb. 3.2-6 stellt die im Labornetz des Testzentrums Systec (Fraunhofer IEE) ermittelten Impedanzwerte dar. Zu sehen ist eine sehr hohe Sensitivität. Die geringen Werte kommen durch die Nähe zum Ortsnetztrafo und der relativ hohen Bemessungsleistung des Trafos (800 kVA) zustande. Weiter ist eine nahezu unveränderliche Impedanz in dem betrachteten Zeitraum von rund 19 Stunden zu beobachten. Wie in ähnlichen Untersuchungen, zeigt sich auch hier, dass die Impedanz bei der Grundfrequenz nahezu gleichbleibend ist. Obwohl dieses Labornetz nicht ein typisches Ortsnetz abbildet, verdichtet sich die Erkenntnis, dass auf eine dauerhafte Bestimmung der Grundschiwingungsimpedanz in Niederspannungsnetzen verzichtet werden kann. Einmalige oder vereinzelt wiederholte Messungen können dagegen sinnvoll sein, um den optimalen Betrieb oder die Robustheit zu verbessern. In solchem Fall treten die Störpegel durch die aktive Methode auch nur vereinzelt auf. Bei vereinzelt Impedanzmessungen ist darum denkbar, die Genauigkeit auf Kosten der Störaussendung zu erhöhen.

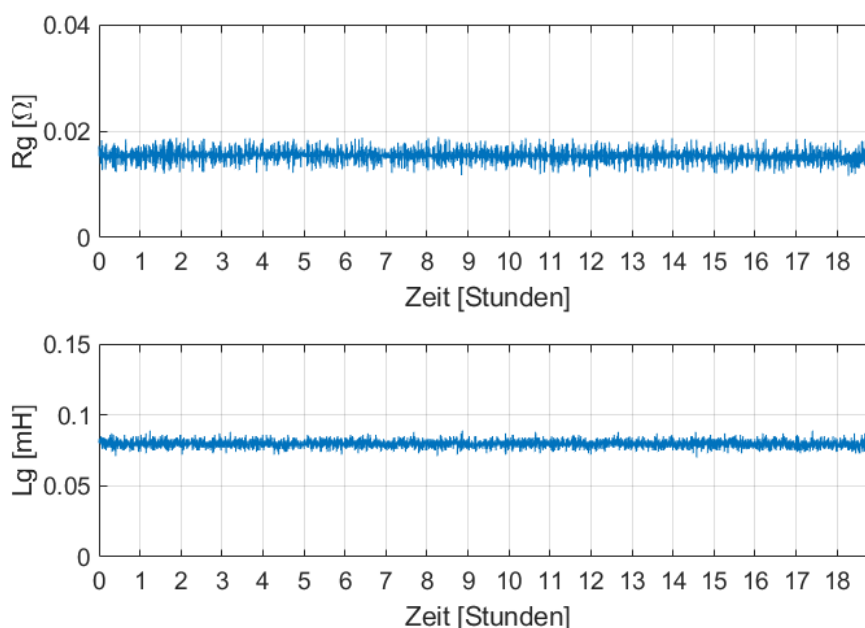


Abb. 3.2-6: Verlauf der im Labornetz ermittelten Netzimpedanzwerte

Reglersynthese

Mit der Kenntnis der lokalen Netzimpedanz kann die Reglersynthese auf die verbleibenden temporären Schwankungen konzentriert werden. Der Reglerentwurf hat zwei Ziele: Im Vordergrund steht die Stabilität der netzbildenden Stromrichter für alle zulässigen Parametervariationen. Diese Grundanforderung wird erweitert durch die Notwendigkeit einer gedämpften Nachführung des gestellten Spannungszeigers bei zulässigen Parameteränderungen, was durch Polregionbeschränkungen erreicht wird. Abbildung 3.2-7



zeigt eine konische Polregion, wobei ϕ das minimale Dämpfungsverhältnis $\zeta = \cos(\phi)$ beschreibt und α_2 die minimale Abklingzeit bestimmt (siehe (Chilali und Gahinet 1996), (Machowski et al. 2020)).¹

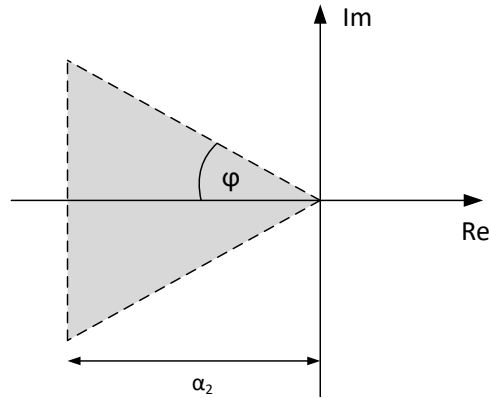


Abb. 3.2-7: Beispiel einer konischen Polregion

Basierend auf dem Regelungssystem (7) muss die Reglersynthese in ein konvexes Optimierungsproblem in Form von LMIs überführt werden. Im vorliegenden Fall einer robusten statischen Ausgangsregelung wird für das Optimierungsproblem ein Theorem aus (Behrouz et al. 2021) angewendet.

Notation: Der Operator \otimes bezeichnet die Kroneckermultiplikation. Weiter kürzt der Ausdruck $\text{He}(F)$ die Matrixsumme $(F + F^T)$ ab.

Theorem: Falls Matrizen M , R und $W = W^T > 0$ existieren, mit

$$\bar{\alpha} \otimes W + \text{He}(\bar{\beta} \otimes (\text{Acl}(\theta)W)) < 0 \quad (9)$$

dann platziert der Regler $K = RM^{-1}$ die Pole des Systems (1) in dem ausgewählten Bereich der komplexen Ebene.

Die Parameter für eine kegelförmige Polregion mit linksseitiger Beschränkung sind wie folgt:

$$\begin{aligned} \bar{o}_1 &= \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}; \bar{u}_1 = \begin{bmatrix} \sin \varphi & \cos \varphi \\ -\cos \varphi & \sin \varphi \end{bmatrix} \\ \bar{o}_2 &= [-2\alpha_2]; \bar{u}_2 = [1] \end{aligned} \quad (9)$$

Die Schnittfläche wird aus den zwei obigen Polregionen durch die Blockdiagonalmatrizen ($\bar{o} = \text{diag}(\bar{o}_1, \bar{o}_2)$) bzw. $\bar{u} = \text{diag}(\bar{u}_1, \bar{u}_2)$) gebildet. Die Suche nach einem solchen M , R und W wird mit dem Parser YALMIP [23] zusammen mit dem semidefiniten Solver SeDuMi [24] bzw. STP3 [25] durchgeführt.

Die Wertebereiche der zugrundeliegenden physikalischen Größen definieren die Eckpunkte des LPV-Systems (7). In Tabelle 3.2-2 sind die physikalischen Basisgrößen und ihr angenommener Bereich aufgeführt. Die Impedanz hat mindestens den Wert der internen Filterinduktivität zusammen mit einem parasitären Widerstandsanteil von etwa 10 %. Hinzu kommt der schwankende Anteil der Netzimpedanz, deren maximal tolerierte Werte die Obergrenze bilden, welche $R = 0,24 \Omega$ und $L = 0,48 \text{ mH}$ nicht überschreiten sollte. Weiter entsprechen die Wertebereiche der Netzspannung E und der Netzfrequenz den Vorgaben für den quasistationären Betrieb von Stromnetzen. U_0 wird in der Regel entsprechend dem Nennwert des Stromnetzes gewählt.

¹ Obwohl sich das Konzept der Pole auf lineare zeitinvariante Systeme (LTI) bezieht, wird es in Analogie als Maß für die Abklingrate oder die Schwingungsmoden verwendet.



Tabelle 3.2-2: Physikalische Basisgrößen und ihre angenommenen Wertebereiche

Größe	Bereich
E	0,9 – 1,1 pu
U_0	1 pu
Q_m	-1 pu – 1 pu
ω	0,95 – 1,04 pu
ϑ	-10° – +10°
R	0,034 – 0,1701 pu
L	0,0027 – 0,0044 pu

Das Flussdiagramm für die Regelungssynthese ist in Abbildung 3.2-8 dargestellt. Ausgehend von einem gewünschten Dämpfungsverhältnis und einer unteren Zeitkonstante für die Dynamik des bereitgestellten Spannungszeigers kann die konische Polregion für die LMI berechnet werden. Zur besseren Lösbarkeit des Machbarkeitsproblems ist darüber hinaus eine geeignete Normierung der Regelstrecke erforderlich. Entsprechend dem initialen Parameterraum und der Polregion werden die LMIs (obiges Theorem) für das Optimierungsproblem aufgestellt und vom Solver versucht zu lösen. Konnte keine Lösung gefunden werden, sollte das Verfahren mit verminderter Robustheit oder Performanz iteriert werden.

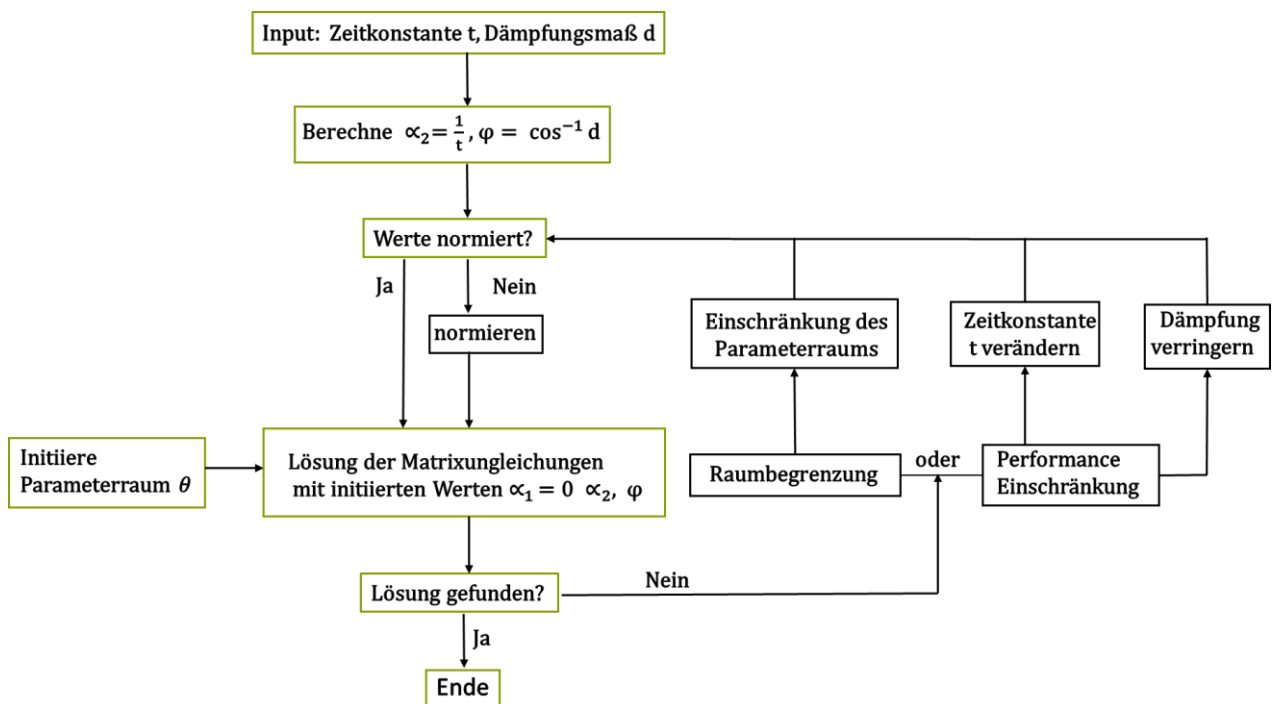


Abb. 3-2-8: Ablauf zur Berechnung eines Reglers

Mit den Parametern aus Tabelle 3.2-2 sowie einer gewählten unteren Zeitkonstante $t = 0,0318$ s und einem Dämpfungsmaß von 0,2588 können folgende Regelungsparameter ermittelt werden:

$$\mathcal{K} \{ K = [-1.3479 \quad 0.0815] \} \quad (6)$$



Test der Reglerauslegung

Für die Validierung wurde ein Matlab/Simulink Modell nach Abb. 3.2-1 aufgebaut. Der Stromrichter als gesteuerte Spannungsquelle mit LCL-Sinusfilter wird mit der obigen netzbildenden Regelung ausgestattet und über eine Koppelimpedanz an eine äquivalente Netzspannung angeschlossen. Das Testmodell enthält somit alle nichtlinearen Effekte wie in (4) dargestellt. Abbildung 3.2-9 zeigt die Kurvenschar der Systemantworten nach einem Frequenzsprung. Die Frequenz wurde hier anhand einer schnellen PLL (< 10 ms Einregelzeit) ermittelt und bezieht sich auf den gestellten Spannungszeiger. Die Parametervariation wurde zufällig innerhalb des oben genannten Wertebereich gesetzt. Übersichtlicher wurde nur die Koppelimpedanz in der Legende vermerkt.

Es wird sichtbar, dass die Sprungantwort bei unterschiedlichen Parameterwerten streut, jedoch erwartungsgemäß in allen Fällen eine gedämpfte und stabile Dynamik erreicht wird. Außerdem wird deutlich, dass der Trägheitsbeitrag nicht alleine aus der eingestellten Regelung und deren Zeitkonstanten, sondern auch von den Eigenschaften des Netzanschlusspunkts abhängig ist.

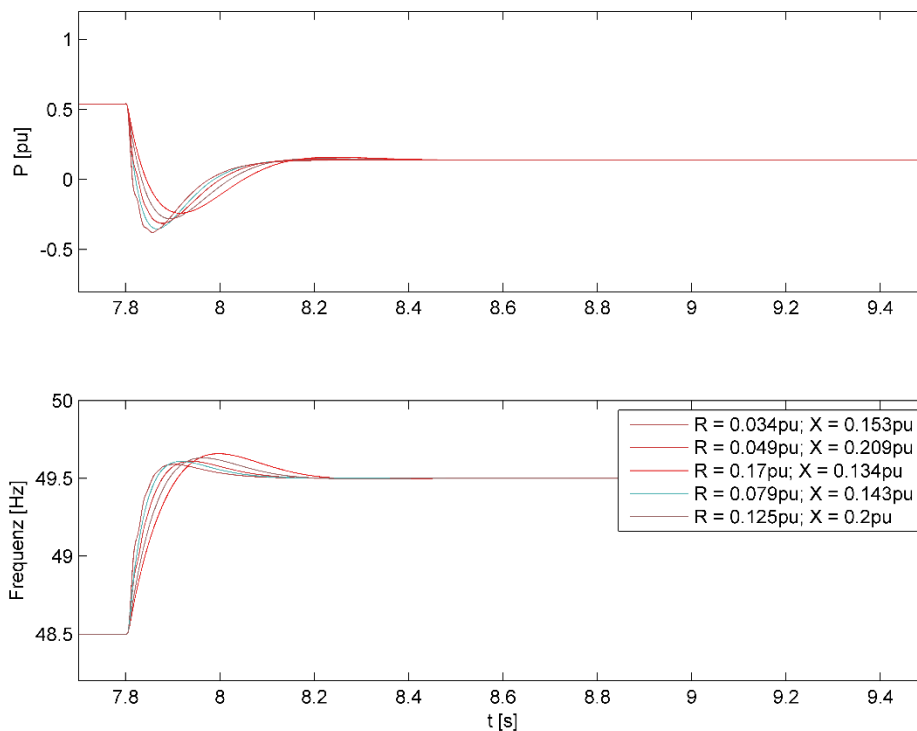


Abb. 3.2-9: Kurvenschar der Systemantwort bei einem Netzfrequenzsprung und unterschiedlichen Netzparameterwerten

Abbildung 3.2-10 zeigt die Kurvenschar bei netzseitigen Winkelsprüngen mit denselben Parametervariationen. Da hier eine stärkere elektromagnetische Anregung erfolgt, ist die Dynamik der netzbildenden Regelung von einer elektromagnetischen Schwingung überlagert. Bei der Auslegung der netzbildenden Regelung wurde diese Dynamik bewusst ausgeklammert, da die netzbildende Regelung an sich für diese Art von Schwingung nicht ausgelegt wird. Zusätzliche Dämpfungsschleifen können zur netzbildenden Spannungszeigerführung kombiniert werden, um solche elektromagnetische Anregung zu dämpfen, welche beispielweise im Bericht zu AP 4.5 thematisiert werden.

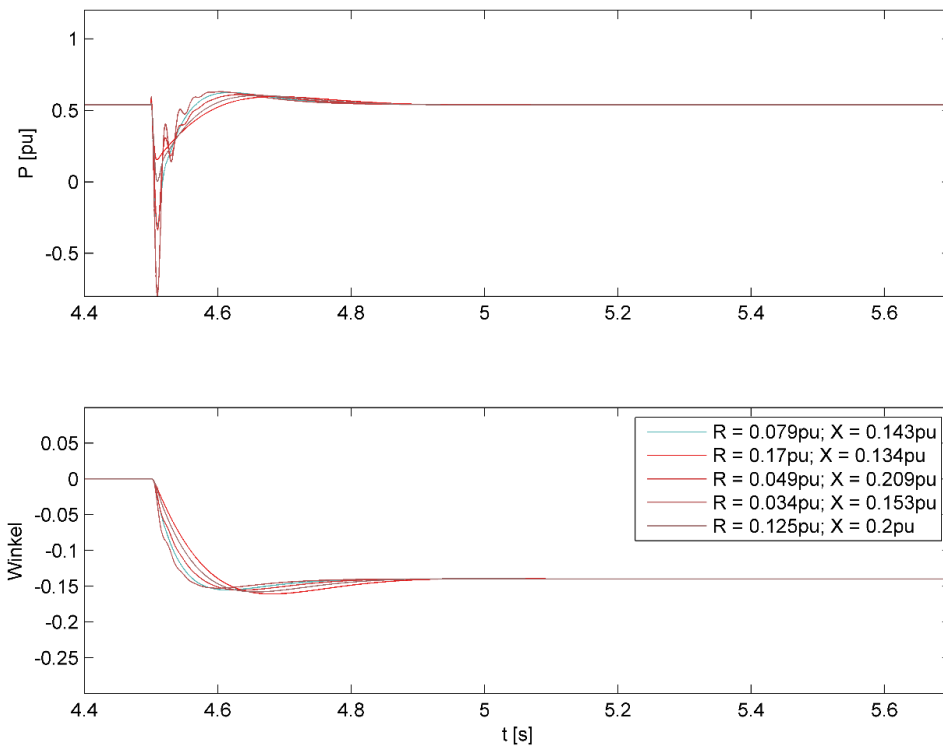


Abb. 3.2-10: Kurvenschar der Systemantwort bei einem netzseitigen Winkelsprung und unterschiedlichen Netzparameterwerten



3.3 Aufrechterhaltung des netzbildenden Verhaltens in Netzfehlersituationen

Florian Rauscher, Timo Sauer

Netzbildende Stromrichter führen durch ihr charakteristisches elektrisches Verhalten den eigenen Spannungszeiger träge nach, woraus im Zeitbereich der transienten Stabilität der Ausgleichsstrom der Anlage aus der äußeren Beschaltung resultiert. Dies ist insbesondere signifikant in Situationen von Kurzschlussereignissen, die häufig nur einige hundert Millisekunden andauern. Während die Synchronmaschine als bisher einzige netzbildende Einheit im Verbundnetzbetrieb durch ihre temporäre Überlastfähigkeit kurzzeitig sehr große Überströme liefern kann, liegen bei netzbildenden Stromrichtern durch die verwendete Leistungselektronik keine oder nur im geringen Maße mögliche Überlastfähigkeit zugrunde und sind damit prinzipiell im Bereich des eigenen Nennstromes beschränkt. Somit muss ein netzbildender Stromrichter mit einer Strombegrenzung für einen stabilen Betrieb ausgestattet sein. Das Ziel bei der hier gezeigten Strombegrenzung ist der Erhalt des netzbildenden Verhaltens in Netzfehlersituationen, um auch in kritischen Netzzuständen das stabilisierende Verhalten zu gewährleisten.

Lösungsansatz der Strombegrenzung von netzbildenden Stromrichtern

Das verwendete Verfahren zur Begrenzung der Ausgangsströme von netzbildenden Stromrichtern ist im Detail in [3] dargestellt. Grundlage für die Entwicklung dieser Strombegrenzung bestand darin, dass das Verhalten des Wechselrichters nach Möglichkeit auch während des Netzfehlers im netzbildenden Verhalten verbleibt und explizit nicht in eine Stromregelung wechselt. Dies hat zusätzlich den positiven Effekt, dass sich durch den durchgängigen Erhalt des Spannungsquellenverhaltens der Anteil an eingespeister Wirk- und Blindleistung automatisch ideal netzdienlich einstellt, um die Netzspannung im Fehlerfall zu stützen. In Abbildung 3.3-1 ist dargestellt, welche prinzipiellen Phasen der Strombegrenzung während des Netzfehlerereignisses durchlaufen werden.

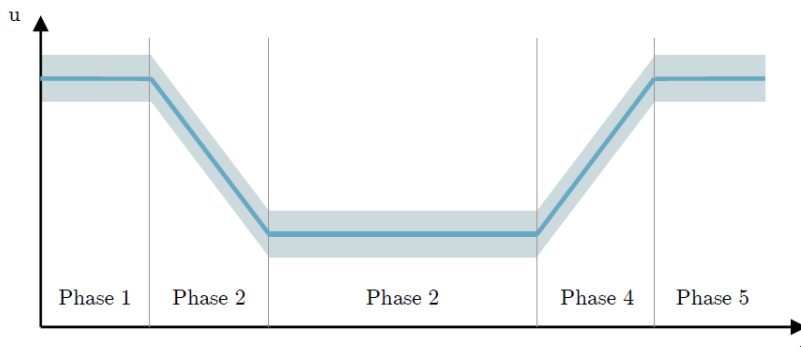


Abb. 3.3-1: Schematische Darstellung des Spannungseinbruchs in Anlehnung an [1]

Die Strombegrenzung ist dabei in einem mehrstufigen Prozess realisiert. Erst wenn eine Schwelle des Nennstromes, hier der einfache Nennstrom $1,0 \cdot I_{\text{Nenn}}$, überschritten ist, wird die Strombegrenzung aktiv. Wenn ein Ausgleichsvorgang ohne Erreichen des Nennstromes möglich ist, wird keine Anpassung vorgenommen. Übersteigt der Scheinstrom den Schwellwert, so wird auf den Spannungseinbruch mit einer Absenkung der Amplitude durch einen Spannungskorrekturfaktor u_{corr} reagiert. Speziell in überwiegend induktiv geprägten Netzen kann somit der Kurzschlussstrom innerhalb des Nennstroms gehalten werden. Gerade bei dem Einsatz in Verteilungsnetzen treten mit zunehmendem ohmschem Anteil auch größere Winkelsprünge in den Kurzschlussituationen auf. Dies wird dadurch umgesetzt, indem in einer dritten Stufe der Strombegrenzung nach 5 ms, nachdem die Begrenzung durch u_{corr} wirksam geworden ist, überprüft wird, ob der Kurzschlussstrom immer noch den zulässigen Strom überschreitet und führt sonst über den Parameter δ_{corr} den eigenen Spannungswinkel nach.

Nach der Fehlerklärung werden beide Faktoren über ein PT1-Verhalten abklingend zurückgeführt, um keine sprunghafte Leistungswiederkehr nach der Spannungsrückkehr zu erhalten. Dies würde zu größeren Leistungsüberhöhungen führen, gerade in der Blindleistung, und kann durch dieses Verhalten vermieden werden. Abbildung 3.3-2 gibt eine Einordnung der Strombegrenzung in die überlagerte Regelung des netzbildenden Wechselrichters.

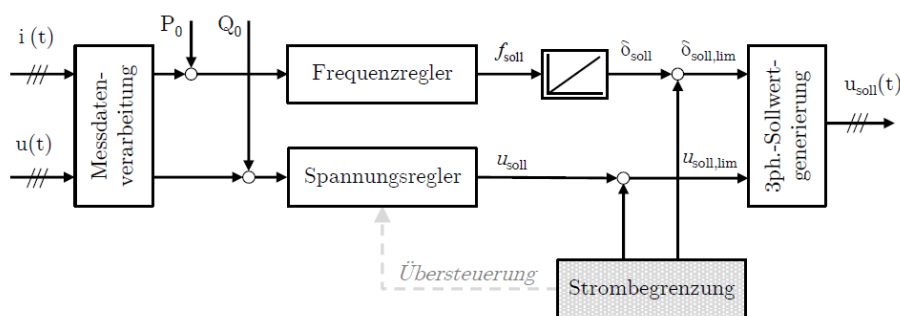


Abb. 3.3-2: Einordnung der Strombegrenzung in die überlagerte Regelung des netzbildenden Wechselrichters

Während die Frequenz- und Spannungsregelung im Mittelzeitbereich ihre Sollwerte regeln, greift die Strombegrenzung unmittelbar in die Regelung ein. Ziel ist dadurch, möglichst nah an der Regelung der Synchronmaschine zu verbleiben und nur dort einzugreifen, wo dies notwendig ist.

Die gemessene Spannung der Anlage am Netzanschlusspunkt U_{PCC} bleibt während einer Überlastsituation in der Regel im Toleranzband von $\pm 0,1 U_{Nenn}$. Demnach ist ein Kriterium zur Auslösung, dass der gemessene Scheinstrom i bei verhältnismäßig konstanter Spannung an U_{PCC} ansteigt. Bei der Überschreitung von $0,95 I_{Nenn}$ wird dann der Überlastbeginn festgelegt. Die Detektion der Menge an Überlast erfolgt dabei über die Differenz zwischen P_{soll} und P_{ist} . Übersteigt diese $0,2$ p.u. für einen Zeitraum von 300 ms, so wird die Funktion zur Überlastvermeidung aktiviert.

Die beiden verschiedenen Regelungen mit Reaktion auf die Kurzschluss- und Überlastereignisse müssen hierbei eine Interoperabilität aufweisen. So muss gewährleistet werden, dass die Maßnahme der Amplitudenreduktion nur bei Kurzschlussereignissen ausgelöst wird und während Überlastereignisse keine Anpassung von u_{corr} stattfindet. Eine Anpassung der Phasenwinkelanpassung δ_{corr} ist hingegen in beiden Fällen vorgesehen.

Netzbildendes Verhalten während des Netzfehlers

Der gewählte Ansatz zur Strombegrenzung des netzbildenden Stromrichters wurde mit dem Ziel entwickelt, das charakteristische netzbildende Verhalten des Stromrichters während des Netzfehlers nur soweit wie nötig einzuschränken, um nach wie vor die stabilisierende Eigenschaft auf Impedanzänderungen oder Lastreaktion zu erhalten. Die Tabelle 3.3-1 gibt eine Übersicht über die verwendete Prüfprozedur.

Tabelle 3.3-1: Prüfprozedur der Verlängerung der Spannungsamplitude u und der gestellten Frequenz f nach verschiedenen Zeitabschnitten

Prüfphase	Zeitpunkt t	Spannung u	Frequenz f
Vorfehler	$t < 0$ s	1,0 p.u.	50,0 Hz
Spannungseinbruch	$t = 0$ s	0,5 p.u.	50,0 Hz
Frequenzsprung	$t = 1$ s	0,5 p.u.	49,8 Hz
Nachfehler	$t \geq 2$ s	1,0 p.u.	50,0 Hz

Um diese netzbildende Eigenschaft während des Netzfehlers nachzuweisen, wird der netzbildende Stromrichter einem Spannungseinbruch auf $0,5$ p.u. zum Zeitpunkt $t = 0$ s ausgesetzt, der über 2 s andauert. Zum Zeitpunkt $t = 1$ s wird anschließend zusätzlich ein Frequenzsprung von $50,0$ Hz auf $49,8$ Hz durch den Netzsimulator vorgegeben. Ein netzbildendes Verhalten reagiert instantan mit einer ausgeprägten Wirkleistungsreaktion auf einen Frequenzsprung, sodass diese zum Nachweis verwendet werden können. Gleichzeitig beeinträchtigt eine Frequenzänderung nicht die Aussagekraft der Kurzschlussprüfung, da sie in keinem unmittelbaren kausalen Zusammenhang stehen. Zum Zeitpunkt $t = 2$ s wird die Spannung auf $1,0$ p.u. zurückgeführt sowie auch die Frequenz wieder auf $50,0$ Hz gebracht. Der Wirkleistungssollwert des netzbildenden Stromrichters beträgt $p_{soll} = 0,1$ p.u. und der Blindleistungssollwert q_{soll} liegt bei null. Abbildung 3.3-3 zeigt in den ersten zwei Plots die Messwerte von Spannung und Frequenz am Netzanschlusspunkt des netzbildenden Stromrichters, die als Störfaktoren auf das Testnetz aufgebracht wurden. In den Diagrammen sind der gemessene Strom sowie die Wirk- und Blindleistung in p.u. angegeben.

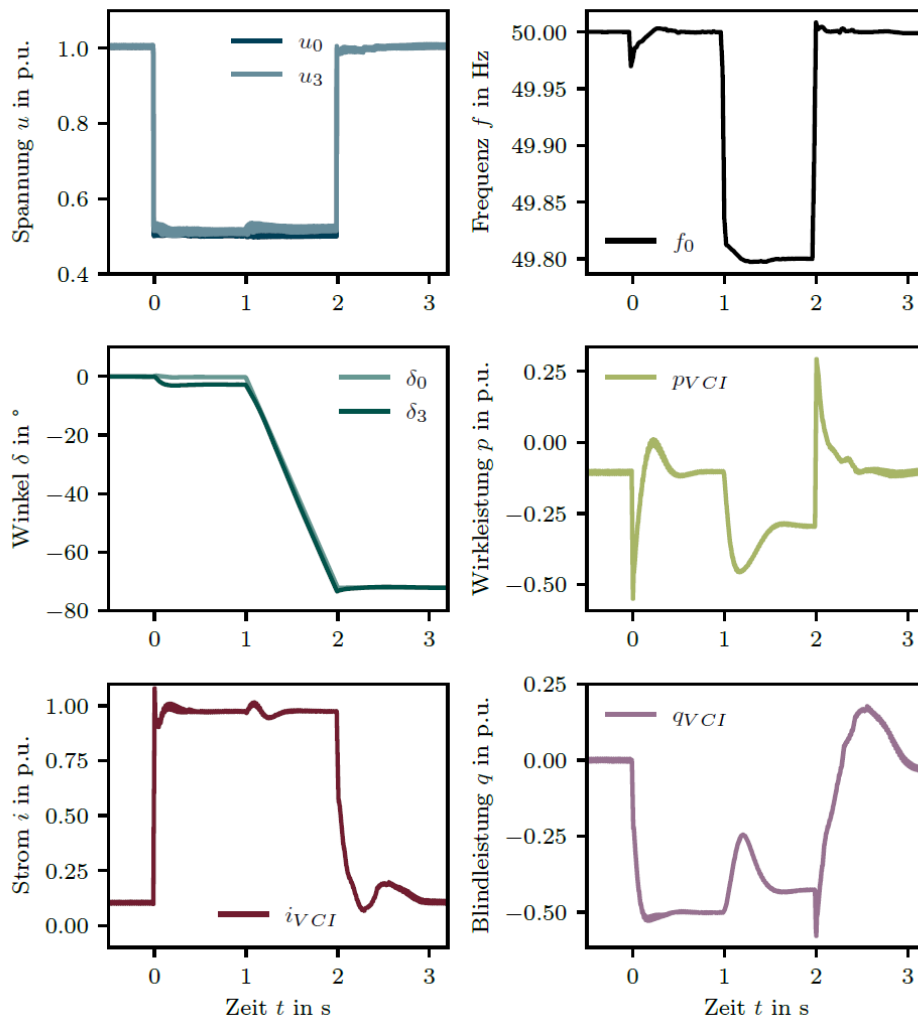


Abb. 3.3-3: Unmittelbare Leistungsanpassung an einen Frequenzsprung während eines symmetrischen Kurzschlussereignisses im Strombegrenzungsmodus
Quelle Diss. F. Rauscher [2]

Im Zeitbereich von 0 s bis 1 s reagiert die Strombegrenzung wie in den bereits zuvor präsentierten Untersuchungen und versucht, den maximalen Strom zur Stützung des Netzes einzuspeisen. Die Reaktionen in der Wirk- und Blindleistung sind bei der Fehlereintrittsphase sehr deutlich, werden dann aber aufgrund der verhältnismäßig sehr langen Kurzschlusszeit wieder auf ihre Sollwerte zurückgeführt. Die Aufspaltung in Wirk- und Blindleistung erfolgt dabei aus der äußeren Verschaltung und wird nicht unmittelbar über den netzbildenden Stromrichter gesteuert. Zum Zeitpunkt $t = 1$ s wird der Frequenzsprung ausgeführt und der netzbildende Stromrichter reagiert mit einer deutlichen Erhöhung der Wirkleistung. Da der definierte Maximalstrom zu diesem Zeitpunkt bereits erreicht ist, wird der Wirkleistungsanteil zulasten des Blindleistungsanteils erhöht. Hier sei aber auf die Limitierung der eingespeisten Wirk- und Blindleistung durch das Primärangebot der angeschlossenen Anlagentechnologie in der Praxis hingewiesen. Wenn die DC-Kapazität der Anlage erschöpft ist, kann keine Leistung erbracht werden und der Anlagenschutz wird ausgelöst. Beispielsweise können STATCOM nur begrenzt Wirkleistung bereitstellen. Es müssen daher gegebenenfalls entsprechende Energiereserven vorgehalten werden, die wirtschaftlich sinnvoll im Anlagendesign schon vorhanden oder zusätzlich integriert sein müssen (siehe Kapitel 4.14).

Sowohl der Spannungseinbruch als auch der Frequenzsprung werden zum Zeitpunkt $t = 2$ s geklärt. Die Spannungswiederkehr erfolgt dabei verhältnismäßig schnell auf den Vorfehlerwert, während der Fehlerstrom des Wechselrichters, bedingt durch die Realisierung der Strombegrenzung innerhalb weniger 100 ms abklingt.

Mit der hervorgehenden Untersuchung konnten zwei signifikante Elemente der Strombegrenzung demonstriert werden. Zum einen konnte das netzbildende Verhalten über die Dauer der wirksamen Strombegrenzung gezeigt werden, was darauf zurückzuführen ist, dass die Frequenzregelung des VCI sowohl aktiv wird als auch unverändert bleibt. Zum anderen konnte gezeigt werden, dass der netzbildenden Stromrichter damit auch Netzfehler mit einer ungewöhnlich langen Fehlerdauer von hier zwei Sekunden



beherrschen kann. Ein klassisches Kippen der Synchronmaschine, welches in solchen Fällen auftreten würde, wird hier nicht beobachtet. An diese Stelle tritt eine Reglerinstabilität, die infolge eines Aufwickelns der Integratoren in der Regelung auftreten kann. Dies kann jedoch durch eine geeignete Reglerauslegung und Anti-Windup-Funktionen (Regelungstechnische Maßnahme, um Überhöhung der Stellgröße über das erlaubte Maß zu vermeiden, z.B. bei nachfolgender Stellgrößenbeschränkung nach einem Integrator) beherrscht werden.

3.3.1 Literatur

- [1] Miri, Amir M. (2000): Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen. Mathematische Einführung, elektromagnetische und elektromechanische Vorgänge. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg (Springer eBook Collection Computer Science and Engineering).
- [2] F. Rauscher, Dynamik von netzbildenden Wechselrichtern in zukünftigen Verteilungsnetzen, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Doktorhut Verlag, 2024.
- [3] Rauscher, F., Sauer, T., Engel, B.: „Experimental validation of current limitation methods for grid forming inverters“, Virtual 19th Wind Integration Workshop, Online, 11.-12. November 2020



3.4 Virtuelle Synchronmaschine mit temporärer Stromregelung

Nils Wiese

Im folgenden Abschnitt wird ein Regelungsverfahren zur Stromlimitierung vorgestellt, welches auf der virtuellen Synchronmaschine beruht und eine kurzzeitige Stromregelung zur Stromlimitierung verwendet und trotzdem weitestgehend netzbildend im Fehlerfall ist. Dieser Ansatz kommt dabei ohne PLL aus, kann beliebige Sollwerte im Mit- und Gegensystem anfahren und ist weitestgehend netzbildend im Kurzschlussfall. Der vorgestellte Ansatz beinhaltet dabei eine Kombination verschiedener Ansätze zur Stromlimitierung und der Beeinflussung des Verhaltens im Kurzschlussfall [6].

3.4.1 Zerlegung in Mit- und Gegensystem

Um unsymmetrischen Fehler beherrschen zu können, wird der so genannte „decoupled double synchronous reference frame“ (DDSRF) verwendet. Dabei werden zwei synchrone Bezugsrahmen verwendet, die sich gegenläufig mit der Umrichterfrequenz drehen. Damit können gemessene Spannungs- und Stromsignale in ihre Mit- und Gegensystemkomponenten zerlegt werden. In dieser Arbeit verwenden wir den Ansatz aus [4], lassen aber die PLL außen vor, da der Winkel δ wie in [1] durch die VSM gegeben ist. Die Herleitung des Winkels wird im nächsten Abschnitt beschrieben. Die Zerlegung ins Mit- und Gegensystem für den Dreiphasenstrom i_{abc} durch den DDSRF ist in Abbildung 3.4-1 dargestellt. Das Entkopplungsnetzwerk (DC) ist in [4] ausführlich beschrieben. Der Ausgang der Entkopplungszelle sind i_d^+ und i_q^+ im Mit- und Gegensystem und werden durch einen Tiefpassfilter (LPF) gefiltert. In dieser Veröffentlichung werden Variablen im Mitsystem mit + und im Gegensystem mit – gekennzeichnet. Wenn eine Variable mit beiden Symbolen gekennzeichnet ist, sind die Mit- und Gegensystemkomponenten dieser Variable gemeint. Das Ergebnis des DDSRF sind die Mit- und Gegensystemkomponenten von i_d und i_q . Um eine schnellere Reaktion des VSM zu erreichen, wird die Wirkleistung P^{+-} mit den ungefilterten Mit- und Gegensystemkomponenten von Strom und Spannung berechnet. Das Gleiche gilt für die Spannungs- und Stromsignale, die bei der temporären Stromregelung verwendet werden.

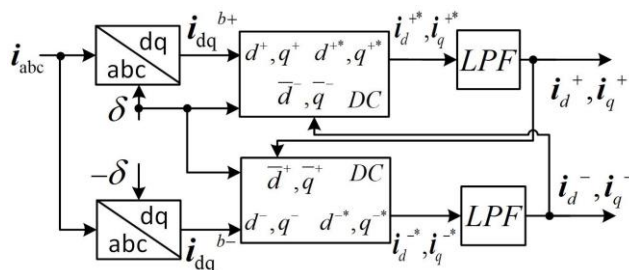


Abb. 3.4-1: Decoupled double synchronous reference frame nach [4]

3.4.2 Netzbildende Regelung

In dieser Regelung verwenden wir den Ansatz aus [2] für die virtuelle Synchronmaschine, vernachlässigen aber die Blindleistungsregelung, da sie bei diesem Ansatz im Kurzschlussfall nicht zum Tragen kommt. T ist die Beschleunigungszeitkonstante der VSM. P^* ist der Wirkleistungssollwert und P_p ist die Leistung aus der proportionalen Frequenzregelung. Eine Frequenzunterstützung für Über- und Unterfrequenz ist in dem vorgeschlagenen Modell wegen der kurzen Zeitskala von Kurzschlüssen und wegen der Unterdrückung von Frequenzänderungen während des Fehlers nicht implementiert, siehe Abbildung 3.4-10. Die Wirkleistung P^{+-} muss aus der gemessenen Umrichterspannung v_c und dem Strom i berechnet werden. Die VSM-Frequenz ω wird nach Gleichung 1 berechnet.

$$\dot{\omega} = \frac{1}{T} (P^* - \sum P^{+-} - P_p) \quad (1)$$



Der interne Rotorwinkel δ_i wird nach Gleichung 2 mit Hilfe der Nennfrequenz ω_0 berechnet.

$$\dot{\delta}_i = \omega \omega_0 \quad (2)$$

Die Vorwärtsdämpfung wird durch Gleichung 3 und die entsprechende Dämpfungskonstante k_{df} realisiert.

$$\delta = \delta_i + k_{df} \omega \omega_0 \quad (3)$$

Die Amplitude der virtuellen Rotorspannung e wird in Gleichung 4 berechnet und T_v beschreibt die verwendete Zeitkonstante. Der Spannungszeiger ist entlang der d-Achse ausgerichtet, siehe Gl. 5. Durch Anpassung der Amplitude des Spannungszeigers kann die Blindleistung bei Bedarf gesteuert werden. Die Spannungsamplitude und ihr Winkel δ sind die Ausgänge der VSM.

$$\dot{e} = \frac{1}{T_v} (e^* - e) \quad (4)$$

$$e = [e \quad 0]^T \quad (5)$$

Ein Lead-Lag-Filter, Gl. 6, mit Hochpasscharakteristik dämpft die LC-Resonanz.

$$G_{ad}(s) = k_{ll} \frac{s + \omega_{lead}}{s + \omega_{lag}} \quad (6)$$

Eine virtuelle Impedanz G_{vi} wird durch eine virtuelle Reaktanz x_v und einem transienten Widerstand r_v gebildet, siehe Gleichung 7. Der gemessene Umrichterstrom verursacht einen virtuellen Spannungsabfall v_{vc}^+ und wird von der VSM-Spannung subtrahiert. Für den transienten Widerstand wird eine Hochpasscharakteristik mit der Zeitkonstante τ_{rv} gewählt, wie in Gleichung 8 dargestellt. Die Wirkung des transienten Widerstands besteht darin, dass er den Anstieg des Stroms bei Auftreten eines Fehlers begrenzt und dämpfend wirkt.

$$v_{vc} = \begin{bmatrix} r_v & 0 \\ 0 & r_v \end{bmatrix} G_{rv}(s) \cdot i + \begin{bmatrix} 0 & x_v \\ -x_v & 0 \end{bmatrix} \cdot i \quad (7)$$

$$G_{rv}(s) = \frac{s}{1 + \tau_{rv}s} \quad (8)$$

Der Ausgang der Umrichterregelung ist die in Abbildung 3.4-2 dargestellte Referenzspannung v_{pwm}^{+-} . Die Referenzspannung vor dem Hinzufügen des aktiven Dämpfungssignals ist v_{pre}^{+-} . Im Normalbetrieb wirkt die Umrichterregelung ausschließlich im Mitsystem.

3.4.3 Strombegrenzung

Zur Strombegrenzung wird eine temporäre Stromregelung verwendet. Die virtuelle Impedanz trägt dazu bei, die Stromanstiegsrate zu begrenzen. Die Stromregelung (für symmetrische Fehlerströme) verwendet das VSM-Referenzsystem anstelle einer PLL und ist in [5, 3] dargestellt. Die Verwendung des VSM-Referenzrahmens für die Stromregelung ermöglicht den Betrieb dieses Umrichters im Inselbetrieb. Dies wird in Abschnitt Laborergebnisse gezeigt. In diesem Beitrag wird die Möglichkeit der Regelung von Strömen im Gegensystem hinzugefügt.

Die temporäre Stromregelung wird aktiviert, wenn ein Überstrom oder Spannungsabfall auftritt, wobei die VSM und die virtuelle Impedanz deaktiviert werden (siehe Abbildung 3.4-3). Aus diesem Grund ist das VSM-Referenzsystem während der temporären Stromregelung nicht korrekt ausgerichtet. Der Stromregler G_{cc} begrenzt den Strom i^{+-} in Mit- und Gegensystem und bietet die Möglichkeit, Blindstrom zur Spannungsstützung mit den Sollwerten i^{+*} einzuspeisen.

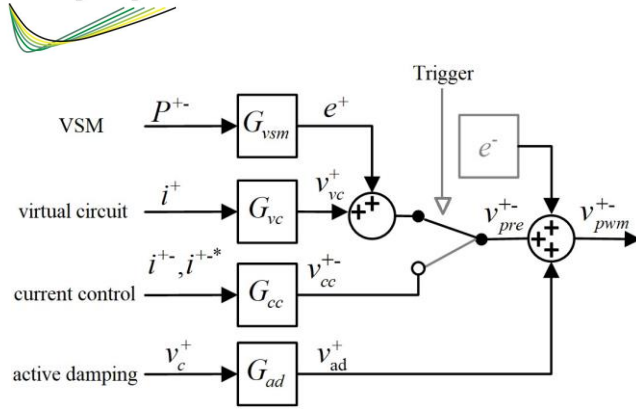


Abb. 3.4-2: Adaptierte Reglerstruktur nach [3]

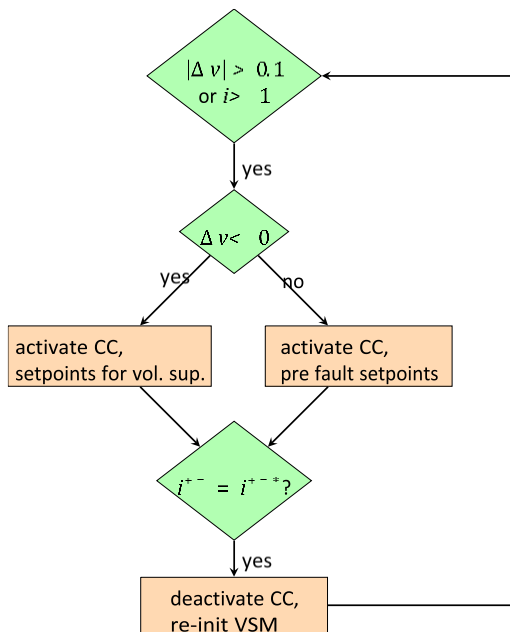


Abb. 3.4-3: Flussdiagramm für die Strategie zur Strombegrenzung

Δv wird mit der gemessenen Spannung und ihrem Wert in der Vergangenheit berechnet. Ist der berechnete Wert kleiner Null, liegt ein Spannungsabfall (Fehleranfang) vor. Ein positiver Wert zeigt an, dass der Fehler geklärt ist.

Temporäre Stromregelung: Für die temporäre Stromregelung verwenden wir einen üblichen Ansatz für netzgeführte Umrichter [7]. Der Ausgang des Reglers ist die Spannung im Mit- und Gegensystem für die d-Achse v_{dcc}^{+-} und die q-Achse v_{qcc}^{+-} . Diese Spannungen werden mit den Gleichungen 9 und 10 berechnet. k_{pcc} und k_{icc} entsprechen den Verstärkungswerten des verwendeten Proportionalintegralreglers.

$$v_{dcc}^{+-} = (k_{pcc} + \frac{k_{icc}}{s})(i_d^{+-*} - i_d^{+-}) - x_{ff} i_q^{+-} \quad (9)$$

$$v_{qcc}^{+-} = (k_{pcc} + \frac{k_{icc}}{s})(i_q^{+-*} - i_q^{+-}) + x_{ff} i_d^{+-} \quad (10)$$

Die Reaktanz des Umrichterfilters x_{ff} wird zur Vorsteuerung verwendet.

$$P^{+-} = i_d^{+-} v_d^{+-} + i_q^{+-} v_q^{+-} \quad (11)$$

$$Q^{+-} = i_q^{+-} v_d^{+-} - i_d^{+-} v_q^{+-} \quad (12)$$



Die Stromsollwerte für d- und q-Achse im Mit- und Gegensystem (i_d^{+-*} , i_q^{+-*}) werden mit den Gleichungen 13 und 14 berechnet. Die Spannungen v_d^{+-} und v_q^{+-} sind das Ergebnis der Zerlegung durch den DDSRF. Die Gleichungen ergeben sich durch Umstellen der Gleichungen 9 und 10 unter der Annahme, dass n das angestrebte Verhältnis von Wirk- und Blindleistung ist und dass ein pu-System verwendet wird. Die dargestellten Gleichungen sind nur für positive Sollblindleistung gültig. Um die Spannungshaltung zu gewährleisten, muss der Spannungseinbruch im Mit- und Gegensystem berücksichtigt werden, da die Amplitude der Sollströme gleich 1 pu ist und zu Fehlerströmen größer als 1 pu führen würde. Aus diesem Grund wird die Amplitude der Sollwerte proportional zur Spannungsdifferenz im Mit- und Gegensystem skaliert und dies der Gestalt, dass die Summe der Zeigeramplituden 1 pu beträgt. Dies ist ein vereinfachter Ansatz, deshalb wird an dieser Stelle für weitergehende Betrachtungen auf [4] verwiesen.

$$i_d^{+-*} = (v_d^{+-} + n v_q^{+-}) \sqrt{\frac{1}{(v_d^{+-2} + v_q^{+-2})(n^2 + 1)}} \quad (13)$$

$$i_q^{+-*} = (v_q^{+-} - n v_d^{+-}) \sqrt{\frac{1}{(v_d^{+-2} + v_q^{+-2})(n^2 + 1)}} \quad (14)$$

Neuinitialisierung des VSM: Nach Erreichen der Stromsollwerte wird die VSM neu initialisiert (gleichzeitige Deaktivierung des Stromreglers), um die netzbildende Funktion im Fehlerfall zu erhalten. Abbildung 3.4-4 zeigt, wie sich v_{vc}^+ und v_{pre}^{+-} im Fehlerfall verändern. Der steigende Strom führt zu einem höheren Spannungsabfall über den virtuellen Widerstand im Vergleich zum Normalbetrieb. Durch Einschalten der Stromregelung wird v_{pre}^{+-} weiter reduziert, bis der Strom erfolgreich begrenzt wurde. Während des Fehlers sollte der Umrichter die gleichen Ströme einspeisen wie bei der temporären Stromregelung eingestellt. Dies ist der Fall, wenn v_{pre}^{+-} während der Stromregelung gleich v_{pre}^{+-} bei aktivierter VSM ist. Der interne VSM-Spannungszeiger kann mit Gleichung 15 berechnet werden. Aufgrund des eingefrorenen Bezugsrahmens kann diese Gleichung nicht direkt gelöst werden. Aus diesem Grund wird eine Rotationsmatrix in Gleichung 16 verwendet. Diese Gleichung wird iterativ unter der Bedingung gelöst, dass die q-Komponente von e gleich 0 ist. Das Ergebnis ist der Winkel ϕ und die neue Amplitude für den Spannungszeiger der VSM. Um diesen Winkel muss das VSM-Bezugssystem gedreht werden, wenn die Stromregelung abgeschaltet wird. Nach diesem Vorgang ist die VSM richtig ausgerichtet und kann im Fehlerfall normal arbeiten. Der Leistungssollwert wird bei Neu-Initialisierung auf die zu diesem Zeitpunkt gemessene Leistung geändert. Dies führt zu dem Effekt, dass im Fehlerfall keine Beschleunigung auftritt [5].

Für den Gegensystemstrom wird eine Spannungsquelle in Gegensystem e^- aktiviert, siehe Gleichung 17. Wenn die Stromregelung deaktiviert wird, muss der durch die Stromregelung eingestellte Gegensystemspannungszeiger v_{cc}^- ebenfalls um ϕ gedreht werden.

Alle Filter des Modells werden ebenfalls neu initialisiert. Auf diese Weise startet die VSM nach der Deaktivierung der Stromregelung im stationären Zustand, und es sind nahezu keine Änderungen der Ströme, der Spannung und der Frequenz zu beobachten.

Für die Fehlerklärung wird das gleiche Verfahren durchgeführt. Die Stromsollwerte sind die Vorfehlerwerte des Stroms.

$$\vec{e} = \vec{v}_{vc} + \vec{v}_{pre} \quad (15)$$

$$e = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & -\sin(\phi) \\ \sin(\phi) & \cos(\phi) \end{bmatrix} \cdot \left(v_{pre} + \begin{bmatrix} 0 & x_v \\ -x_v & 0 \end{bmatrix} \cdot i^+ \right) \quad (16)$$

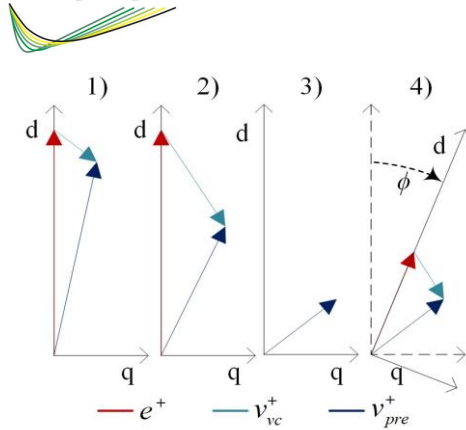


Abb. 3.4-4: Spannungszeiger des Umrichters vor und nach Stromregelung

$$\vec{e}^- = \vec{v}_{cc}^- \quad (17)$$

Inselnetzbetrieb: Ein Umrichter mit konventioneller Stromregelung mit phasengesteuertem Regelkreis wird im Inselbetrieb instabil [7]. Im Gegensatz dazu ist die vorgeschlagene Strombegrenzungsstrategie aufgrund des festen Bezugsrahmens im Inselbetrieb stabil. Allerdings führen die kontinuierliche Messung der Spannung und die Berechnung der Stromsollwerte im Inselbetrieb zu einer kontinuierlichen Drehung der Stromsollwert-Zeiger. Dies liegt daran, dass der Umrichter zwar versucht, die Sollströme einzuspeisen, eine Stromänderung aber zu einer Änderung der gemessenen Spannung führt. Daher kann der VSM nicht ordnungsgemäß re-initialisiert werden, da kein stationärer Zustand vorliegt.

Um eine ordnungsgemäße Neuinitialisierung des VSM zu ermöglichen, wird ein zusätzlicher Tiefpassfilter für die Spannungsmessung verwendet. Der Tiefpassfilter verlangsamt die Änderung der Stromsollwerte. Eine höhere Filterkonstante führt zu langsameren Änderungen und einem besseren stationären Zustand, erhöht aber die Dauer der temporären Stromregelung. Dies kann durch eine Erhöhung der Filterkonstante während der Stromregelungsperiode behoben werden.

Im Inselbetrieb sind die in Abbildung 3.4-3 dargestellten Kriterien für die Aktivierung der Stromregelung möglicherweise nicht ausreichend. Da kein externes Netz vorhanden ist, erholt sich die Spannung nach der Fehlerbeseitigung nicht und es kann kein Überstrom erkannt werden. Aus diesem Grund wird die Stromänderung als ein zusätzliches Kriterium für die Erkennung der Fehlerbeseitigung gewählt. Im Moment der Fehlerklärung ändert sich die Impedanz und verursacht einen anderen Stromfluss. Dieses Kriterium könnte auch für andere netzgekoppelte Umrichter hilfreich sein.

3.4.4 Simulation

Die Simulation wird in MATLAB/Simulink durchgeführt. Der Umrichter ist über eine einfache r/l -Repräsentation einer Leitung (Z_{line}) an ein starres Netz angeschlossen. Der Simulationstestfall ist in Abbildung 3.4-5 dargestellt. Zwischen der Leitung und der Netzimpedanz Z_{grid} ist eine Last angeschlossen, dargestellt durch Z_l . Der Fehler wird durch den Anschluss der Reaktanz L_f verursacht. Dargestellt ist ein dreiphasiger Fehler gegen Erde. Die Werte des Netzes und der Stromregelung sind in Tabelle 3.4-1 Simulationsparameter aufgeführt. Alle Parameter der VSM-Regelung und des LCL-Filters wurden aus [2] übernommen.

Bei unsymmetrischen Fehlern wird die Reaktanz zum Kurzschließen der Phasen a und b verwendet. Die Stromgrenze wird auf 1pu gesetzt, und der Umrichter soll die Spannung durch Blindleistungseinspeisung im Mit- und Gegensystem stützen.



Tabelle 3.4-1 Simulationsparameter

Beschreibung	Symbol	Wert
Leitungsimpedanz	Z_{line}	$0.01 + 0.1i$ pu
Netzimpedanz	Z_{grid}	$10 + 500ie^{-6}$ pu
Lastimpedanz	Z_l	$0.59 + 0.1i$ pu
Fehlerimpedanz	L_f	$530ie^{-6}$ pu
Basisspannung	–	326.6V
Basisstrom	–	183.7A
Integratorverstärkung	k_{icc}	28.13
Proportionalverstärkung	k_{pcc}	0.14

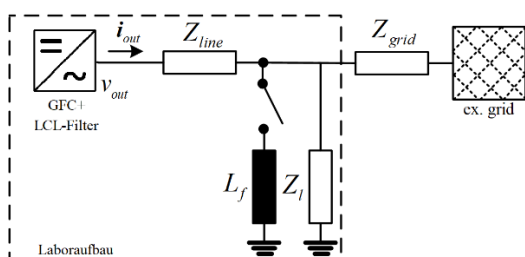


Abb. 3.4-5: Testnetz

3.4.5 Ergebnisse für einen symmetrischen Fehler

Im ersten Simulationstestfall wird ein dreiphasiger Erdschluss ausgelöst. In Abbildung 3.4-6 ist zu sehen, dass ein Spannungseinbruch zur Aktivierung der vorübergehenden Stromregelung führt. Zu Beginn des Fehlers überschreitet der Strom für eine kurze Zeitspanne den Grenzwert von 1 pu. Diese Überschreitung lässt sich hauptsächlich durch die Zeitverzögerung erklären, die durch die Zerlegung ins Mit- und Gegen-system entsteht und die Einregelzeit der Stromregelung. Die Stromregelung verringert jedoch die Stromamplitude und speist hauptsächlich Blindleistung ein, siehe Abbildung 3.4-6. Danach wird die Stromregelung abgeschaltet und die VSM erfolgreich neu initialisiert. Während des Fehlers ist der Umrichter netzbildend und speist zur Spannungsstützung Blindleistung im Mitsystem ein. Durch die Fehlerklärung wird die temporäre Stromregelung ein weiteres Mal aktiviert, begrenzt den Strom und speist den Vorfehlerstrom ein. Nach diesem Vorgang wird der Umrichter wie vor dem Fehler durch die VSM geregelt. Während der vorübergehenden Stromregelung überschreitet der Strom den eingestellten Grenzwert. Dies lässt sich durch die große Differenz zwischen gemessenem Strom und seinem Sollwert und die entsprechende Reaktion des PI-Reglers erklären.

Die Wirkleistungssollwertanpassung führt dazu, dass sich die Frequenz während des Fehlers wie vorgesehen kaum ändert. Die Frequenz des Umrichters ist in Abbildung 3.4-8 dargestellt und zeigt die Frequenz des virtuellen Rotors.

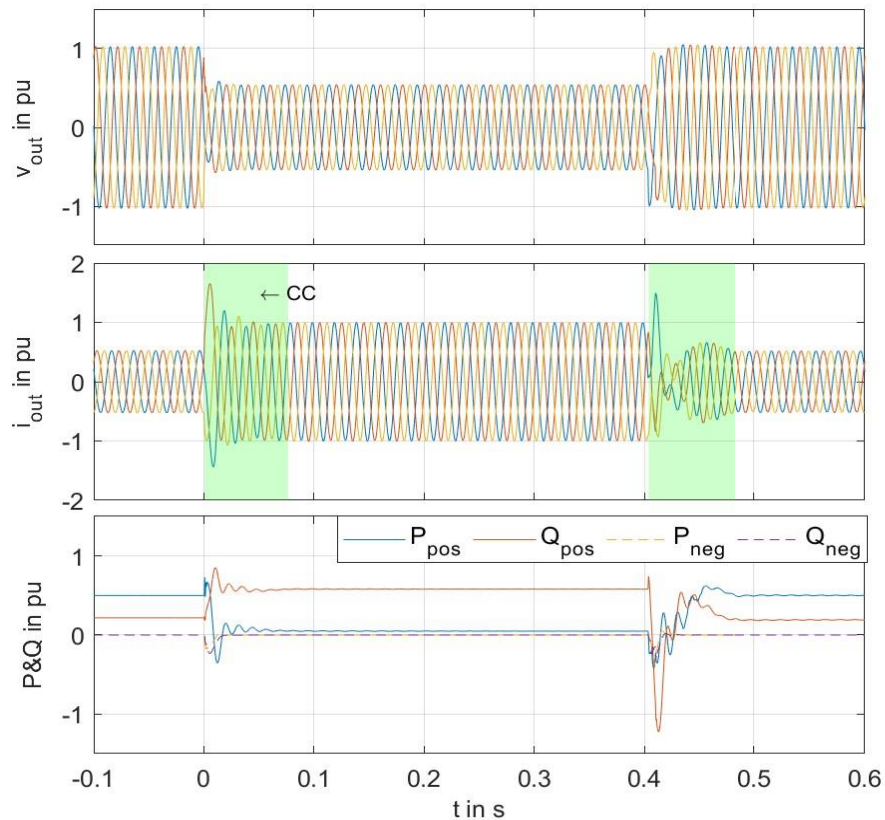


Abb. 3.4-6: Ausgangsspannung und -strom des Umrichters und die Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem bei dreiphasigem Erdschluss

3.4.6 Ergebnisse für einen unsymmetrischen Fehler

Die Ergebnisse für einen zweiphasigen Fehler sind in Abbildung 3.4-7 dargestellt. Es sind kurze Überschreitungen der eingestellten Stromgrenze von 1 pu zu beobachten. Die aktivierte Stromregelung (grün gekennzeichnet) ist jedoch in der Lage, den Strom zu begrenzen. Die Steuerung speist Blindleistung im Mit- und Gegensystem ein und nach Erreichen der Sollwerte wird die VSM neu initialisiert. Nach diesem Vorgang gibt es nahezu keine Veränderung von Spannung, Strom und Leistung, so dass die VSM im eingeschwungenen Zustand startet und weiterläuft. Das Ergebnis der Leistungssollwertanpassung ist in Abbildung 3.4-8 zu sehen. Während des Kurzschlusses steigt die Frequenz des internen virtuellen Rotors nicht an. Wie in [5] hat der Umrichter aufgrund der vorgeschlagenen Regelung keine critical clearing time. Bei der Fehlerklärung können Überströme beobachtet werden. Durch die temporäre Stromregelung wird jedoch schnell der Vorfehlerstrom wiederhergestellt. Nach der Fehlerklärung schaltet der Umrichter erfolgreich zwischen Stromregelung und VSM um und arbeitet im Normalbetrieb. Die Frequenz zeigt nach der Fehlerklärung nur geringe Änderungen, siehe Abbildung 3.4-8.

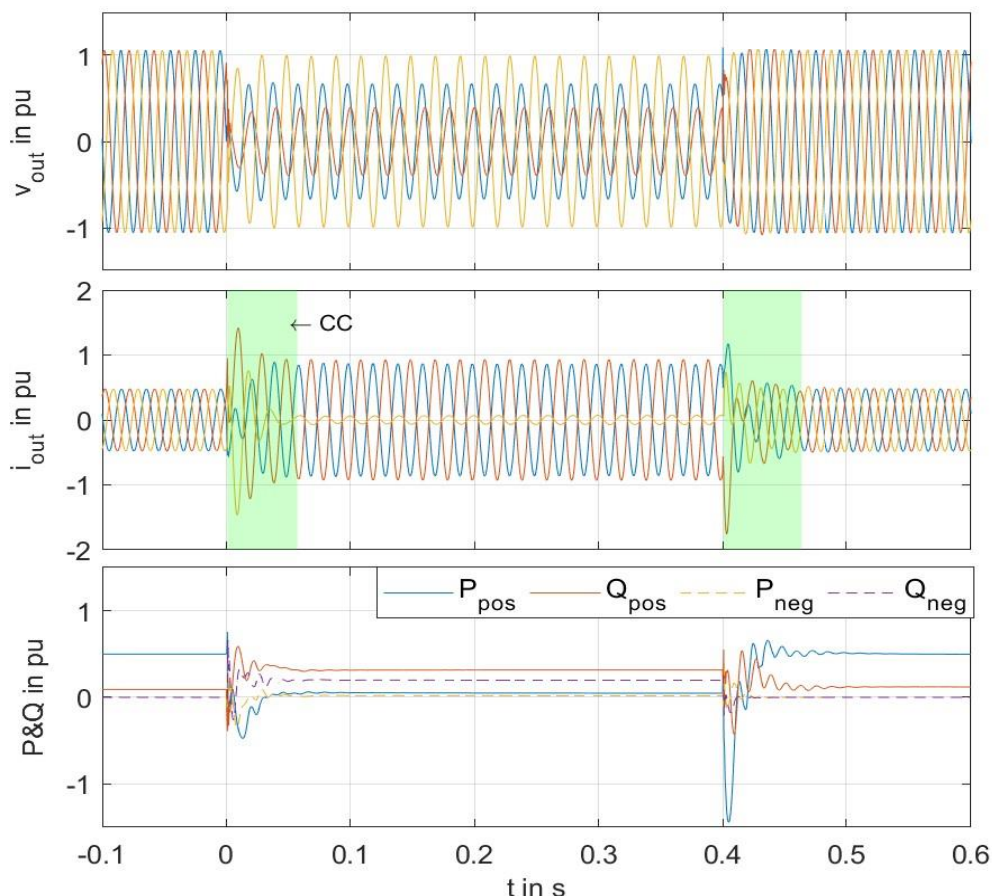


Abb. 3.4-7: Ausgangsspannung und -strom des Umrichters und die Wirk- und Blindleistung im Mit- und Gegensystem bei zweiphasigem Kurzschluss

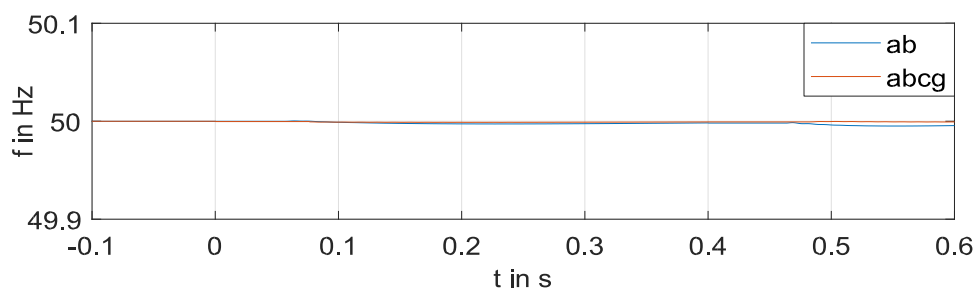


Abb. 3.4-8: Frequenz des virtuellen Rotors bei zweiphasigem (ab) und dreiphasigem Erdschluss (abcg) Fehler

3.4.7 Laboregebnisse

Die Kurzschluss tests im Labor werden mit einem dreiphasigen 15kVA-System durchgeführt. Die entwickelte Steuerung läuft im externen Modus von MATLAB/Simulink. Der Umrichter befindet sich im Inselbetrieb und versorgt eine kleine Last, wenn der Fehler auftritt. Bei der Last handelt es sich um einen Halogenstrahler auf jeder Phase. Der Kurzschluss wird mit sechs Drosseln erzeugt, die über ein Halbleiterrelais zu- und abgeschaltet werden können. Diese Drosseln können frei geschaltet werden, um verschiedene Spannungsabfälle und unsymmetrische Fehler zu erzeugen. Der Aufbau ist in Abbildung 3.4-5 dargestellt, wobei Z_{line} jetzt für die Impedanzen der Anschlusskabel steht.



3.4.8 Ergebnisse für einen zweiphasigen Fehler im Labortest

In Abbildung 3.4-9 sind der Ausgangsstrom und die Spannung des Umrichters dargestellt. Der Fehler führt zu einem Spannungsabfall, der die temporäre Stromregelung aktiviert. In weniger als 100ms erreicht der Regler die Sollwerte, und der Strom wird in seinem Grenzwert von 1 pu gehalten. Der VSM wird neu initialisiert, und es ist ein guter Übergang von der Stromregelung zur netzbildenden Regelung zu beobachten. Während des Fehlers speist die netzbildende Regelung denselben Strom ein wie zuvor die Stromregelung. Der Strom ist sinusförmig und bietet maximale Spannungsunterstützung. Nach der Fehlerbeseitigung ist die Stromregelung aktiv und bringt den Strom von vor dem Fehler zurück. Aufgrund des Inselbetriebs und der Lastcharakteristik dauert dieser Vorgang über eine halbe Sekunde. Danach wird der VSM erfolgreich re-initialisiert.

Wie in 3.4-10 zu sehen ist, ist auch bei langen Fehlern kaum eine Frequenzänderung zu beobachten. Hier zeigt sich, dass der Reinitialisierungsprozess und die Sollwertanpassung der netzbildenden Regelung einwandfrei funktionieren.

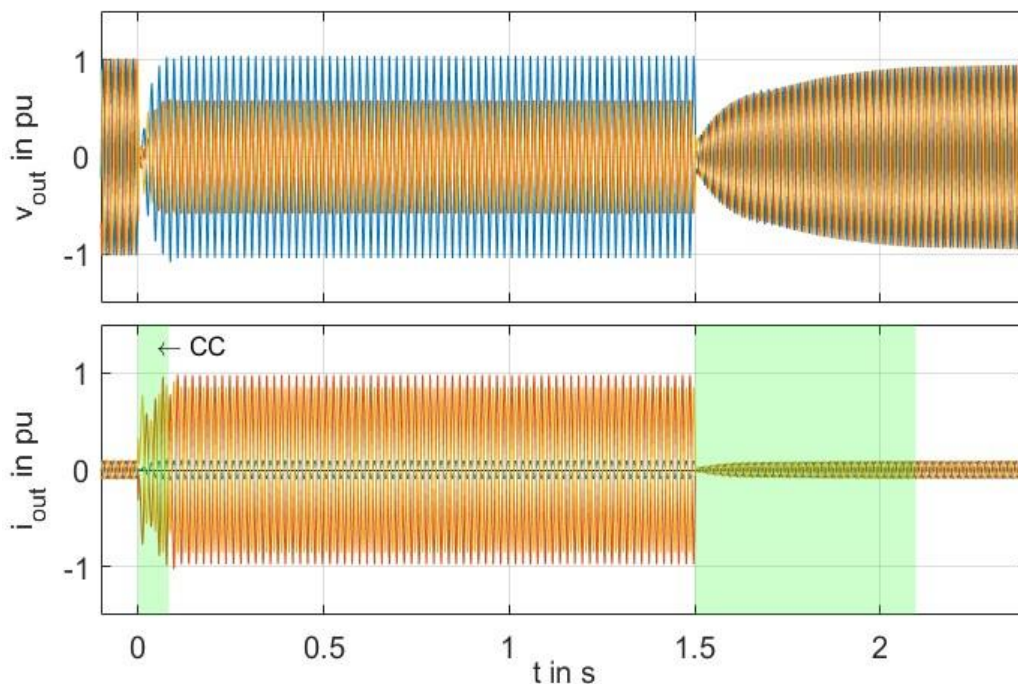


Abb. 3.4-9: Umrichterspannung und-strom bei einem zweiphasigen Fehler

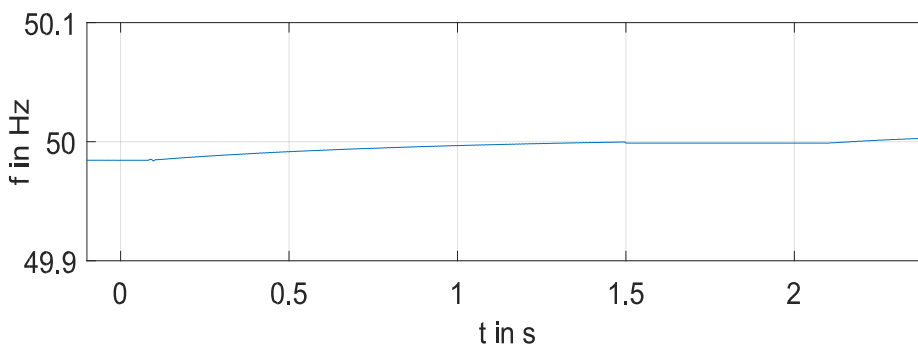


Abb. 3.4-10: Frequenz des virtuellen Rotors bei zweiphasigem Fehler



3.4.9 Zusammenfassung

Mit der hier vorgestellten Regelung konnte gezeigt werden, dass ein möglichst netzbildendes Verhalten im Fehlerfall möglich ist und trotzdem ein beliebiges Regelungsziel im Mit- und Gegensystem erreicht werden kann. Die eingespeisten Fehlerströme sind dabei sinusförmig. Im Gegensatz zu einer Synchronmaschine ist es möglich, Einfluss auf das Frequenzverhalten während des Kurzschlusses zu nehmen.

3.4.10 Literatur

- [1] Avdiaj, Eros; Are Suul, Jon; D'Arco, Salvatore; Piegari, Luigi (2020): A Current Controlled Virtual Synchronous Machine Adapted for Operation under Unbalanced Conditions. In: 2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA): IEEE.
- [2] Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia. Power System Inertia. Universität Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/11261>.
- [3] Duckwitz, Daniel; Welck, Friedrich; Glöckler, Christoph (2017): Operational behavior of the virtual synchronous machine. Online verfügbar unter <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/454481009.html>.
- [4] Teodorescu, Remus; Liserre, Marco; Rodríguez, Pedro (2011): Grid converters for photovoltaic and wind power systems. Chichester, West Sussey: Wiley IEEE. Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=5732788>.
- [5] Wiese, N.; Duckwitz, D.; Nuschke, M.; Zhang, Y.; Braun, M. (2021): Fault operation of grid-forming converters with focus on system stability: IET Digital Library. Online verfügbar unter <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/icp.2021.2485>.
- [6] Wiese, Nils; Zhang, Yonggang; Braun, Martin: New Current Limiting Control for Grid-Forming Converter under Unbalanced Faults. In: Wind&Solar Integration Workshop 2022.
- [7] Yazdani, Amirnaser; Iravani, Reza (2010): Voltage-sourced converters in power systems. Modeling, control, and applications. Hoboken, N.J.: IEEE Press/John Wiley.



3.5 Stabilität von gekoppelten Stromrichtern und supersynchrone Dämpfung

Peter Unruh

Zielsetzung und Hintergrund

Die Transformation des elektrischen Stromnetzes hin zu stromrichter-dominierten Netzen führt dazu, dass neue Frequenzbereiche angesprochen werden. Erstens führt die schnelle Taktung der Halbleiterelemente eines Stromrichters mit Spannungszwischenkreis zu hochfrequenten Spannungsstörquellen im Stromnetz. Diese Störung wird zwar durch geeignete Ausgangssinusfilter größtenteils gefiltert und minimiert, wiederum bringen die Filter zusätzliche dynamische Elemente ins System ein, die das Frequenzverhalten beeinflussen. Es können dadurch problematische Resonanzstellen auftreten, besonders, wenn viele Stromrichter elektrisch nah gekoppelt sind. Darüber hinaus bringen die Regelschleifen der Stromrichter weitere Dynamiken ins System ein. Typischerweise liegen diese Regelschleifen (PLL, Stromregler usw.) je nach Halbleitertechnologie und Leistungsklasse im zwei- bis dreistelligen Frequenzbereich. Zusammen mit den physischen Elementen des Netzes kann dies zu ungewollten Interaktionen führen.

Der Fokus in dieser Ausarbeitung liegt auf elektromagnetischen Schwingungen. Diese Schwingungsart basiert auf einer Strom-Spannungsbeziehung und lässt sich durch eine Impedanz ausdrücken. Der betrachtete Frequenzbereich ist der supersynchrone Frequenzbereich. Andere Schwingungsphänomene wie beispielsweise Pendelschwingungen, die auf einer Winkel-Wirkleistung-Beziehung beruhen, folgen einem anderen Prinzip und sind darum auch durch andere Maßnahmen zu bedämpfen. Elektromagnetische Schwingungen dagegen lassen sich im einfachen Sinn durch einen ohmschen Widerstand dämpfen, der durch Verlustwärme Energie aus dem System entzieht.

Ein wichtiger Aspekt für die Bewertung der Stabilität und Robustheit ist das Passivitäts-Kriterium. Es beinhaltet, dass wenn jedes Element des Stromnetzes passiven Charakter hat, dann ist das System zwingend stabil, unabhängig davon, wie komplex und vielteilig das Gesamtsystem ist (Harnefors et al. 2016a). Das jeweilige Element verhält sich dann stets wie ein positiver Verbraucher. Idealerweise soll das für den gesamten bzw. größtmöglichen Frequenzbereich gelten.

In digitalen Regelungsschleifen ist diese Vorgabe für den gesamten Frequenzbereich oft schwer oder gar nicht zu erreichen. Dies liegt an der Totzeit aufgrund von Mess- und Rechenverzögerungen und der Diskretisierung. Das Passivitätskriterium lässt sich über die resultierte Impedanz oder Admittanz des Stromrichters bestimmen. Ist der Realteil der Admittanz positiv bzw. ist der Phasengang stets zwischen -90° und $+90^\circ$, dann verhält sich das Element in dem Frequenzbereich passiv. Das Passivitätskriterium ist ein hinreichendes Stabilitätskriterium, aber kein notwendiges. Das bedeutet, dass bei Verletzung des Passivitätskriteriums nicht zwingend eine Instabilität vorliegt.

Die Leitthese lautet: Bringt jeder Stromrichter ein Mindestmaß an Zustände ins Gesamtsystem ein, sind diese Zustände an sich ausreichend gedämpft und verhält sich der Stromrichter passiv, dann ist auch die Summe von vielen Stromrichtern ausreichend robust bzw. stabil.

Forschungsansatz

Abbildung 3.5-1 zeigt das Thévenin-äquivalente Ersatzschaltbild eines Stromrichters. Als dynamische Elemente sind einmal die Spannungsquelle U_i , deren Grundschiwingung sich aus der Führungsübertragungsfunktion der netzbildenden Regelung ergibt, und die Innenimpedanz, die den Spannungsunterschied zwischen der inneren und äußeren Spannung abhängig vom Ausgangsstrom darstellt. Neben der physischen Innenimpedanz können darin auch sämtliche Regelungsschleifen gefasst sein, die eine Strom-Spannungsbeziehung herstellen.

Die resultierte Innenimpedanz kann einmal aus Sicht der Spannungsführung oder aus Sicht des Netzes betrachtet werden. Aus Sicht der netzbildenden Regelung wird eine ohmsch-induktive Koppelimpedanz im relevanten Frequenzbereich zugrunde gelegt. Dieser liegt für die netzbildende Regelung typischerweise in der Größenordnung von 0,5 Hz – 50 Hz. Das heißt die Dynamik der netzbildenden Spannungsführung liegt im subsynchronen Bereich.

Vom Netz aus betrachtet, sollte der Stromrichter zudem unempfindlich sein. Darunter ist zu verstehen, dass der Stromrichter hochohmig gegenüber hochfrequenten Anregungen ist. Es bedeutet, dass die Resonanzstellen ausreichend gedämpft sind.

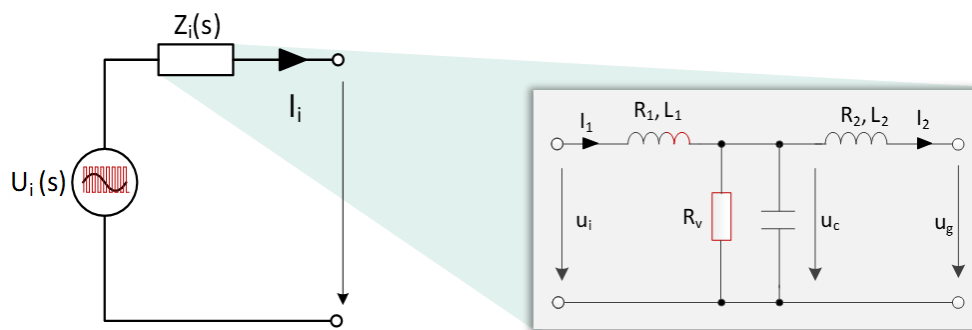


Abb. 3.5-1: Thévenin-äquivalenter Zweipol eines Stromrichters

Häufig wird die netzbildende Regelung in einer Kaskadenanordnung mit unterlagerten Reglern versehen (Qoria et al. 2020; D'Arco et al. 2015), um ein gutes Führungsübertragungsverhalten zu erhalten und gleichzeitig den hochdynamischen Filter zu bedämpfen. Zusammen mit den physischen Elementen bilden die Regelschleifen eine gemeinsame Ersatzinnenimpedanz aus, die sich durch eine Übertragungsfunktion oder einem Frequenzgang beschreiben lässt. Obwohl das transiente Verhalten und die Dämpfung verbessert werden kann, erhöht sich die Ordnung der Ersatzimpedanz, sodass weitere Resonanzen entstehen können. Zudem lässt sich das Führungsübertragungsverhalten und das effektive Impedanzverhalten schwer bestimmen. Das Verhalten kann nicht mehr direkt elektrischen Bauteilelementen zugeordnet werden, wodurch die Auslegung und die Analyse der übergeordneten Regelung erschwert oder weniger intuitiv wird.

Der hier verfolgte Forschungsansatz basiert auf dem *Virtual Circuit Control (VCC)* (Niyomsatian et al. 2016; Niyomsatian et al. 2020; Niyomsatian). Es fällt in die Rubrik der aktiven Dämpfung. Bei diesem Ansatz wird die Innenimpedanz des Stromrichters durch Emulation direkt geformt, beispielsweise so, dass Schwachstellen der physischen Elemente kompensiert oder optimiert werden. Wie in Rot dargestellt (Abbildung 3.5-1), können dazu entweder neue Elemente eingebracht oder physisch bestehende angepasst werden. Zusätzliche unterlagerte Strom oder Spannungsregler werden nicht verwendet. Ohne solche unterlagerten Regler wird die netzbildende Regelung als open-loop bezeichnet.

Umsetzung

Um das Impedanzverhalten des Stromrichters künstlich aufzuprägen, ist darauf zu achten, dass sich diese Methode auch stabil über einen weiten Frequenzbereich realisieren lässt. Wie bereits angeklungen, ist es das Ziel, ein Mindestmaß an Zuständen einzuführen, aber gleichzeitig eine ausreichende Dämpfung mit Passivitäts-Charakter zu erzielen.

Ausgangspunkt für das *Virtual Circuit Control* ist ein Referenz-Schaltkreis, wie beispielsweise in Abbildung 3.5-1 dargestellt. Die Zustandsdarstellung des Referenz-Schaltkreis wird mit der vorhandenen, physischen Zustandsbeschreibung verglichen. Durch gezielte Zustandsrückführung und Manipulation kann der physische Filterkreis dem Referenz-Schaltkreis angepasst werden. Im Idealfall verhält sich der physische Schaltkreis zusammen mit dem virtuell emulierten Anteil dann wie das gewünschte Referenzsystem. Da es sich hier jedoch um eine digitale Regelungsschleife handelt, kann es durch die Laufzeit-Verzögerung oder Messrauschen zu Verzerrungen kommen. Besonders die Laufzeitverzögerungen führen in höheren Frequenzbereichen zu großen Winkelverschiebungen zwischen Eingangs- und Ausgangssignal.

Zu diesem Zweck wird hier ein Kalman-Filter eingesetzt, der die Zustandsgrößen optimal ermittelt. Die Grundlagen des Kalman-Filters können (Welch und Bishop) entnommen werden. Er gilt allgemein als optimaler Filter, der die verrauschten Messsignale optimal mit der Prädiktion aus dem Zustandsraummodell verknüpft. Um den Kalman-Filter optimal aufzusetzen, wird die Kenntnis der Mess- und Prozessrauschen vorausgesetzt. Aus den Messdaten kann das Messrauschen mit rund 0,001 pu angegeben werden. Das Prozessrauschen hingegen lässt sich weniger direkt ermitteln. In (Perez-Estevéz et al. 2018) wird die Kovarianz des Prozessrauschens im Zusammenhang eines Sinusfilters untersucht und ein Wert von 0.001 pu vorgeschlagen (Perez-Estevéz et al. 2020).

Die Kovarianz des Messrauschens N und des Prozessrauschens Q geben allgemein an wie stark der Prädiktion vertraut wird bzw. die erhaltenen Messwerte in den Algorithmus einfließen und gewichtet werden. Sie dienen auch als Parameter, um die Geschwindigkeit und Robustheit des Kalman-Filters auszulegen.



Der digitale Kalman-Filter nutzt aus, dass aus den vorherigen Messwerten anhand eines Zustandsraummodells Kenntnis über die aktuellen Werte besteht. Diese prädizierten Werte werden mit den erhaltenen Messwerten verglichen und entsprechend dem Algorithmus gewichtet. Das Zustandsraummodell für die Prädiktion wird wie folgt beschrieben:

$$x_{k+1}^{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_p & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_p & \mathbf{0} \end{bmatrix} x_k^{\alpha\beta} + \begin{bmatrix} \mathbf{G}_i \\ \mathbf{J}_i \end{bmatrix} u_{k,i}^{\alpha\beta} + \begin{bmatrix} \mathbf{G}_o \\ \mathbf{J}_o \end{bmatrix} u_{k,o}^{\alpha\beta} \quad (1)$$

mit

$$\mathbf{F}_p = \begin{bmatrix} e^{T_s A_p} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & e^{T_s A_p} \end{bmatrix} \quad \mathbf{H}_p = \begin{bmatrix} 1/T_s (e^{T_s A_p} - \mathbf{I}) \mathbf{A}_p^{-1} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & 1/T_s (e^{T_s A_p} - \mathbf{I}) \mathbf{A}_p^{-1} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{G}_{i,o} = \begin{bmatrix} (e^{T_s A_p} - \mathbf{I}) \mathbf{A}_p^{-1} \mathbf{B}_{i,o} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & (e^{T_s A_p} - \mathbf{I}) \mathbf{A}_p^{-1} \mathbf{B}_{i,o} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{J}_{i,o} = \begin{bmatrix} \left((1/T_s (e^{T_s A_p} - \mathbf{I}) \mathbf{A}_p^{-1}) \mathbf{A}_p^{-1} - \mathbf{I} \right) \mathbf{A}_p^{-1} \mathbf{B}_{i,o} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \left((1/T_s (e^{T_s A_p} - \mathbf{I}) \mathbf{A}_p^{-1}) \mathbf{A}_p^{-1} - \mathbf{I} \right) \mathbf{A}_p^{-1} \mathbf{B}_{i,o} \end{bmatrix}$$

und

$$\mathbf{A}_p = \begin{bmatrix} 0 & 1/C & -1/C \\ -1/L_1 & -(R_{L1} + R_C)/L_1 & R_{L1}/L_1 \\ 1/L_2 & R_{L2}/L_2 & -(R_{L2} + R_C)/L_2 \end{bmatrix} \quad \mathbf{B}_o = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1/L_2 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{B}_i = \begin{bmatrix} 0 \\ 1/L_1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Darin ist einmal das Zustandsmodell des LCL-Sinusfilters inklusive von parasitären resistiven Anteilen enthalten sowie die Dynamik der Messwernerfassung. Die Messwernerfassung erfolgt anhand eines Sigma-Delta Wandlers. Er mittelt den Bitstream über einen Taktzyklus, sodass die erhaltenen Werte eine Mittelung über den Taktzyklus ergeben. Diese Verzögerung bzw. Dynamik findet sich im Model durch zusätzliche Zustandsgrößen wieder.

Der digitale Kalman-Beobachter ist ein rekursiver Algorithmus, wo die Zustandswerte einen Taktschritt voraus enthalten sind. Dieser Sachverhalt wird hier ausgenutzt, um die Laufzeitverzögerung stückweise zu kompensieren. Die Berechnungsvorschrift lautet wie folgt:

$$\hat{x}_{k+1}^{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_p & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_p & \mathbf{0} \end{bmatrix} \hat{x}_k^{\alpha\beta} + \begin{bmatrix} \mathbf{G}_i \\ \mathbf{J}_i \end{bmatrix} u_{i,k}^{\alpha\beta} + \begin{bmatrix} \mathbf{G}_o \\ \mathbf{J}_o \end{bmatrix} u_{o,k}^{\alpha\beta} + K(\hat{m}_k^{\alpha\beta} - m_k^{\alpha\beta}) \quad (2)$$

worin m_k die erhaltenen Messgrößen des LCL-Filters, K die stationäre Kalmanverstärkung darstellen. Die stationäre Kalmanverstärkung wird vorab über einen Algorithmus ermittelt (vgl. (Perez-Estevez et al. 2018)).

Der Hintergrund und technische Zusammenhang der Laufzeitverzögerung soll anhand von Abbildung 3.5-2 verdeutlicht werden.

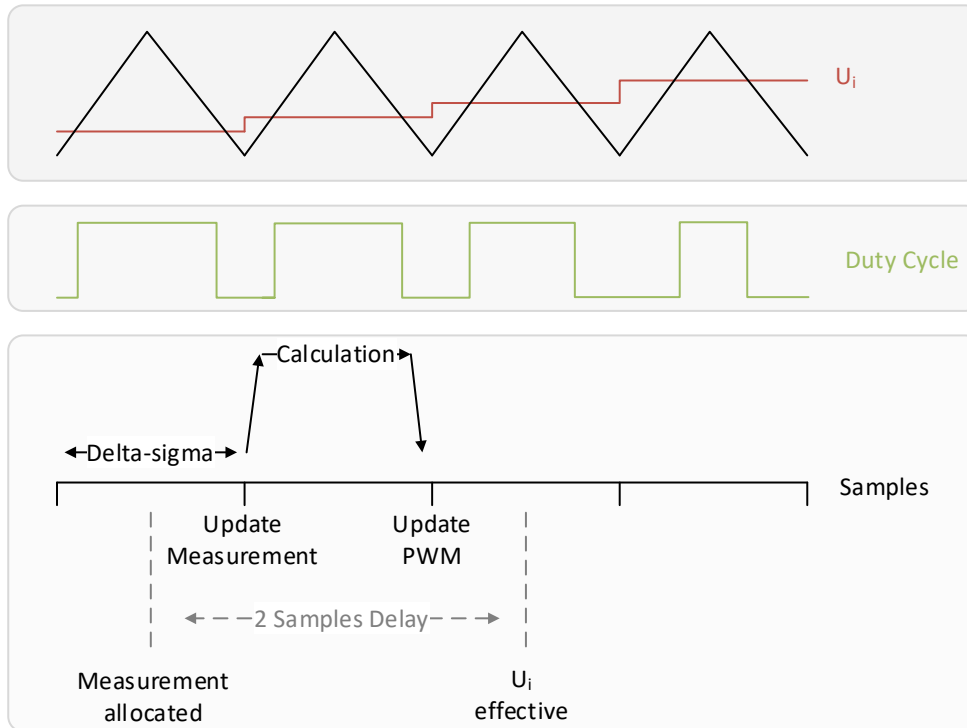


Abb. 3.5-2: Abtastung und Laufzeitenverzögerung

Die abgetasteten Messwerte werden über einen Delta-Sigma-Wandler gewonnen. Aufgrund der intrinsischen Mittelung über einen Taktzyklus entspricht der übermittelte Wert annähernd genau dem Wert in der Mitte des Taktzyklus. Der erhaltene Messwert liegt also einen halben Takt zurück. Daraufhin folgt der Berechnungsprozess für den nächsten Stellwert, sodass dieser am Ende des Taktzyklus angewendet wird. Aufgrund der Abtast-Halte-Verzögerung ist dieser neue Stellwert wiederum einen halben Taktzyklus später wirksam.

Durch gezielte Zustandsrückführung der gemäß (2) gewonnenen Werte soll die Stellspannung manipuliert werden, um ein gewünschtes Impedanzverhalten zu emulieren. Im nächsten Schritt wird die dafür benötigte Zustandsrückführung ermittelt. Ausgehend von dem Zustandsmodell des LCL-Filters (ohne parasitäre Widerstände)

$$\dot{x} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 1/C & -1/C \\ -1/L_1 & 0 & 0 \\ 1/L_2 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_A \underbrace{\begin{bmatrix} u_c \\ i_1 \\ i_2 \end{bmatrix}}_{B_i} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 1/L_1 \\ 0 \end{bmatrix}}_{B_i} u_i - \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1/L_2 \end{bmatrix}}_{B_o} u_g \quad (3)$$

und der Berechnungsvorschrift

$$u_i = -\underbrace{\begin{bmatrix} f_1 & f_2 & f_3 \end{bmatrix}}_F \underbrace{\begin{bmatrix} u_c \\ i_1 \\ i_2 \end{bmatrix}}_{x} + f_i u_s + f_o u_g \quad (4)$$

soll folgendes Referenz-Zustandsmodell erreicht werden (vgl. Abbildung)

$$\dot{x}_r = \underbrace{\begin{bmatrix} -1/CR_p & 1/C & -1/C \\ -1/L_1 & 0 & 0 \\ 1/L_2 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{A_r} \underbrace{\begin{bmatrix} u_{r,c} \\ i_{r,1} \\ i_{r,2} \end{bmatrix}}_{B_{i,r}} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 1/L_1 \\ 0 \end{bmatrix}}_{B_{i,r}} u_i - \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1/L_2 \end{bmatrix}}_{B_{o,r}} u_g \quad (5)$$

Durch diese strukturelle Änderung ergibt sich auch eine Anpassung der Zustandsgrößen, da i_1 nicht länger nur den Kondensatorstrom und den Ausgangsstrom enthält, sondern auch den Strom in R_v . Es muss also eine Ähnlichkeitstransformation erfolgen, die die gemessenen Zustandsgrößen an die neue Struktur angleicht.



Mit der Transformationsmatrix

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1/R_v & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \text{ bzw. } \mathbf{T}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1/R_v & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (6)$$

und der Zustandsrückführung ergibt sich die nachfolgende Zustandsraumdarstellung (Niyomsatian):

$$\dot{\mathbf{z}} = \underbrace{(\mathbf{TAT}^{-1} - \mathbf{TB}_i\mathbf{FT}^{-1})}_{\mathbf{A}_z} \mathbf{z} + \underbrace{\mathbf{TB}_i f_i}_{\mathbf{B}_{z,i}} u_s + \underbrace{\mathbf{T}(\mathbf{B}_i f_o - \mathbf{B}_o)}_{\mathbf{B}_{z,o}} u_g \quad (7)$$

$$\mathbf{A}_z = \begin{bmatrix} -1/(CR_v) & 1/C & -1/C \\ -\frac{1}{L_1} - \frac{1}{CR_v^2} + \frac{f_1}{L_1} + \frac{f_2}{R_v L_1} & \frac{1}{CR_v} - \frac{f_2}{L_1} & -\frac{1}{CR_v} - \frac{f_3}{L_1} \\ 1/L_2 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$\mathbf{B}_{i,z} = \begin{bmatrix} 0 \\ f_i/L_1 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{B}_{o,z} = \begin{bmatrix} 0 \\ -f_o/L_1 \\ -1/L_2 \end{bmatrix}$$

Ein Vergleich der Matrizen in (8) mit (5) bestimmt, wie die Rückführparameter aus (4) zu wählen sind, um das gewünschte Referenz-Impedanzverhalten zu erhalten. Es ergibt sich:

$$f_3 = -\frac{L_1}{R_v C}; \quad f_2 = \frac{L_1}{R_v C}; \quad f_1 = 0 \quad (9)$$

$$f_i = 1; \quad f_o = 0$$

Mit der Berechnungsvorschrift (4) und den Werten aus (9) kann die Stellspannung u_i so manipuliert werden, dass ein paralleler Dämpfungswiderstand gemäß Abbildung 3.5-1 emuliert wird. In der kontinuierlichen Realisierung wäre damit eine ideale Realisierung möglich. Durch die bereits beschriebenen digitalen Regelungsschleifen und der damit verbundenen Laufzeitverzögerung kommt es vornehmlich bei hohen Frequenzen zu einer Abweichung vom gewünschten Verhalten. Das drückt sich in erster Linie im Verlust der Passivität aus. Der eingesetzte Kalman-Filter wirkt sich dabei günstig aus und kann die Verzögerung potenziell bis hin zu einer Dauer von einem Takt kompensieren.

Zur Bewertung der Umsetzung wurde ein Frequenztool eingesetzt, das den Frequenzgang zum laufenden Normalbetrieb des netzbildenden Stromrichters bildet. Dazu wird ein Durchlauf von hochfrequenten Spannungssignalen aufgeprägt und in Beziehung zur der resultierenden Stromantwort gesetzt. Der so gewonnene Impedanzverlauf gibt Aufschluss über das Dämpfungsverhalten und der Passivität. Umgesetzt wurde ein paralleler Widerstand von 2Ω (vgl. Abbildung 3.5-1). Ebenfalls sind alle Anteile der Laufzeitverzögerung gemäß Abbildung 3.5-2 in der Modellumgebung repräsentiert.

Abbildung 3.5-3 zeigt den Frequenzgang von außen in den Stromrichter hinein betrachtet. Zu sehen ist, dass die ausgeprägte Resonanzstelle durch das *Virtual Circuit Control* deutlich gedämpft werden kann. Aufgetragen ist auch der angesetzte Referenz-Schaltkreis gemäß Abbildung 3.5-1 (mit R_v von 2 Ohm). Es wird eine gewisse Abweichung rund um die Resonanzstelle erkennbar. Ursache liegt in der diskontinuierlichen Umsetzung der Regelschleife. Die Laufzeitkompensation durch den Kalman-Filter kann die aktive Dämpfungsschleife zwar stabilisieren, aber die Verzögerung nicht vollständig kompensieren. Die verbliebene Phasenverschiebung verändert das aufgeprägte Impedanzverhalten. Sichtbar wird das auch am Verlust der Passivität ab 4000 Hz .

Sofern in diesem Bereich keine schwach gedämpften Resonanzstellen liegen, tritt keine Instabilität auf. Es sei auch hervorgehoben, dass ohne Kompensation durch den Kalman-Filter die aktive Dämpfung bereits selbst instabil ist, da sich der Verlust der Passivität, bis auf Frequenzbereiche erstreckt, in der die Resonanzstelle des internen LCL-Filters liegt.

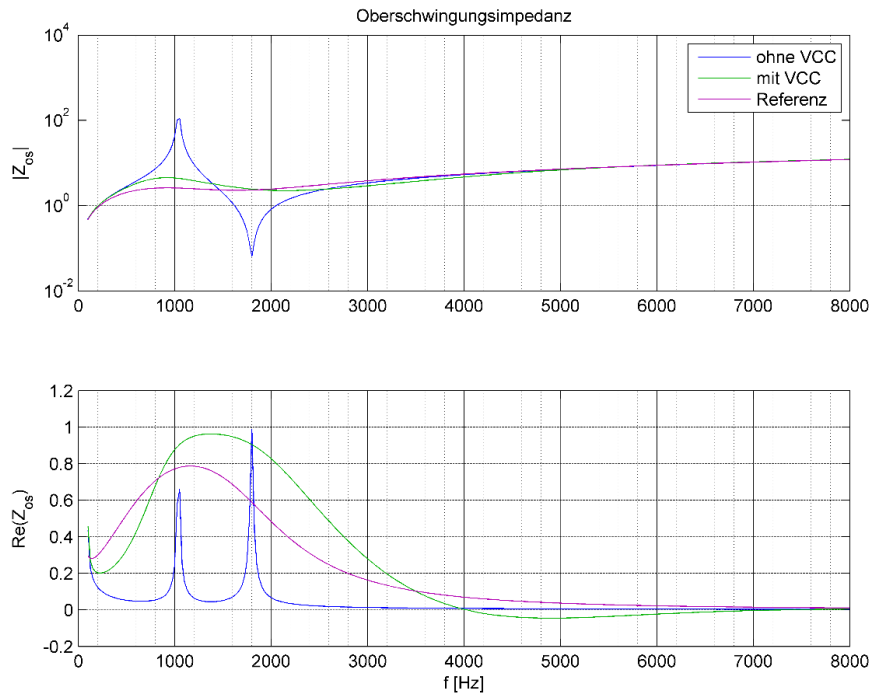


Abb. 3.5-3: Frequenzgang des Stromrichters in Amplitude und Realteil als Maß für die Passivität

Weiter ist in Abbildung 3.5-4 der Frequenzgang bei Veränderung der Netzimpedanz (Short-Circuit-Ratio (SCR)) oder der Filterparameter vom angenommenen Nominal zu sehen. Insgesamt wird deutlich, dass das Verfahren robust gegenüber Abweichungen der Systemparameter ist. Veränderungen im Betrag der Netzimpedanz nehmen hier nahezu keinen Einfluss. Eine Änderung der Filterparameter um $\pm 10\%$ verschiebt lediglich die Kurven entsprechend anderer Filterwerte, aber ändert nicht den grundsätzlichen Charakter der Kurve oder wirkt sich negativ auf die Passivität aus.

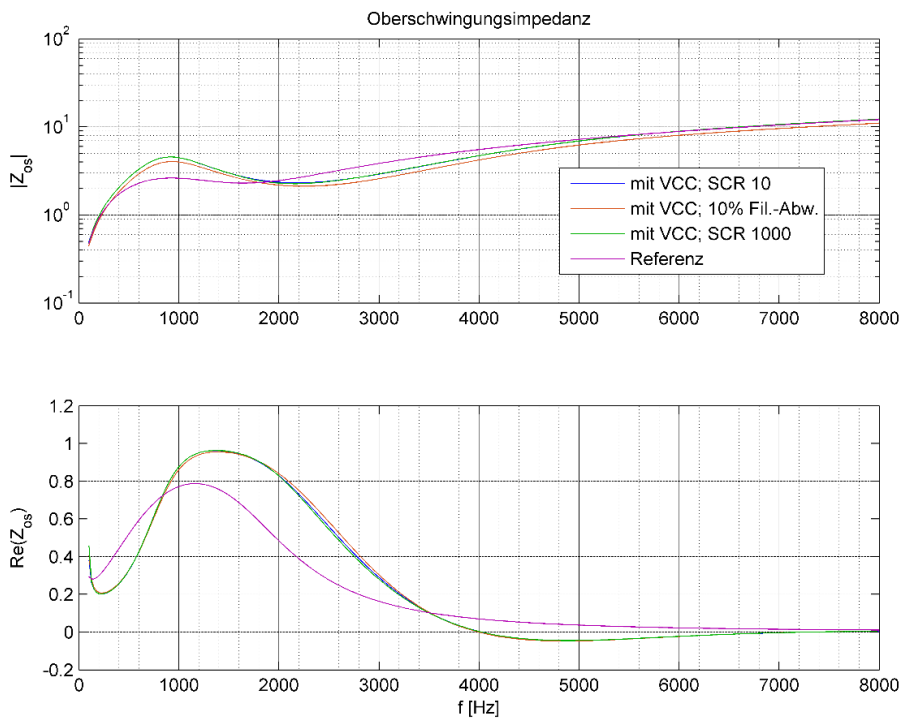


Abb. 3.5-4: Frequenz der Impedanz des Stromrichters mit VCC und veränderter Netzimpedanz und Parameterabweichungen des LCL-Filter



3.6 Zusammenwirken von spannungs- und stromeinprägenden Stromrichtern

Yonggang Zhang

3.6.1 Einleitung Schwingungsstabilität

Die Uni Kassel analysiert in diesem Arbeitspaket die Wechselwirkungen von netzbildenden und stromgeführten Wechselrichtern auf die Regelung von Synchrongeneratoren. Dabei erfolgt insbesondere eine Gegenüberstellung der darstellbaren Effekte mittels Kleinsignal-Analyse und EMT-Simulationen.

Abb. 3.6-1 stellt eine Übersicht zur Dynamik von Synchronmaschine (SM) sowie netzfolgenden Wechselrichtern (NFWR) und netzbildenden Wechselrichtern (NBWR) dar. Da sich die Dynamik von Synchronmaschinen in der Zeitskala von 10 Millisekunden bis zu einigen Sekunden mit den langsamen Regelungen von Wechselrichtern überschneidet, könnten negative Wechselwirkungen aus der Flussdynamik und Erregungssystem (AVR und PSS) von Synchronmaschinen und der Leistungsregelung, PLL und inneren Regelkreisen von Wechselrichter hervorgerufen werden.

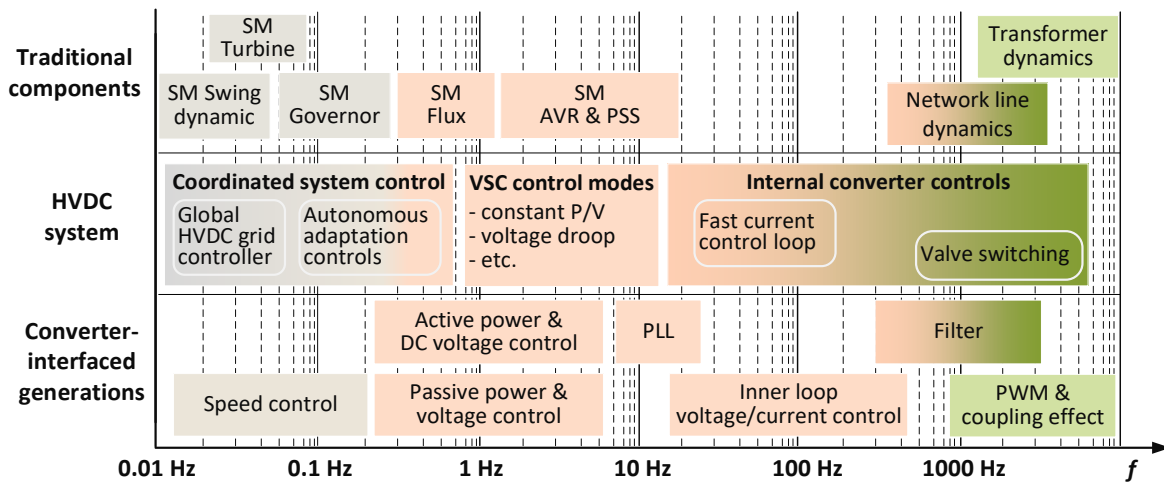


Abb. 3.6-1: Übersicht zur Dynamik von Synchronmaschinen und Wechselrichtern einschließlich HVDC

Eine Übersicht über die Untersuchungen zur Schwingungsstabilität aus nachteiligen Wechselwirkungen ist in Tabelle 3.6-1 dargestellt.

Tabelle 3.6-1: Übersicht über die Untersuchung

Untersuchtes Stabilitätsphänomen	Resonanz- oder Schwingungsstabilität
Verwendete Netzmodelle	ÜNB-Testmodell / HVDC-Testmodell
Verwendete Anlagenmodelle	Detaillierte Dynamikmodelle für netzfolgende Wechselrichter, netzbildende Wechselrichter (VSM) und Synchronmaschine
Untersuchungsmethode und ggf. Zeitbereich	EMT-Simulation und Impedanz-basierte Analysemethode, einige wenige Sekunden nach Netzstörungen

3.6.2 Zusammenwirken von Wechselrichter mit Synchronmaschine

Mit der erhöhten Durchdringung von wechselrichterbasierten Ressourcen (IBRs) im elektrischen Stromnetz, geht ein breites Spektrum an potenziellen Stabilitätsproblemen aufgrund der Wechselwirkungen zwischen



IBRs und Stromnetz über verschiedene Zeitbereiche einher. Die hohe flächendeckende Verteilung stellt eine Herausforderung für den Betrieb des künftigen wechselrichterdominierten Stromnetzes dar.

Die Kleinsignalstabilität eines Netzes kann gewährleistet werden, solange alle netzgekoppelten Komponenten passiv sind, d.h. ihre Impedanzen positiv-reell sind. Dies wird in (Harnefors et al. 2016b) als dezentralisierte Stabilität bezeichnet. Es ist ein hinreichendes Kriterium, aber nicht zwingend notwendig. Es eignet sich somit besonders, um Instabilitäten einer einzelnen Anlage mit dem Netz auszuschließen. Das Passivitätskriterium ist kann vermutlich nicht für das gesamte operative Frequenzspektrum erfüllt werden. Dies gilt besonders für niedrige Frequenzen, wo die äußeren Regelkreise (z. B. PLL, DC-Spannungsregelung, droop-basierte Synchronisierung etc.) dominieren (Gu und Green 2022), (Wen et al. 2016), (Li et al. 2021). Die unvermeidliche negative Dämpfung um die Grundfrequenz herum ist eng mit dem Synchronisierungsmechanismus und seiner Wechselwirkung mit den anderen Regelungsfunktionalitäten in jeder Art von Erzeugungskomponente verbunden, jedoch wurde die zugrunde liegende Ursache für einen solchen negativen Widerstandseffekt in der Literatur nicht ausreichend geklärt (Wang et al. 2020). Auf der obigen Grundlage könnte eine allgemeine Spezifikation der Passivität für netzbildende Wechselrichter (NBWR), die Wechselwirkungen und Kleinsignalinstabilitäten prinzipiell vermeidet, nicht oder sehr schwierig zu erfüllen sein (Christensen et al. 2020). Die Passivität über alle Frequenzen ist wünschenswert und wird von den deutschen ÜNB in einem Whitepaper vorgeschlagen. Die chinesische technische Spezifikation für Impedanz-Eigenschaften von Windparks (2021) (National Energy Administration of China) fordert deshalb lediglich eine Bandbreitenbegrenzung (2,5 - 1000 Hz), über die Windparks und das jeweils angeschlossene Netz (als ein geschlossenes System) Passivität mit einem gewissen Sicherheitsspielraum aufweisen sollte (die Notwendigkeit eines Sicherheitsspielraums wird weiter unten diskutiert).

Darüber hinaus sind aufgrund der asymmetrischen Regelungen in netzgekoppelten Wechselrichter die AC-Impedanzen in Mit- und Gegensystem typischerweise gekoppelt, insbesondere für den Frequenzbereich unterhalb von 100 Hz [9] und [10]. Daher ist es notwendig, eine Impedanz-Matrix (zweiter Ordnung) zu verwenden, um das Multi-Input-Multi-Output (MIMO)-System darzustellen und seine Passivität zu bewerten. Um das Ziel der Passivitätsbewertung zu erreichen, besteht eine allgemeine Methode darin, das MIMO-System (dargestellt durch die Impedanz-Matrix) in mehrere unabhängige SISO-Systeme (Single-Input-Single-Output) umzuwandeln und die Passivität der SISO-Äquivalente zu bewerten [9] und [10]. Allerdings beinhaltet die Transformation von MIMO zu SISO-Äquivalenten nicht nur die nichtdiagonalen Terme der MIMO-Impedanz-Matrix, sondern auch die Impedanzen des externen Netzes [9] und [10]. Daher ließe sich eine allgemeine Einschätzung auf die Passivität eines Wechselrichters oder eines wechselrichterbasierten Kraftwerks unabhängig von seinem Netzanschluss nicht in diesem Sinne erreichen. Dies erklärt auch, warum der implementierte Impedanz-Standard in China (National Energy Administration of China) den äquivalenten Netzanschluss verwendet, der das reale externe Netz eines Windparks darstellt, um die Stabilitätsrisiko des geschlossenen Systems am Verknüpfungspunkt zu bewerten. Darüber hinaus ist eine einfache allgemeine Bewertung der Passivität eines HGÜ-Wechselrichters aufgrund von Multiport-Eigenschaften auch nicht realistisch (Zhang et al. 2022).

Auf obiger Grundlage sollte die Robustheit der Wechselrichter-Regelung besser bewertet werden, indem der Regelkreis geschlossen wird, d. h. innerhalb eines Systems. In unserer Fallstudie zu dem Zusammenwirken von Synchronmaschine (SM) mit wechselrichterbasierten Ressourcen (IBRs) bei Teilnetzbildung, werden einerseits die dq-Frame-2x2-Impedanzmatrizen von SM und IBR unter Berücksichtigung sowohl netzfolgende Wechselrichter (NFWR) und netzbildende Wechselrichter (NBWR) abgeleitet und durch EMT-Simulationen validiert (siehe Abbildung 3.6-2), und andererseits werden die Systemstabilität durch Impedanz-basierte Methode und EMT-Simulationsanalyse bewertet. Beachten Sie, dass die Impedanz-Matrizen in dq- und Sequenz-Formen durch lineare Transformation und Frequenzverschiebung äquivalent zueinander transformiert werden können (Zhang et al. 2020). Die dq-Frame-Impedanz wird gewählt, da die Regelungsverfahren in dq-Frame realisiert werden und die Impedanz im dq-Frame abgeleitet wird. Für die Systemanalyse sollten alle dq-Frame-Impedanzen von dem lokalen dq-Frame zu einem definierten globalen dq-Frame rotiert werden. Details zum Testsystem (siehe Abbildung 3.6-2) und Analyseergebnisse sind in der geplante Veröffentlichung (Zhang et al. under review) dokumentiert.

Das NFWR-Regelungsverfahren besteht hauptsächlich aus einem Phasenregelkreis (PLL), Leistungsregelungen der äußeren Schleife, Stromregelungen der inneren Schleife, sowie Spannungs- und Frequenzunterstützungsregelungen. Das NBWR-Regelungsverfahren basiert auf dem Schema der virtuellen Synchronmaschine (VSM), das zusätzlich mit einer virtuellen Schaltung/Impedanz (zur Dämpfung der Synchronschwingung), einer Winkelvorsteuerung (zur Dämpfung des Swing-Modus) und einer aktiven LC-Dämpfung (zur



Abschwächung der LC-Filterresonanz) konfiguriert ist (D. Duckwitz et al. 2019). Es gibt keine innere Regel-
schleife in dem verwendeten Regelungsverfahren für NBWR. Aus Abbildung 6.3-2 können wir die Ein-
flüsse verschiedener Regelungsfunktionalitäten auf die Impedanz-Eigenschaften von NFWR und NBWR
deutlich beobachten. Bei NFWR hat entweder die f-Unterstützung oder die u-Unterstützung einen deutlichen
Einfluss auf die Impedanzen bis zu Dutzenden von Hz, während bei NBWF nur die Winkelvorsteuerung
einen deutlichen Einfluss auf die Impedanz zwischen 1-10 Hz um Grundfrequenz hat. Wenn wir die
Impedanzen von NFWR und NBWR vergleichen, können wir große Unterschiede in ihren Impedanz-
Amplituden nämlich $|Z_{dd}|$, $|Z_{dq}|$, $|Z_{qd}|$ oder $|Z_{qq}|$, beobachten, was zu unterschiedlichen dynamischen Moden
führt oder die Frequenzen dynamischer Moden im System verschieben kann. Außerdem haben NFWR und
NBWR einen sehr großen Unterschied im Winkel von Z_{qq} zwischen 1 und 10 Hz. Bei NFWR liegen die Im-
pedanzen überwiegend im negativen Widerstandsbereich ($\angle Z_{qq} > 90^\circ$ oder $\angle Z_{qq} < -90^\circ$), während bei
NBWR die Impedanzen überwiegend im positiven Widerstandsbereich ($90^\circ < \angle Z_{qq} < 90^\circ$) liegen, außer
wenn die Winkelvorsteuerung nicht vorhanden ist. Es sollte beachtet werden, dass negativer Widerstand
anfällig für Schwingungsinstabilität ist. Trotzdem sollte bei der Bewertung der Gesamtpassivität eines
Wechselrichters alle Impedanz-Terme der dq-Impedanz-Matrix, die durch nichtdiagonale Terme gekoppelt
ist, berücksichtigt werden.

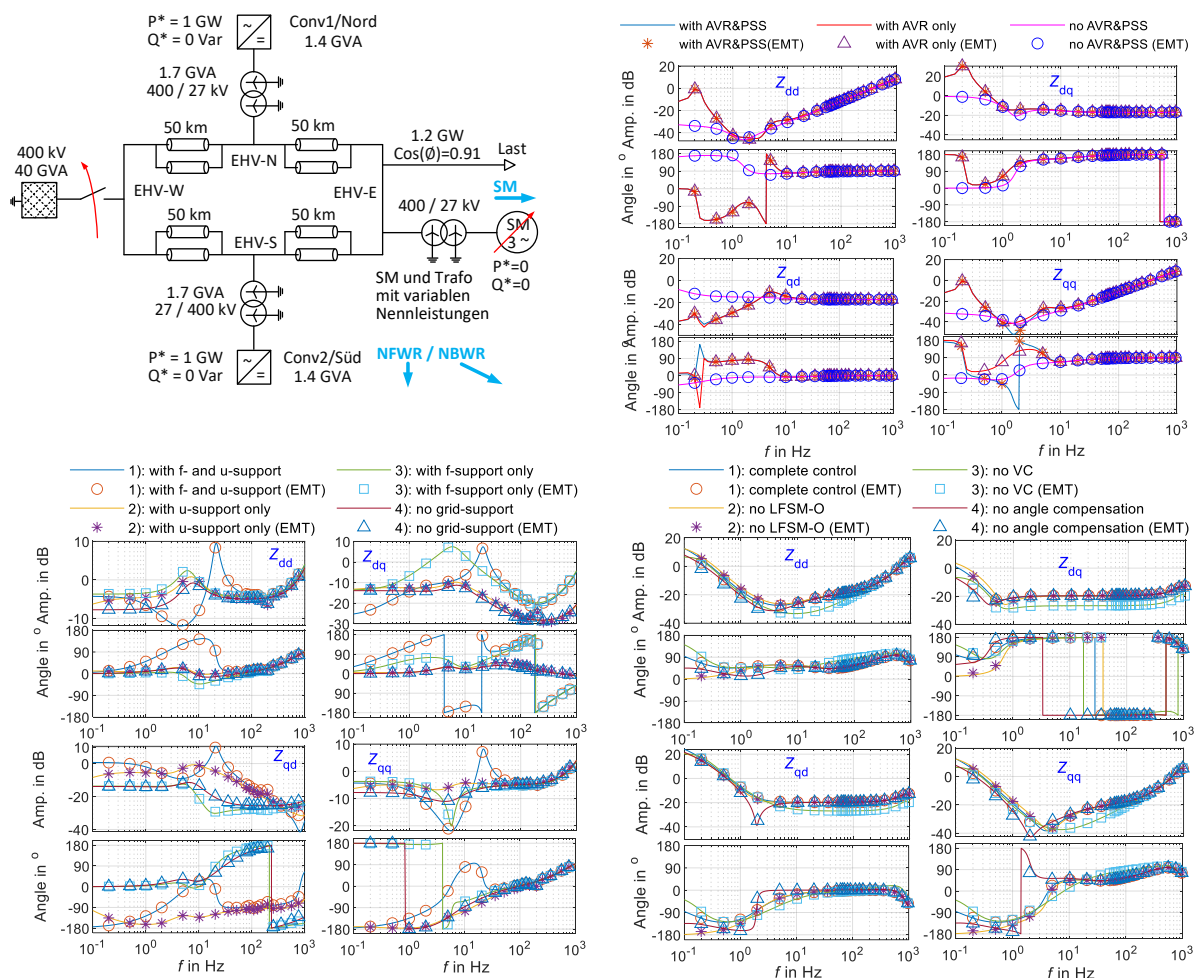


Abb. 3.6-2: Verwendetes Testsystem (oben links) und Vergleich von analytischen und gemessenen Impedanzen aus EMT-Simulationen für SM (oben rechts), NFWR (unten links) und NBWR (unten rechts).

In der folgenden Fallstudie wird das Zusammenwirken von NFWR und NBWR sowie Synchronmaschinen
im Falle der Systemtrennung mittels Kleinsignal-Stabilitätsanalyse und EMT-Simulationsanalyse untersucht.
Die analytische Methode kann Schwingungsfrequenz, Stabilitätsgrenze sowie Schwingungsquelle identif-
zieren. Die EMT-Simulationsanalyse hat hingegen den Vorteil der realitätsnahen Abbildung und Beobach-
tung des Schwingungsphänomens. Für das Testsystem in Abbildung 3.6-2, wird die SM als rotierender
Phasenschieber betrieben, und ist der Leistungsexport von diesem Netz ins externe Netz im Normalbetrieb
40%. Die Größe der SM wurde geändert, um unterschiedliche Durchdringungsgrade von WR zu realisie-
ren. Für alle Testscenarien in der Fallstudie gilt, die Inselnetzbildung erfolgt bei 10 s und das Symbol η



bezeichnet den WR-Durchdringungsgrad. Unterschiedliche WR-Regelverfahren wurden berücksichtigt. Für die Szenarien, in welchem beide IBRs des Testsystems NFWR sind, werden die EMT-Simulationsergebnisse bei SM mit oder ohne AVR&PSS und unter Berücksichtigung verschiedener Durchdringungsgrade von IBRs (wie durch η gekennzeichnet) in Abbildung 3.6-3 dargestellt. Die Teilabbildung links zeigt die PLL-Frequenz eines NFWRs und die Spannung an dem Knoten für EHV-W, wenn SM mit AVR&PSS konfiguriert ist. Bei $\eta=80\%$ oder $\eta=90\%$, können sowohl Frequenzinstabilität als auch Schwingungsinstabilität beobachtet werden. Gemäß den deutschen Netzanschlussregeln müssen alle Erzeugungseinheiten im Frequenzbereich ab 52,5 Hz vom Netz getrennt werden, und die meisten Erzeugungseinheiten können im Frequenzbereich zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz noch angeschlossen bleiben. Wir wollen also sicherstellen, dass die Frequenz auf keinen Fall größer als 52,5 Hz ist und das System schwingungsstabil ist. Für die 80 %- und 90 %-Szenarien wird das Frequenzband verlassen. Wenn wir jedoch das Erregungssystem (AVR&PSS) der SM deaktivieren (siehe Teilabbildung rechts), gibt es keine Schwingung mehr über alle Durchdringungsszenarien hinweg, wie in der rechten Teilabbildung dargestellt. Jedoch fällt die Spannung bei hohem Durchdringungsgrad unter 0,9 pu, weil die Spannungsstützung durch die SM wegfällt.

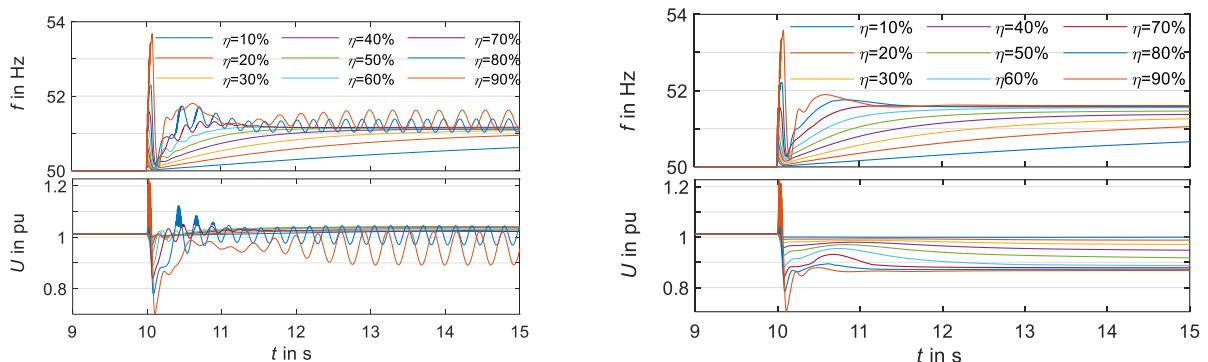


Abb. 3.6-3: Simulationsergebnisse mit NFWR und SM: EMT-Messungen über alle Durchdringungsszenarien (links), EMT-Messungen bei SM ohne AVR & PSS (rechts).

Dann werden die beobachteten Schwingungsphänomene durch Modal-Impedanz-Analyse (Zhang et al. 2022) bewertet. Die Methode wird, wie folgt, kurz wiederholt. Gemäß den Netzkomponentenverbindungen und der grundlegenden Schaltungstheorie kann das System durch $\dot{\mathbf{i}}_N = \mathbf{Y}_{NN} \mathbf{u}_N$ beschrieben werden, wobei \mathbf{u}_N den Spannungsvektor der Netzknoten bezeichnet, \mathbf{Y}_{NN} die Knotenadmittanzmatrix des Systems bezeichnet und $\dot{\mathbf{i}}_N$ den eingespeisten Stromvektor der Netzknoten bezeichnet. Der Subskript N bezeichnet das Knotenkoordinatensystem und dabei die Anzahl der Netzknoten multipliziert mit 2, da jeder Netzknoten eine d- und eine q-Komponente hat. Da $\dot{\mathbf{i}}_N = \mathbf{Y}_{NN} \mathbf{u}_N$ ein physikalisch gekoppeltes System beschreibt, wird die Matrix-Entkopplungsmethode verwendet, um die Systembeschreibung von einem Knotenkoordinatensystem in ein modales Koordinatensystem umzuwandeln, die durch $\dot{\mathbf{i}}_M = \mathbf{Y}_M \mathbf{u}_M$ dargestellt wird. $\mathbf{Y}_M = \mathbf{T}_N^{-1} \mathbf{Y}_{NN} \mathbf{T}_N$ ist eine diagonale modale Admittanzmatrix, die diagonalen Elemente von \mathbf{Y}_M sind die Eigenwerte von \mathbf{Y}_{NN} , und \mathbf{T}_N bezeichnet die linke Eigenvektormatrix von \mathbf{Y}_{NN} . Dann haben wir $\mathbf{u}_N = \mathbf{T}_N \mathbf{u}_M$ und $\dot{\mathbf{i}}_N = \mathbf{T}_N \dot{\mathbf{i}}_M$ für die Abbildung der beiden Koordinatensysteme. Durch Invertieren von \mathbf{Y}_M erhalten wir die sogenannte modale Impedanzmatrix $\mathbf{Z}_M = \text{diag}([Z_{m1}, Z_{m2}, \dots, Z_{mN}])$. Die Indizes M und m sind die Symbole für das modale Koordinatensystem. Die modalen Impedanzen $Z_{m1}, Z_{m2}, \dots, Z_{mN}$ werden zur Stabilitätsbewertung durch Frequenz-Scanning verwendet. In den Frequenz-Scanning-Ergebnissen wird nur die modale Impedanz mit dem kritischen dynamischen Modus dargestellt, und die Nummer der modalen Impedanz im Subskript wird weggelassen.

Abbildung 3.6-4 stellt die analytischen Ergebnisse der Modal-Impedanz-Analyse für einige typische Szenarien unter Berücksichtigung der Parameter-Variationen dar. Die Kurvenspitzen der Impedanz-Amplitude $|Z_m|$ in Abbildung 3.6-4 bezeichnen die Dynamikmoden, und der reale Teil der Modalimpedanz $\Re\{Z_m\}$ bezeichnet die Dämpfung der Dynamikmoden. Ein positiver $\Re\{Z_m\}$ -Wert einer Schwingungsmode zeigt eine positive Dämpfung und damit eine stabile Mode an, während ein negativer $\Re\{Z_m\}$ -Wert eine negative Dämpfung und damit eine instabile Mode anzeigt. Für jeden Schwingungsmodus mit positiver Dämpfung gilt: je schärfer ist die Kurvenspitze von $|Z_m|$, desto kleiner ist das Dämpfungsverhältnis oder der Stabilitätsspielraum. Daher hat das 70 %-Szenario in der Teilabbildung links oben ein kleineres Dämpfungsverhältnis als das 50 %-Szenario. Außerdem können wir einen Trend beobachten: mit zunehmendem erneuerbarem Durchdringungsgrad reduziert sich sowohl die Frequenz als auch die Dämpfung der kritischen Schwingungsmode von 3-10 Hz. Betrachtet man die Impedanz, so muss das unterschiedliche induktiv-kapazitive (LC) Verhalten von SM und NFWR nach der Zunahme des erneuerbaren Durchdringungsgrad zu



einer kleineren LC-Resonanzfrequenz geführt haben, bei der der Gesamtwiderstand des Systems negativ wird. Diese Beobachtung kann auch durch die Impedanz-Eigenschaften von SM und NFWR, wie in Abbildung 3.6-4 dargestellt, teilweise unterstützt oder indirekt erklärt werden. Wenn wir nun den Einfluss der SM-Regelung auf die Schwingungsmoden betrachten, während wir die PSS der SM deaktivieren, ist in der rechten oberen Teilabbildung zu sehen, dass die orange Kurve mit der ursprünglichen AVR-Verstärkung instabil bleibt. Die Schwingungsmoden kann durch kleinere K_a stabilisiert werden. Alternativ, wenn wir die Zeitkonstante von Wirkleistungsregelung einschließlich LFSM-O auf bis 20 ms verkleinern (siehe die linke untere Teilabbildung) oder die Zeitkonstante von PLL vergrößern (siehe die rechte untere Teilabbildung), kann die Dynamikmoden auch stabilisiert werden. Diese analytischen Ergebnisse wurden auch durch EMT-Simulationen validiert und in (Zhang et al. under review) dokumentiert.

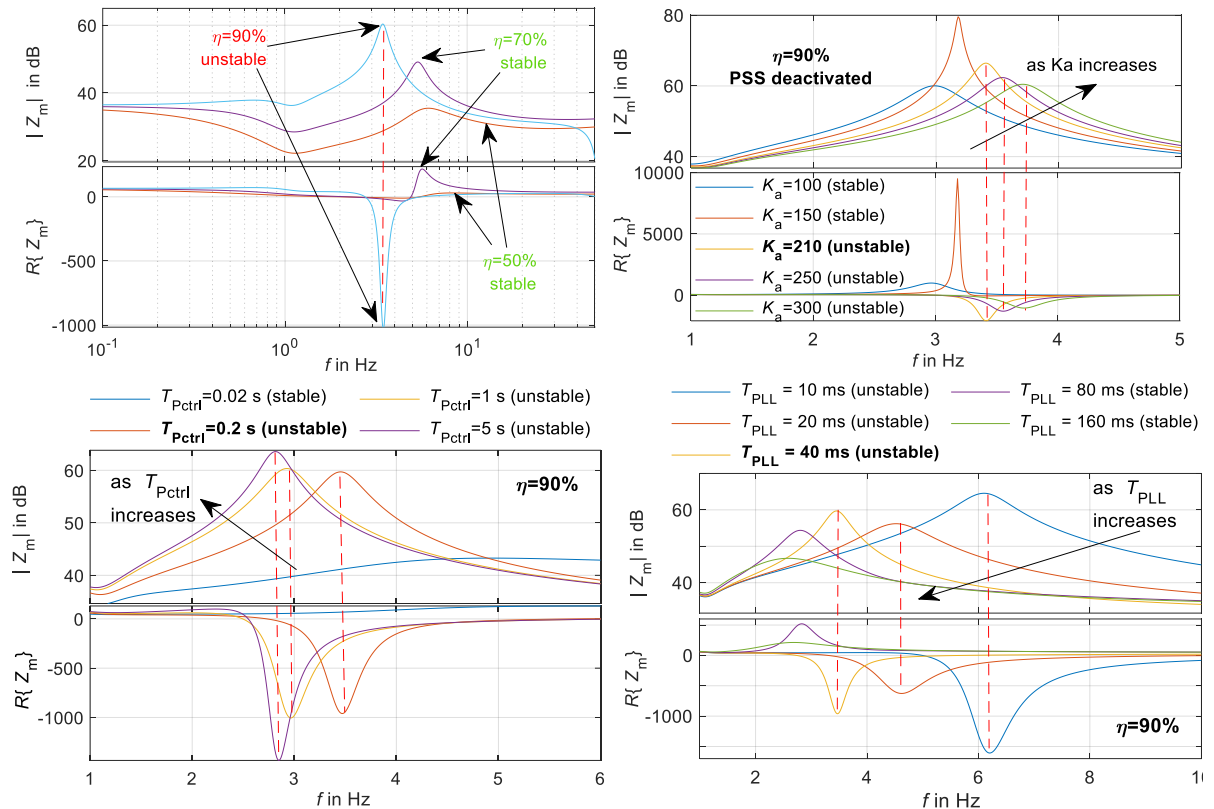


Abb. 3.6-4: Analytische Ergebnisse mit NFWR und SM: Modalimpedanz über einige repräsentativen Durchdringungsszenarien (links oben), Modalimpedanz über unterschiedliche AVR-Verstärkung (rechts oben), Modalimpedanz über unterschiedliche Zeitkonstante der Frequenzbestimmung bzw. Leistungsanpassung (links unten), Modalimpedanz über unterschiedliche PLL-Zeitkonstante (rechts unten).

In einem weiteren Schritt wird der Einfluss von NBWR auf die Schwingungsstabilität untersucht. Wir beginnen mit der Ersetzung eines NFWRs durch einen NBWR (der Conv2 in Testsystem), und die EMT-Ergebnisse werden in Abbildung 3.6-5 dargestellt. Der Schwingungsmodus um mehrere Hz ist nicht mehr beobachtbar. Die bessere Dämpfung von NBWR als NFWR bei Schwingungen von mehreren Hz kann durch Vergleich ihrer Impedanzen erklärt werden. Dieselben Schlussfolgerungen können auch in (Weihang Yan, Shahil Shah, Vahan Gevorgian, and David Wenzhong Gao 2021), (Shah) und (Zhao et al. 2022) gefunden werden. Darüber hinaus, wurden die Verhalten von NFWR und NBWR in (D. Duckwitz et al. 2019) hinsichtlich ihrer zeitlichen Reaktionen auf Netzstörungen verglichen. Es hat sich gezeigt, dass das Variieren des Parameters von Winkelvorsteuerung des NBWR einen großen Einfluss auf die Dämpfung von Schwingungen bis zu mehreren Hz hat, was mit den Ergebnissen in (Rodriguez-Amenedo und Gomez 2021) zur Niederfrequenzdämpfung durch Winkelvorsteuerung übereinstimmt. Genauer gesagt, kann das Entfernen der Winkelvorsteuerung oder das Reduzieren der Verstärkungsparameter auf einen sehr kleinen Wert schließlich eine Schwingungsinstabilität hervorrufen. Im Gegensatz dazu hat das Variieren der Zeitkonstante der transienten virtuellen Impedanz oder die Deaktivierung dieser virtuellen Schaltung der NBWR keinen großen Einfluss auf den Schwingungsmodus bei mehreren Hz. Darüber hinaus haben die Variationen der inneren Regelschleife der NBWR, die in (Dokus und Mertens) als Open-Loop-Spannungsregelung (ohne innere Schleife), Single-Loop-Spannungsregelung (mit einfacher Spannungsschleife) und Double-Loop-Spannungsregelung (mit kaskadierten Spannungs- und Stromschleifen) definiert werden, ebenfalls



einen großen Einfluss auf die Dämpfung von Schwingungen um mehrere Hz. Durch die Analyse ihrer Sequenzimpedanzen wurde festgestellt, dass die NBWR vom Open-Loop-Typ eine bessere Dämpfung als die anderen Varianten aufweist. Einen tieferen Einblick in die Eigenschaften verschiedener innerer Regelkreise von NBWR findet man in (Du et al. 2020). Umfangreiche Studien, wie in (Xue et al. 2022) und (Markovic et al. 2021) haben die Probleme der Schwingungsinstabilität gezeigt, die durch die Wechselwirkung von SM und NBWR mit Doppelschleifen-Spannungsregelung induziert werden. Hier gehört das übernommene Regelungsverfahren für NBWR zum Open-Loop-Typ in (Dokus und Mertens).

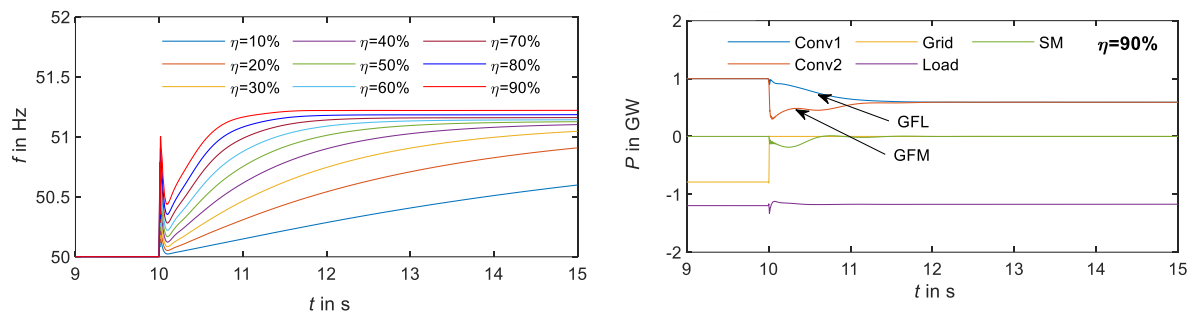


Abb. 3.6-5: Simulationsergebnisse mit NFWR, NBWR und SM: Frequenzmessungen über alle Durchdringungsszenarien (links), Wirkleistungsmessungen über die 90%-Durchdringungsszenario (rechts).

Wenn wir die beiden NFWR durch NBWR ersetzen, wird die Stabilität des Testsystems bei Systemtrennung erhöht. Das schwingungsfreie Phänomen bei NBWR kann auch aus der Perspektive der Impedanz erklärt werden. Nach der Ersetzung von NFWR durch NBWR, wird die Impedanz der Wechselrichter stark geändert, was schließlich die LC-Resonanz in den Fällen von NFWR eliminiert oder die LC-Resonanzfrequenz zu einer neuen Frequenz hin verschoben hat, worauf der gesamte Widerstand oder die Dämpfung einen positiven Wert hat.

Die wichtigsten Erkenntnisse aus den analytischen und simulativen Studien sind:

- Bei sehr hohem Wechselrichter-Durchdringungsgrad besteht das Risiko von Schwingungsinstabilität aus dem Zusammenwirken von netzfolgendem Wechselrichter (NFWR) und Synchronmaschine (SM).
- Der beobachtete Schwingungsmodus um einigen Hz aufgrund des Zusammenwirkens von SM und NFWR bei 80%- und 90%-Durchdringungsszenarien kann durch schnelle P-Regelung, langsame PLL oder Blindstromkompensation aus der Perspektive der Wechselrichterregelung stabilisiert werden, oder durch entsprechende Parametrierung von AVR und PSS der SM stabilisiert werden. Jedoch könnten solche Maßnahmen andere Stabilitätsprobleme hervorrufen, z. B. Synchronisierungsinstabilität, daher bleibt ein robuster Regelungsentwurf der NFWR und/oder SM eine Herausforderung.
- Nachdem 50% oder 100% der NFWR durch netzbildende Wechselrichter (NBWR) ersetzt worden sind, ist, auch bei hohem WR-Durchdringungsgrad, die Schwingung, um einige Hz nicht mehr zu sehen. Aus der Perspektive der Impedanz, hat der verwendete NBWR im Vergleich zu NFWR sehr unterschiedliche Impedanz-Eigenschaften einschließlich besserer Dämpfung aufgrund der PLL-freien Synchronisierung, Winkelvorsteuerung und der Regelstruktur ohne innere Spannung-/Strom-Regelschleife.
- IBRs können einerseits netzstützende Dienste durch die P(f)- und Q(U)-Droops leisten und andererseits die Schwingungsstabilität durch die reduzierte Dämpfung von Q(U)-Droop verschlechtern. Durch die Ersetzung eines Teils der IBRs im System von NFWR auf NBWR können sowohl Netzstützdienste als auch Schwingungsstabilität sichergestellt werden.

3.6.3 Zusammenwirken von HVDC mit AC-Netz

Die dynamischen AC-DC-Kopplungen von hybriden AC-DC-Netzen (AC-Netze mit HGÜ) wurden mittels Kleinsignal-Stabilitätsanalyse und EMT-Simulationsanalyse untersucht und die Untersuchungsergebnisse werden in der Veröffentlichung (Zhang et al. 2022) dokumentiert. In dieser Untersuchung werden die detaillierten dynamischen Eigenschaften von sowohl netzbildenden und stromeinprägenden Wechselrichtern als auch Synchronmaschinen in der Form von Impedanzen modelliert. Um die Dynamik von HGÜ in



Kleinsignalanalyse besser zu integrieren, wird eine erweiterte Knoten-Admittanz basierte Methode für Kleinsignal-Stabilitätsanalyse entwickelt. Als Grundstein für diese Methode, wird ein HGÜ-Wechselrichter mit Drei-Port-Admittanz-Netzwerk modelliert, um die AC- und DC-Netz Modelle zu verbinden. Hiermit kann die Knoten-Admittanz-Matrix Y_{kk} für die hybride AC/DC Netz aufgebaut werden. Für jeden AC-Knoten werden die dq-Achsen-Variablen benutzt, um die Dynamikkopplung aus der unsymmetrischen Konverter-Regelung zu integrieren. Mit Y_{kk} können sodann modale Impedanzen abgeleitet werden. Die Auswirkungen auf dynamische AC-DC-Kopplung und Schwingungsstabilität werden mittels Impedanz-basierter Stabilitätsanalyse und Knoten-Beteiligungsfaktor-Analyse (Node-Participation Factor-Analysis auf Englisch) untersucht. Dabei wurden die Auswirkungen folgender Parameter und deren Variation berücksichtigt:

- Unterschiedliche AC-Netzanschlussstärken für HGÜ,
- Berücksichtigung der DC-Spannung (fest/gemessen) in HGÜ-Wechselrichter,
- Schaltzustände der zur HGÜ parallelen AC-Leitung,
- Modellvariation von AC-Netzanschlüssen für HGÜ.

Es wird gezeigt, dass der stromeinprägende HGÜ-Wechselrichter bei schwacher AC-Netzverbindung ein potenzielles Resonanzrisiko hervorrufen kann und die beobachtete dynamische AC-DC-Kopplung von HGÜ die Wechselwirkung von zwei angeschlossenen AC-Netze hervorrufen kann. Es wird auch gezeigt, dass die Modellierung eines AC-Netzanschlusses für HGÜ als vereinfachte Thevenin-Schaltung im Vergleich zu einem detaillierten AC-Netzmodell, das durch netzbildende Wechselrichter und Synchronmaschine gebildet wird, die Bewertungsergebnisse für Schwingungsstabilität erheblich verändern kann. Darüber hinaus wurde beobachtet, dass die stromeinprägenden und netzbildenden Wechselrichter als auch die Synchronmaschine unter den betrachteten Bedingungen stabil arbeiten können. Beispielhafte Ergebnisse für das Testsystem in Abbildung 3.6-6 werden in Abbildung 3.6-7 und Abbildung 3.6-8 dargestellt.

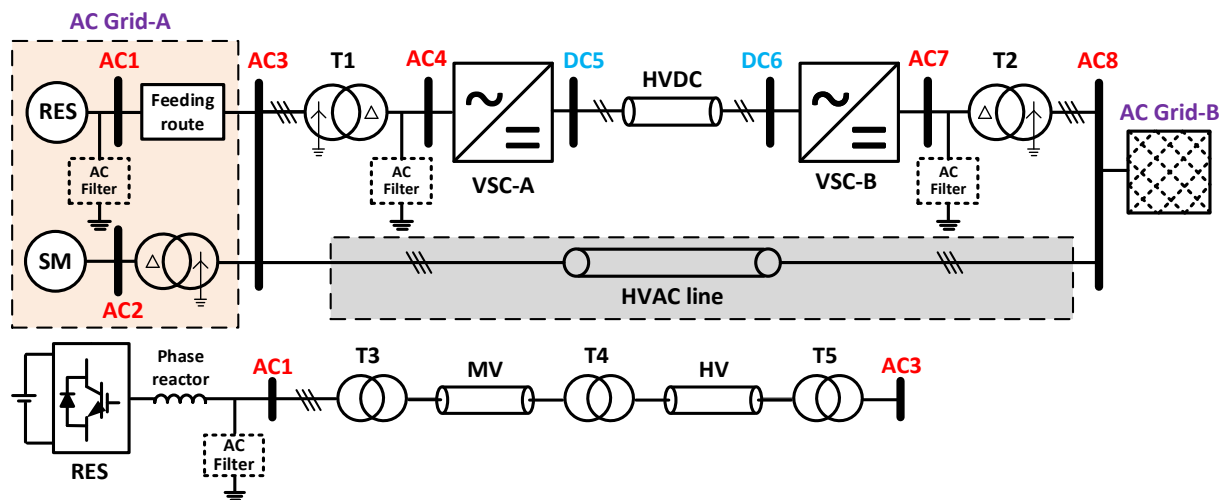


Abb. 3.6-6: Hybrides AC-DC-Netz mit eingebettetem HGÜ, SM und WR-angeschlossenen Erzeugungsanlagen (oder auf RES genannt): die Teilabbildung unten zeigt die Integrationsnetz für die aggregierte RES.

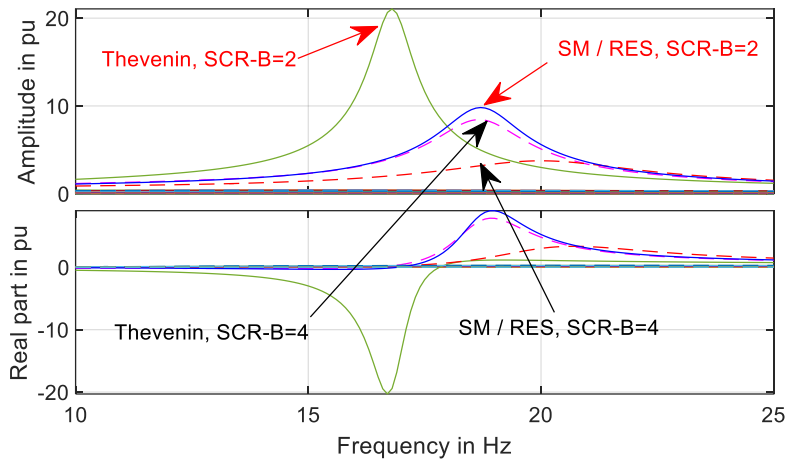


Abb. 3.6-7: Modale Impedanzen für die Szenarien, wenn AC-Netz-A als Thevenin-Schaltung mit SCR-A=2,8 oder als SM und RES modelliert wird.

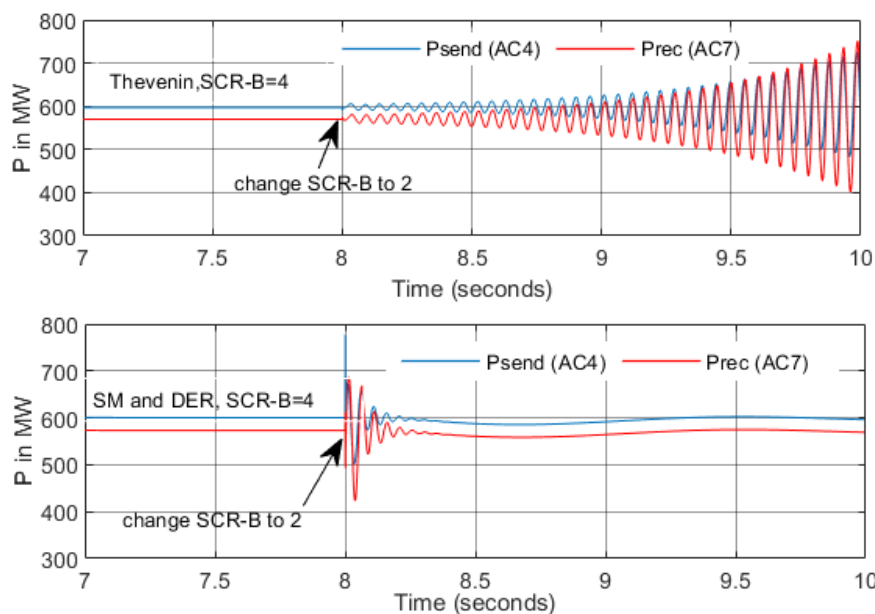


Abb. 3.6-8: Abbildung: EMT-Simulationen mit verschiedenen Modellen von AC-Netz-A.

Das AC-Netz-A wird entweder mit vereinfachtem Thevenin-Schaltkreis modelliert, oder mit RES und SM modelliert. Bei der Modellierung mit Thevenin-Schaltkreis, ist das System nicht stabil, wenn das AC-Netz-A und AC-Netz-B beide eine kleine Kurzschlusskapazität haben (SCR-A für AC-Netz-A und SCR-B für AC-Netz-B). Dies ist in den analytischen Ergebnissen in Abbildung 3.6-7 mit der negativen Dämpfung und in den EMT-Simulationsergebnissen in Abbildung 3.6-8 mit Schwingungen dargestellt.

3.6.4 Literatur

- [1] L. Harnefors, X. Wang, A. G. Yepes, and F. Blaabjerg, "Passivity-Based Stability Assessment of Grid-Connected VSCs – An Overview," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 4, no. 1, pp. 116–125, 2016, doi: 10.1109/jestpe.2015.2490549.
- [2] Y. Gu and T. C. Green, "Power System Stability with a High Penetration of Inverter-Based Resources," *Proc. IEEE*, pp. 1–22, 2022, doi: 10.1109/jproc.2022.3179826.
- [3] B. Wen, D. Dong, D. Boroyevich, R. Burgos, P. Mattavelli, and Z. Shen, "Impedance-Based Analysis of Grid-Synchronization Stability for Three-Phase Paralleled Converters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 1, pp. 26–38, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2419712.



- [4] Y. Li, Y. Gu, Y. Zhu, A. Junyent-Ferre, X. Xiang, and T. C. Green, "Impedance Circuit Model of Grid-Forming Inverter: Visualizing Control Algorithms as Circuit Elements," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 36, no. 3, pp. 3377–3395, 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.3015158.
- [5] X. Wang, M. G. Taul, H. Wu, Y. Liao, F. Blaabjerg, and L. Harnefors, "Grid-Synchronization Stability of Converter-Based Resources – An Overview," *IEEE Open J. Ind. Applicat.*, vol. 1, pp. 115–134, 2020, doi: 10.1109/ojia.2020.3020392.
- [6] P. Christensen *et al.*, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters," European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels, Jan. 2020. [Online]. Available: <https://strathprints.strath.ac.uk/72581/>
- [7] Positionspapier, 50 Hertz, Amprion, Tennet and TransnetBW, "220504_-4-ÜNB-Papier_zu_Anforderungen_an_netzbildende_Umrichter," [Online]. Available: https://www.netztransparenz.de/portals/1/220504_-4-%c3%9cNB-Papier_zu_Anforderungen_an_netzbildende_Umrichter.pdf
- [8] National Energy Administration of China, "Technical specification for assessment of impedance characteristics of wind farm: Code NB/T 10651-2021," vol. 2021.
- [9] Y. Zhang, D. Duckwitz, N. Wiese, and M. Braun, "Extended Nodal Admittance Matrix Based Stability Analysis of HVDC Connected AC Grids," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 55200–55212, 2022, doi: 10.1109/access.2022.3177232.
- [10] Y. Zhang, C. Klabunde, and M. Wolter, "Frequency-Coupled Impedance Modeling and Resonance Analysis of DFIG-Based Offshore Wind Farm with HVDC Connection," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 147880–147894, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3015614.
- [11] Y. Zhang, N. Wiese, Z. Liu, and M. Braun, "On the Control Interaction of Synchronous Machine and Inverter-Based Resources during System-Split Situations," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, under review.
- [12] D. Duckwitz, B. Fischer, and M. Shan, "Comparison of Extended Current Control and Virtual Synchronous Machine," in *Energy Transition in Power Supply - System Stability and System Security; 13th ETG/GMA-Symposium*, 2019, pp. 1–6.
- [13] Weihang Yan, Shahil Shah, Vahan Gevorgian, and David Wenzhong Gao, "Sequence Impedance Modeling of Grid-Forming Converters," *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2021.
- [14] S. Shah, "Measuring Commercial Wind Turbine Impedances for Stability Analysis,"
- [15] F. Zhao, X. Wang, Z. Zhou, Ł. Kocewiak, and J. R. Svensson, "Comparative study of battery-based STATCOM in grid-following and grid-forming modes for stabilization of offshore wind power plant," *Electric Power Systems Research*, vol. 212, p. 108449, 2022, doi: 10.1016/j.epr.2022.108449.
- [16] J. L. Rodriguez-Amenedo and S. A. Gomez, "Damping Low-Frequency Oscillations in Power Systems Using Grid-Forming Converters," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 158984–158997, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3130333.
- [17] M. Dokus and A. Mertens, "Sequence Impedance Characteristics of Grid-Forming Converter Controls," pp. 413–420, doi: 10.1109/PEDG48541.2020.9244356.
- [18] W. Du *et al.*, "A Comparative Study of Two Widely Used Grid-Forming Droop Controls on Microgrid Small-Signal Stability," *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, vol. 8, no. 2, pp. 963–975, 2020, doi: 10.1109/jestpe.2019.2942491.
- [19] Y. Xue, G. Wang, Z. Zhang, and Z. Xu, "Mechanism analysis and mitigation strategies for oscillatory instability of synchronous generators affected by voltage source converters," *IET Generation Trans & Dist*, vol. 16, no. 4, pp. 750–765, 2022, doi: 10.1049/gtd2.12326.
- [20] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. Callaway, and G. Hug, "Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 5, pp. 3997–4017, 2021, doi: 10.1109/tpwrs.2021.3061434



3.7 Offene Modellbeschreibung und Validierung des netzbildenden Reglers SelfSync

Simon Eberlein

Während generische Modelle netzbildender Umrichter für RMS-Simulationen in der Regel ausreichend genau sind, ist das Verhalten der Umrichter in EMT-Simulationen stark herstellerabhängig. Statt eines generischen Modells wurde daher exemplarisch ein in der forschungs- und industriellen Praxis eingesetzter Regler in PowerFactory implementiert, welcher für EMT-Simulationen geeignet ist. Dabei handelt es sich um SelfSync (übergeordnete netzbildende Regelung) und SelfLim (Strombegrenzung im Fehlerfall).

3.7.1 Literaturrecherche zur Modellierung von Umrichtern

Die dynamischen RMS und EMT Modelle eines netzbildenden Umrichters mit VSM-Regelung werden in [1] unter Verwendung der Software Matlab/Simulink verglichen. Frequenztransiente, Phasenwinkelsprünge und Kurzschlüsse werden in einem kleinen 4-Bus-System simuliert. Es wird gefolgert, dass RMS-Modelle in manchen Fällen nicht in der Lage sind, die Dynamik bei transienten Fehlern wie Kurzschlüssen zu erfassen. Ein EMT-Modell einer Typ-4-Windkraftanlage in der Software PSCAD wird in [2] vorgeschlagen. Das Modell besteht aus zwei Teilen. Einem äquivalenten Modell, das die passiven Komponenten im gesamten Frequenzbereich darstellt, und einem dynamischen Modell der Regelung zusammen mit der niederfrequenten Dynamik des Windkraftgenerators. Letzteres kann aus einem generischen, herstellerspezifischen oder benutzerdefinierten Modell erstellt werden.

Generische EMT-Modelle von netzgeführten und netzbildenden Umrichtern mit zusätzlicher Strombegrenzung werden in [3] in PSCAD umgesetzt. Die Modelle werden in einem 9-Bus-System getestet und sind Open-Source verfügbar. Herstellerspezifische Modelle für netzbildende Batterien werden in einer Studie zur zentralen und dezentraler Trägheitsbereitstellung in Australien [4] verwendet. Die Modelle werden allerdings nicht offengelegt.

Es wird deutlich, dass eine begrenzte Anzahl von EMT-Modellen von netzbildenden Stromrichterreglern für bestimmte Simulationssoftware implementiert wurden. Die Software-Implementierung der Modelle wird in den meisten Fällen nicht zur Verfügung gestellt (dies gilt auch für Forschungspublikationen). Die Regler werden in der Regel in Systemen getestet, die auf eine kleine Anzahl von Knoten beschränkt sind.

3.7.2 Implementierung des netzbildenden SelfSync Reglers

Es wurde ein netzbildender Regler namens SelfSync implementiert, der bereits seit fast 20 Jahren in der industriellen Praxis [5] eingesetzt und am Fraunhofer IEE kontinuierlich weiterentwickelt wird. Die Umsetzung erfolgt zusammen mit einem Strombegrenzungsansatz namens SelfLim. Das Modell wird anhand seiner Matlab/Simulink-Implementierung validiert, die auch für die Hardware-Implementierung verwendet wird, um so seine Korrektheit zu garantieren. Das EMT-Modell wird in DigSILENT PowerFactory implementiert, einer Software, die für RMS- und EMT-Simulation von großen elektrischen Netzen weit verbreitet ist. So wird das Modell einer großen Anzahl von Ingenieuren im Bereich der Energieversorgung zugänglich gemacht.

Zusätzlich zur Validierung wird das Modell mit dem generischen Virtual Synchronous Machine-Modell aus der PowerFactory-Bibliothek [6] (im Folgenden als "PF-VSM" bezeichnet) verglichen. Dazu werden die beiden Regler in Simulationen mit dem Testsystem für netzbildende Umrichter des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) [10] und dem Nordic 72-Bus-System [11] gegenübergestellt.

Die SelfSync-Regelung ist in Abbildung 3.7-1 dargestellt. Sie geht über die herkömmliche Droop-Regelung bzw. virtuelle Synchronmaschine hinaus und enthält weitere stabilitätsfördernde Regelglieder, wie beispielsweise die dargestellte Kopplung zwischen Blindleistung und Winkelvorgabe über das Gain kq' .

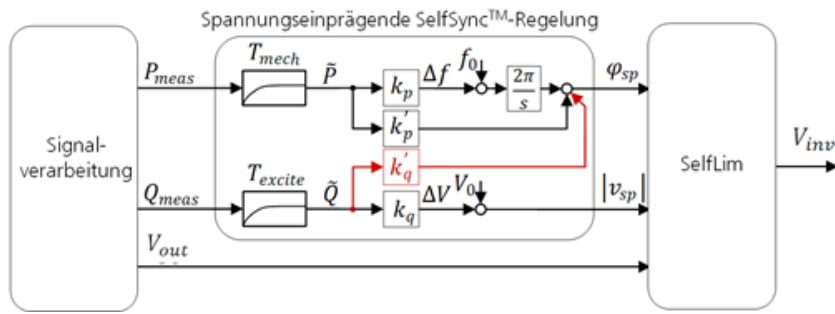


Abb. 3.7-1: Reglerschema der netzbildenden SelfSync-Regelung

Das Konzept der nachgelagerten SelfLim-Regelung zur Strombegrenzung ist in Abbildung 3.7-2 dargestellt [5,9]. Es wird ein erlaubter Bereich für die Sollspannung V_{inv} berechnet, abhängig von der Spannung am Anschlusspunkt V_{out} , der dazwischenliegenden Impedanz sowie dem maximal zulässigen Strom I_{max} . Die Sollspannung wird bei einer Störung innerhalb des erlaubten Bereichs begrenzt, wobei eine Priorisierung der Amplitude oder des Winkels möglich ist (im Folgenden wird der Spannungswinkel priorisiert). Zur Einspeisung des maximal möglichen Stroms wird ein Punkt auf dem Kreis für V_{inv} gewählt. Als Störungen sind beispielsweise Kurzschlüsse, aber auch andere Ereignisse wie Winkelsprünge der Netzspannung, bei welchen die Begrenzung aktiv wird, anzunehmen.

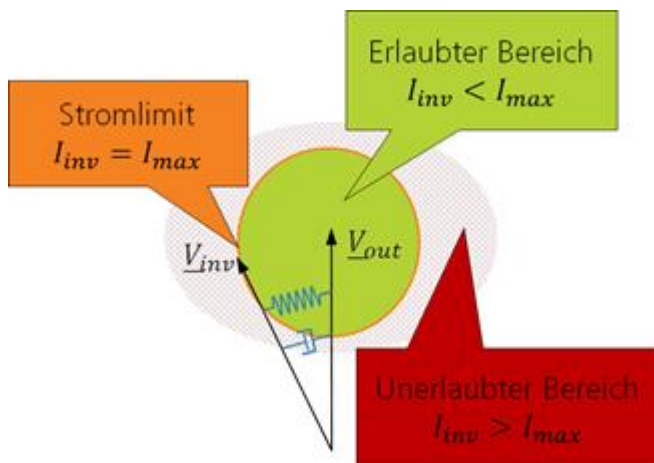


Abb. 3.7-2: Konzept der SelfLim-Regelung

Innere Spannungs- und Stromregler sind in diesem Regelkonzept nicht vorgesehen. Im Model werden die leistungselektronischen Ventile als gemittelte ideale Spannungsquelle vereinfacht (averaged voltage source). Das PowerFactory-Modell ist öffentlich verfügbar (github.com/FraunhIEE-UniKassel-PowSysStability/paper_isgt_2023_selfsync).

Das PF-VSM-Modell aus der PowerFactory-Bibliothek [6] wird in den Simulationen zum Vergleich verwendet. Die Grundstruktur des netzbildenden Reglers ist ähnlich zu SelfSync und es wird die gleiche Zeitkonstante T_A für die virtuelle Synchronmaschine verwendet. Der Ansatz der Strombegrenzung ähnelt SelfLim insofern, als dass er ebenfalls auf der Begrenzung des Spannungsabfalls über die Serienimpedanz, durch Anpassung der Ausgangsspannung des Umrichters, basiert. Allerdings ist keine Priorisierung der Spannungsamplitude oder –frequenz möglich, sondern der Winkel des Spannungsabfalls über der Impedanz bleibt konstant und die Amplitude wird begrenzt. Innere Spannungs- und Stromregler sind hier ebenfalls nicht implementiert.

3.7.3 Validierungssimulationen in Benchmark-Netzen

Das Umrichtermodell in PowerFactory wurde anhand des bestehenden Simulink-Modells validiert. Das Simulink-Modell wird zur Übertragung des Reglers auf die Umrichter-Hardware verwendet und dient daher als Referenz. Zur Validierung wurden Parameterstudien mit Kurzschlüssen in einem räumlich begrenzten Testnetzabschnitt durchgeführt.



In Abbildung 3.7-3 ist der Vergleich der numerischen Simulation zwischen dem Simulink- und PowerFactory-Modell der SelfSync/SelfLim-Regelung bei einem Spannungseinbruch am Anschlusspunkt auf 0.3 pu dargestellt. Es lässt sich eine sehr gute Übereinstimmung der Ergebnisse beider Modelle erkennen.

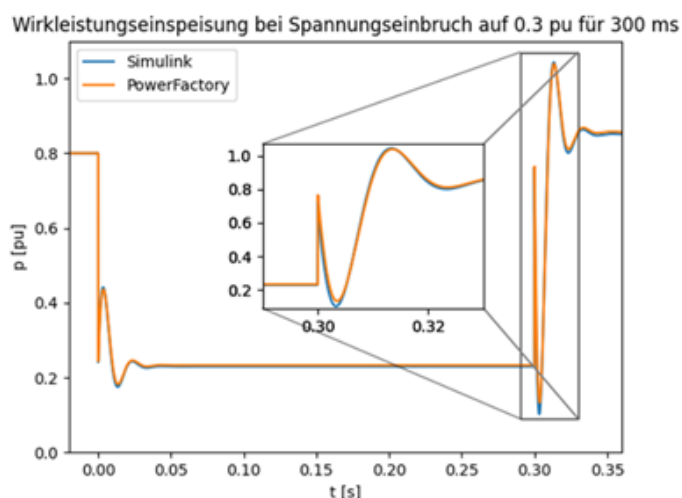


Abb. 3.7-3: Vergleich numerische Simulation zwischen PowerFactory und Simulink

Weiterhin wurde die netzbildende Regelung anhand der FNN guideline for grid-forming behavior of HVDC systems and DC-connected power park modules [10], welche ein Anhang zum Grid Code VDE-AR-N 4131 ist, durchgeführt.

Die Guideline beschreibt geeignete Testsysteme und -fälle für netzbildende Umrichter. Es werden ein Testsystem für einen einzelnen Umrichter und eines für zwei parallele Umrichter definiert. Letzteres wird in dieser Arbeit in PowerFactory implementiert, um die Interaktion zwischen parallelen Umrichtern zu berücksichtigen. Das Netzdiagramm ist in Abb. 3.7-4 dargestellt. Es besteht aus einem 400-kV-System mit einer Spannungsquelle, einer schaltbaren Netzimpedanz, einer aktiven Last und zwei netzbildenden Stromrichtern ($S_n = 150$ MVA) auf der 15-kV-Ebene, die über Transformatoren und Leitungsimpedanzen verbunden sind.

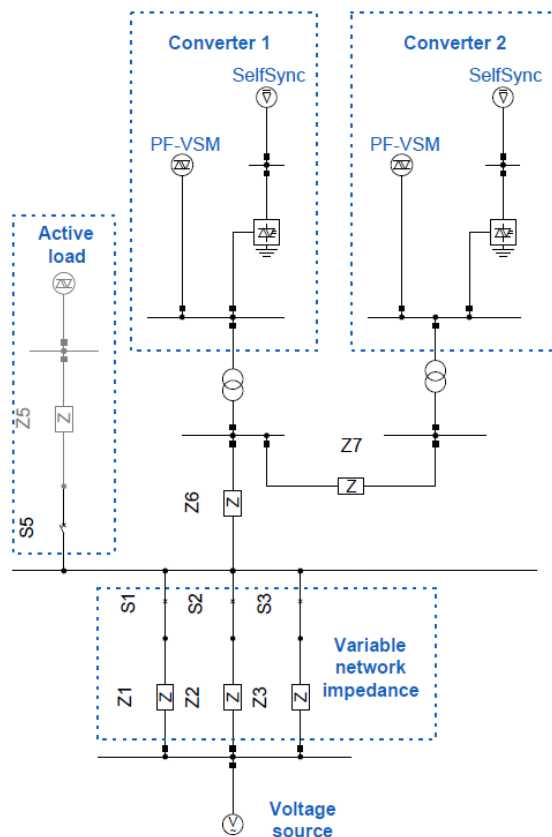


Abb. 3.7-4: FNN Testsystem [10]

Die Umrichter werden entweder durch einen SelfSync-Regler oder durch die PF-VSM dargestellt. Die aktive Last ($S_n = 300$ MVA) ist in der Guideline definiert als eine pq-geregelte leistungselektronische Last mit einem Regler im synchronen Referenzsystem (Synchronous Reference Frame), der einen Stromregler und eine Synchronous Reference Frame PLL beinhaltet. Die aktive Last ist mit Ausnahme des Inselbetriebs abgeschaltet. Die Schalter S1, S2 und S3 sind geschlossen, sofern nicht anders angegeben.

Die folgenden Testfälle werden anhand der Guideline simuliert:

- Phasenwinkelsprünge der Spannungsquelle alle 2 s ($0^\circ \rightarrow -10^\circ \rightarrow -40^\circ \rightarrow -30^\circ \rightarrow 0^\circ$)
- Phasenwinkelsprünge der Spannungsquelle alle 3 s, gefolgt von linearen Frequenzänderungen, die 0,5 s andauern ($0^\circ \rightarrow 30^\circ \rightarrow +2 \text{ Hz/s} \rightarrow 0^\circ \rightarrow -2 \text{ Hz/s} \rightarrow -30^\circ \rightarrow -2 \text{ Hz/s} \rightarrow 0^\circ \rightarrow +2 \text{ Hz/s} \rightarrow 0^\circ$)
- Amplitudensprünge der Spannungsquelle alle 2 s (in pu: $1 \rightarrow 0,95 \rightarrow 1 \rightarrow 0,9 \rightarrow 1 \rightarrow 1,05 \rightarrow 1 \rightarrow 1,1 \rightarrow 1$)
- Änderung der Netzimpedanz (mit $S_n = 300$ MVA: $S''^k = 4 S_n \rightarrow S''^k = 2,66 S_n$ (S1 öffnen bei 1 s) $\rightarrow S''^k = 1,33 S_n$ (S2 öffnen bei 3 s))
- Spannungsquelle mit Gegensystemkomponente von 0,02 pu
- Spannungsquelle mit Oberschwingungen der Größe 0,02 pu, jeder Schritt für 1 s (in Hz: $100 \rightarrow -250$ und überlagert $350 \rightarrow 950 \rightarrow 1550$)
- Spannungsquelle mit Subharmonischen der Größenordnung 0,02 pu, jeder Schritt für 5 s (in Hz: $5 \rightarrow 10 \rightarrow 9$)
- Inselbildung (S1, S2, S3 öffnen) mit aktiver Last

In dieser Arbeit wurden zwei weitere Fälle hinzugefügt, um die Strombegrenzung bei Spannungseinbrüchen zu untersuchen:

- Abfall der Amplitude der Spannungsquelle auf 0,3 pu für 150 ms
- Abfall der Amplitude der Spannungsquelle auf 0,3 pu für 150 ms und anschließende Inselbildung (S1, S2, S3 öffnen) mit aktiver Last



Die Anfangswirk- und -blindleistung der Umrichter beträgt zu Beginn aller Simulationen 0,5 bzw. 0 pu. Im Folgenden werden exemplarisch einige Simulationsergebnisse des FNN-Testsystems vorgestellt. Alle dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf den Converter 1 (siehe Abb. 3.7-4). Der Vergleich der Ergebnisse für einen Winkelsprung von -30° bis 0° zwischen dem SelfSync Modell und der PF-VSM ist in Abb.3.7-5 dargestellt. Der SelfSync Regler weist weniger niederfrequente Schwingungen auf und erreicht einen neuen stationären Zustand, sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung, etwas schneller. Allerdings sind die hochfrequenten Schwingungen beim SelfSync-Regler etwas ausgeprägter, was auf die Vorwärtskopplung (feed-forward) der Frequenz auf den Winkel zurückzuführen ist.

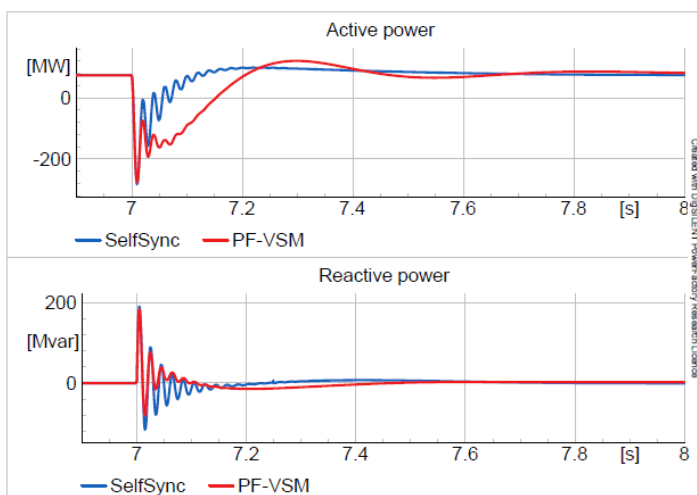


Abb. 3.7-5: Wirk- und Blindleistung für Winkelsprung von -30° auf 0°

Die Ergebnisse für einen Spannungsabfall auf 0,3 pu für 150 ms und anschließenden Inselbetrieb mit Wirklast sind in Abb. 3.7-6 dargestellt. Die Wirk- und Blindleistungskurven sind ähnlich und beide Regler bewältigen dieses anspruchsvolle Szenario gut. Die Phasenströme von SelfSync und PF-VSM für den vorherigen Spannungsabfall und Inselbetrieb sind in Abb. 3.7-7 bzw. Abb. 3.7-8 dargestellt. Das Ergebnis ist für beide Regler sehr ähnlich. Zu Beginn des Spannungsabfalls erreicht der absolute Strom der Phase c einen Spitzenwert von etwa 2 pu (die Blockierung der leistungselektronischen Ventile wird nicht berücksichtigt), bevor der Strombegrenzungsregler die Ströme auf 1 pu begrenzt. Bei der Umschaltung auf Inselbetrieb kommt es zu einem absoluten Überstrom von etwa 1,5 pu in der Phase c.

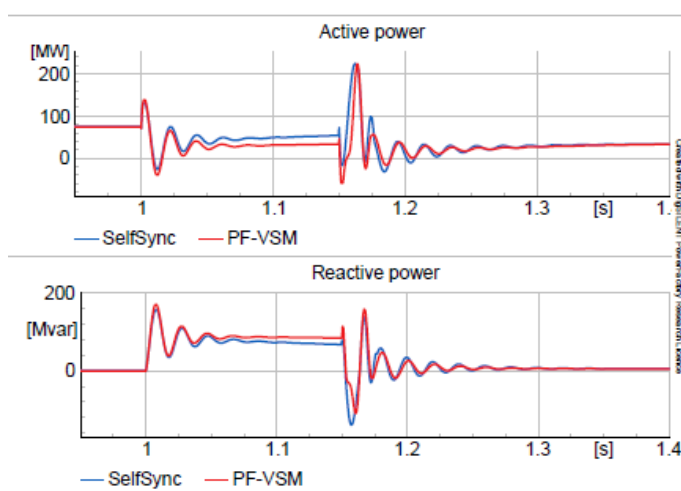


Abb. 3.7-6: Wirk- und Blindleistung für Spannungsabfall und anschließende Inselnetzbildung

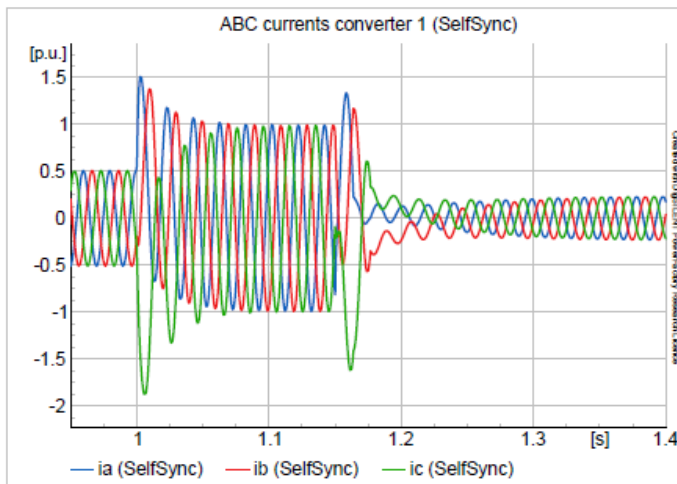


Abb. 3.7-7: Phasenströme von SelfSync für Spannungsabfall und anschließende Inselnetzbildung

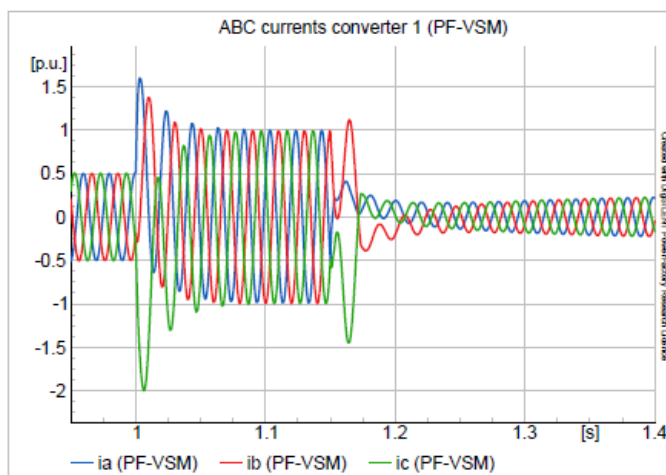


Abb.3.7-8: Phasenströme von PF-VSM für Spannungsabfall und anschließende Inselnetzbildung

Die Ergebnisse weiterer Testfälle werden ohne Darstellung der Diagramme zusammengefasst. Die PF-VSM verliert ihre Synchronität bei Winkelsprüngen gefolgt von Frequenzänderungen, SelfSync hingegen nicht. Die Regler reagieren in ähnlicher Weise auf Spannungsbetrags sprünge, hochfrequente Schwingungen sind hier bei SelfSync wieder etwas ausgeprägter. Beide Regler können gut mit Netzimpedanzänderungen, Gegensystemspannungen, Oberschwingungen, Subharmonischen und Inselbildung umgehen.

Als drittes Testsystem wurde das Nordic 72-bus System [11] herangezogen. Es wurde bereits in verschiedenen Studien verwendet, beispielsweise zur Instabilitätserkennung, Bewertung der Spannungsstabilität und zur Ausfallanalyse. Es besteht aus 74 Knoten, 102 Leitungen, 20 Synchrongeneratoren und 22 Lasten. Die 400-kV-Übertragungsleitungen sind relativ lang.

Hier werden die Synchrongeneratoren ersetzt durch ein Netzäquivalent mit vier dezentralen Anlagen, die über äquivalente Leitungsimpedanzen verbunden sind. Die dezentralen Anlagen sind die skalierten ursprünglichen Synchronmaschinen, ein netzgeführter Umrichter und netzbildende Umrichter (entweder mit SelfSync- oder VSM-Regelung aus der PowerFactory Bibliothek).

Es wurde ein Python-Skript geschrieben, um den Anteil jeder dezentralen Anlage durch Anpassung der Nennleistung automatisch einzustellen. Die anfängliche Wirk- und Blindleistung der dezentralen Anlagen wird so eingestellt, dass die gleichen Ergebnisse der Lastflussinitialisierung berechnet werden, wie im ursprünglichen System mit ausschließlich Synchrongeneratoren.

Im betrachteten Szenario beträgt der Anteil der Umrichter 70 % (30 % Synchrongeneratoren) und von den Umrichtern sind 70% netzbildend und 30 % netzfolgend (in Bezug auf die Nennleistung). Ein Kurzschluss an einer einer der Hauptleitungen, die den nördlichen Teil des Netzes verbinden (L4012-4022), wird für 150 ms simuliert.

Die Ergebnisse des netzbildenden Umrichters (entweder SelfSync oder PF-VSM) im Netzäquivalent an der Sammelschiene 1021 sind in Abb. 3.7-9 dargestellt. Die Sammelschiene 1021 ist ein eher schwacher



Knoten (niedriges Kurzschlussverhältnis) und befindet sich in der Nähe des Kurzschlusses auf der Leitung L4012-4022.

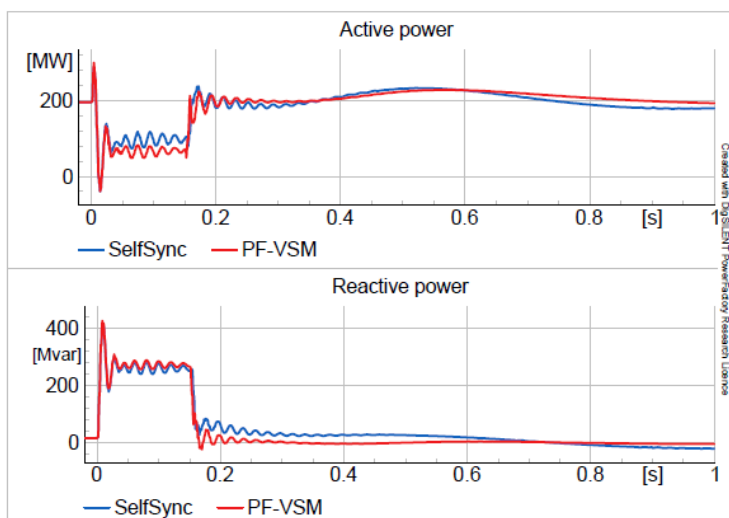


Abb. 3.7-9: Wirk- und Blindleistung des netzbildenden Konverters an der Sammelschiene 1021

Auch hier ist das Ergebnis für beide beide Regler ähnlich. SelfSync behält eine etwas höhere Wirkleistung aufgrund der Priorisierung des Spannungswinkels. Eine 50-Hz-Schwingung ist bei beiden Reglern sichtbar, was auf die Interaktion mit dem dezentralen Synchrongenerator zurückzuführen ist.

Die Phasenströme von SelfSync und PF-VSM während und nach dem Kurzschluss sind in Abb. 3.7-10 und Abb. 3.7-11 dargestellt. Die Spitze des Stroms in den Phasen b und c zu Beginn des Kurzschlusses liegt bei etwa 1,5 pu. Danach können beide Regler die Ströme auf 1 pu begrenzen.

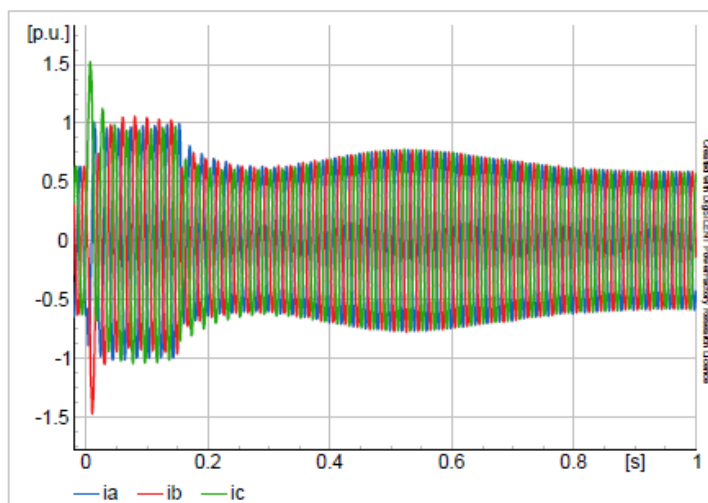


Abb. 3.7-10: Phasenströme von SelfSync während Kurzschluss auf Leitung L4012-4022

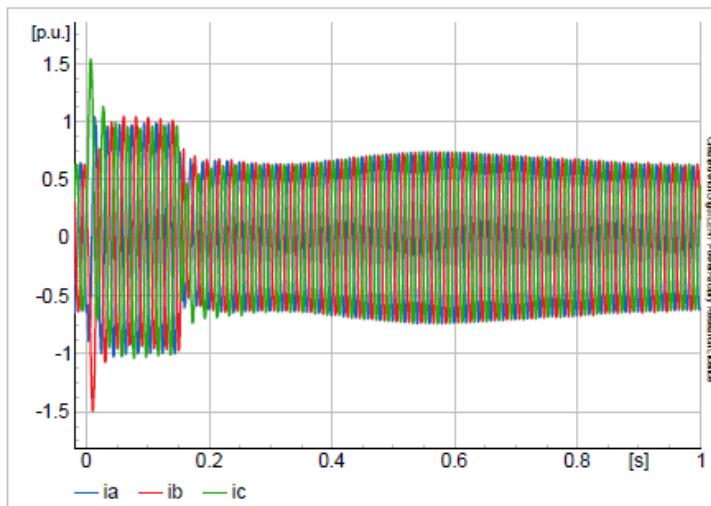


Abb. 3.7-11: Phasenströme der PF-VSM während Kurzschluss auf Leitung L4012-4022

3.7.4 Zusammenfassung

Abschließend lässt sich festhalten, dass ein öffentlich verfügbares EMT-Modell eines industrietauglichen netzbildenden Reglers mit Strombegrenzung in der weit verbreiteten Netzberechnungssoftware PowerFactory implementiert wurde [12]. Die Funktionalität des Reglers wurde in verschiedenen Fallstudien mit der virtuellen Synchronmaschine aus PowerFactory Bibliothek verglichen. Die Ergebnisse für beide Regler sind in einigen Fällen ähnlich, obwohl SelfSync ein besseres dynamisches Verhalten bei Winkelsprüngen der Netzspannung zeigt und bei Störungen flexibel die Frequenz oder Amplitude priorisieren kann. Außerdem kann SelfSync kritische Situationen wie Netz winkelsprünge mit anschließenden Frequenzrampen bewältigen und eignet sich daher für die Analyse komplexer Störfälle.

3.7.5 Literatur

- [1] S. Favuzza, R. Musca, G. Zizzo, and J. A. Sa'Ed, "A Comparison between RMS and EMT Grid-Forming Implementations in MATLAB/Simscap for Smart Grids Dynamics," in 2022 IEEE 21st Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), pp. 1079–1084.
- [2] D. N. Hussein, M. Matar, and R. Iravani, "A Type-4 Wind Power Plant Equivalent Model for the Analysis of Electromagnetic Transients in Power Systems," vol. 28, no. 3, pp. 3096–3104.
- [3] R. W. Kenyon, A. Sajadi, A. Hoke, and B.-M. Hodge, "Open-Source PSCAD Grid-Following and Grid-Forming Inverters and A Benchmark for Zero-Inertia Power System Simulations," in 2021 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC). IEEE, pp. 1–6.
- [4] Powerlink Queensland, "PSCAD assessment of the effectiveness of grid forming batteries."
- [5] A. Engler, "Device for parallel operation of equal range single-phase or three-phase voltage sources," EU-Patent Nr. 1 286 444B1. [Online]. Available: <https://patents.google.com/patent/EP1286444B1/en>
- [6] DlgSILENT PowerFactory, "Technical Reference of Grid-forming Converter Templates."
- [7] VDE Forum Network Technology and Network Operation, FNN Guideline: Grid Forming Behaviour of HVDC Systems and DC-connected PPMs, Std.
- [8] IEEE Power and Energy Society, "Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment." [Online]. Available: <https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technicalreports/PESTR19.html>
- [9] T. Erckrath, C. Bendfeld, P. Unruh, A. Seibel, and M. Jung, "Grid-Forming Control for Enhanced Microgrid Interconnection," in 2022 24th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe), pp. P.1–P.11.
- [10] VDE Forum Network Technology and Network Operation, FNN Guideline: Grid Forming Behaviour of HVDC Systems and DC-connected PPMs, Std.
- [11] IEEE Power and Energy Society, "Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment." [Online]. Available: <https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technicalreports/PESTR19.html>
- [12] S. Eberlein, P. Unruh, T. Erckrath, "Open-Source EMT Model of Grid-Forming Converter with Industrial Grade SelfSync and SelfLim Control", in 2023 IEEE ISGT Europe Conference, Grenoble.

3.8 Anforderungen an netzbildende Stromrichter

Thomas Degner, Thorsten Reimann, Philipp Strauß, Peter Unruh

In den Systemstudien des Projekts wurde gezeigt, dass ein System mit konventionellen stromgeführten Wechselrichtern nur bis zu einem gewissen Stromrichteranteil stabil betrieben werden kann. Sollen die Stromrichteranteile über dieses Maß hinaus erhöht werden, muss ein entsprechender Anteil der Stromrichter netzbildende Eigenschaften haben. Hierfür eignen sich spannungseinprägende Stromrichter, die sich sehr ähnlich wie Synchronmaschinen verhalten.

Um solche Stromrichter im Verbundnetz einzuführen, sollen Anschlussregeln entwickelt werden und die Eigenschaften des netzbildenden Betriebes spezifiziert werden. Zur Sicherstellung dieser Eigenschaften sollten ergänzend Prüfverfahren entwickelt und Prüfkriterien standardisiert werden, die es ermöglichen die Eigenschaften im Labortest an den Anschlussklemmen zu verifizieren.

Im Folgenden werden Eigenschaften netzbildender Stromrichter beschrieben, die aus heutiger Sicht notwendig sind, um stromrichterdominierte Netze stabil betreiben zu können. Für die Vorbereitung der entsprechenden Richtlinien und Normen stellt sich also die Frage, wie netzbildende Stromrichter zu spezifizieren und zu prüfen sind, sodass sie die Systemstabilität unterstützen und sich systemkonform verhalten.

Hier wurden ausschließlich spannungseinprägende netzbildende Stromrichter behandelt, weil sie den Vorteil haben, dass sie durch die Einprägung des Spannungszeigers unmittelbar elektrisch träge sind [1]. Regelungsverfahren, bei welchen zunächst die Frequenz bzw. die Frequenzänderung gemessen wird, wirken demgegenüber verzögert.

3.8.1 Eigenschaften von Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschinen

Die Systemstabilität der großen Energieversorgungssysteme beruhte bislang überwiegend auf Eigenschaften von Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschinen. In konventionellen Großkraftwerken (wie z.B. Kohlekraftwerken, Wasserkraftwerken, Kernkraftwerken) werden Synchronmaschinen mit Turbinen angetrieben. Der in der Synchronmaschine erzeugte Strom wird über einen Maschinentransformator direkt ins Netz eingespeist. Die Eigenschaften des drehzahlgeregelten Triebstrangs und der spannungsgeregelten Synchronmaschinen wurden bislang genutzt, um einen robusten und dynamisch stabilen Betrieb eines Verbundnetzes sicherzustellen. Die Definition und Klassifizierung der Systemstabilität orientiert sich daher ursprünglich an dem Parallelbetrieb von Synchronmaschinen im Netzverbund. Aufgrund zunehmender Stromrichteranteile in Stromversorgungssystemen schlägt z.B. [2] neben der Winkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität weitere Stabilitätskategorien, nämlich die Stromrichterstabilität und Resonanzstabilität vor.

Besonders wichtige Eigenschaften von Synchronmaschinen sind die Spannungsbildung, die Synchronisierung, die Dämpfung, die Momentanreserve und das geeignete transiente Verhalten im Fall von Netzstörungen und -fehlern (s. Abb.3.8-1). Im Folgenden wird deren Bedeutung für die Systemstabilität beschrieben (siehe auch [3,4,5,6,7]).

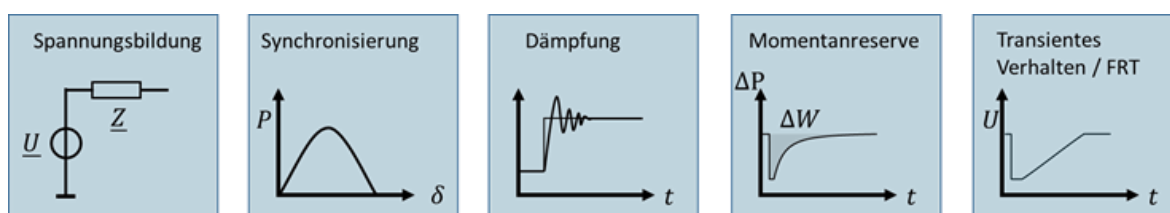


Abb.3.8-1: Wichtige Eigenschaften von Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschinen



Spannungsbildende Eigenschaft

In konventionellen Kraftwerken ist der Rotor des Synchrongenerators über die Antriebswelle mit der Turbine gekoppelt. Entsprechend den Induktionsgesetzen wird im Stator eine Spannung erzeugt, welche in Amplitude und Frequenz einstellbar ist: Die Grundfrequenz der elektrischen Spannung ist starr an die Drehgeschwindigkeit des Rotors gekoppelt und die Amplitude kann über den Strom der Erregerwicklung gesteuert werden. Frequenz und Amplitude dieser Spannung können auch unter Belastung in definierten Bereichen und innerhalb eines definierten Toleranzbandes gehalten werden. Die Betriebsgrenzen des Generators und der Antriebsmaschine müssen hierbei berücksichtigt werden. Im stationären Fall kann der Generator durch eine Ersatzspannungsquelle mit der Innenimpedanz $\underline{Z}_G = R_a + j X_d$ und der inneren Spannung E (Polradspannung) nachgebildet werden (R_a : Widerstand der Ankerwicklung, X_d : Synchronreaktanzen). Da der ohmsche Innenwiderstand R_a zur Vermeidung von Verlusten sehr klein gehalten wird, reicht es oft aus, nur die synchrone Reaktanz X_d zu berücksichtigen.

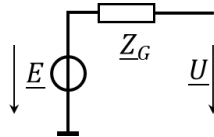


Abb. 3.8-2: Elektrisches Ersatzschaltbild einer Synchronmaschine für den stationären Betrieb

Synchronisierende Leistung

Die stationäre Leistungsabgabe eines Generators über eine Leitung in ein Netz kann durch die folgenden Gleichungen beschrieben werden.

$$P = \frac{R_N U U_N}{Z_N^2} \left(\frac{U}{U_N} - \cos \delta \right) + \frac{X_N U U_N}{Z_N^2} \sin \delta \quad (1)$$

$$Q = \frac{X_N U U_N}{Z_N^2} \left(\frac{U}{U_N} - \cos \delta \right) + \frac{R_N U U_N}{Z_N^2} \sin \delta \quad (2)$$

Das zugehörige Ersatzschaltbild und das Zeigerdiagramm sind in folgender Abbildung dargestellt:

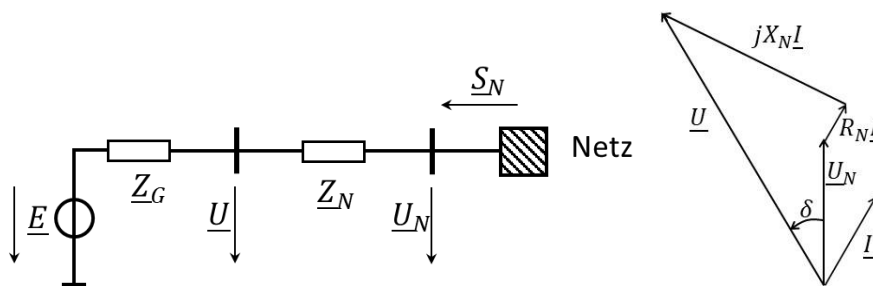


Abb. 3.8-3: Ersatzschaltbild einer netzbildenden Erzeugungsanlage am Verbundnetz mit Zeigerdiagramm

Bei verlustfreier Übertragung ($R_N = 0$) ist die übertragene Leistung proportional zum Spannungswinkel δ zwischen Generatorspannung U und Netzspannung U_N .

$$P = \frac{U U_N}{X_N} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (3)$$

$$Q = \frac{U^2}{X_N} - \frac{U U_N}{X_N} \cos \delta \quad (4)$$

Für den Sonderfall des unregulierten Generators (Klemmenspannung U konstant) sowie für $U = U_N$ ergibt sich unter Verwendung von Gleichung (3) die in Abb. 3.8-4 dargestellte Kurve für die statische Stabilität.

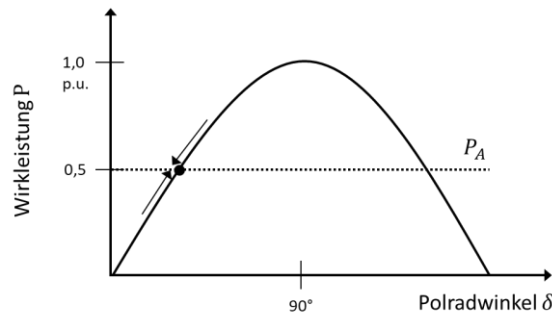


Abb. 3.8-4: Zusammenhang zwischen elektrischer Wirkleistung und Polradwinkel für den ungeregelten Generator. Sind Antriebsleistung P_A und elektrische Wirkleistung P gleich groß, stellt sich ein stationärer Betriebspunkt ein.

Für Winkel kleiner 90° gilt, unter der Annahme einer festen Antriebsleistung P_A des Generators, folgendes: Vergrößert sich der Polradwinkel durch eine Störung im Netz, dann ist die elektrische Leistung P des Generators größer als die Antriebsleistung P_A . Infolgedessen wird der Rotor des Generators so lange abgebremst, bis sich wieder ein stationärer Zustand einstellt. Für Winkel $\delta < 90^\circ$ ergeben sich also stabile Betriebspunkte, da die Leistungsabgabe bei wachsendem Winkel steigt:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \quad (5)$$

Die synchronisierende Leistung P_S bzw. Synchronisierungsziffer K_S ergibt sich durch die Differentiation der Leistungsgleichungen (Gl (1))

$$\Delta P_S = K_S \Delta \delta \quad (6)$$

$$K_S = \frac{dP}{d\delta} = \frac{x_N U U_N}{z_N^2} \cos \delta + \frac{r_N U U_N}{z_N^2} \sin \delta \quad (7)$$

bei verlustfreier Leitung ($R_N = 0$) variiert die Synchronisierungsziffer zwischen $K_S = 0$ bei $\delta = 90^\circ$ und $K_S = P_{max}$ bei $\delta = 0$. Wird die Synchronisierungsziffer klein, so besteht Gefahr für die Stabilität.

Synchrongeneratoren von Kraftwerken werden so betrieben, dass sie bei einer kurzfristigen Änderung des Polradwinkels – hervorgerufen durch eine Störung im Netz – der Störung durch Änderung des Polradwinkels entgegenwirken. Im Zusammenwirken der Synchrongeneratoren stellt sich ein neues Winkelzentrum ein, auf welches sich die Synchrongeneratoren einpendeln. Hierfür bringen die Generatoren eine synchronisierende Leistung auf. Diese Eigenschaft bewirkt, dass sich beim Parallelbetrieb von vielen Generatoren stets ein zueinander synchrones Verhalten einstellt. Innerhalb ihrer Stabilitätsgrenzen müssen die einzelnen Generatoren verhindern außer Tritt zu fallen. Die Synchronisierungsziffer ist ein Maß für die Synchronisierungsfähigkeit des Generators in einem bestimmten Betriebspunkt.

Transientes Verhalten, transiente Stabilität, Dämpfung

Neben dem stationären bzw. quasistationären Verhalten sind für die Netzdynamik das transiente und subtransiente Verhalten von Synchrongeneratoren wichtig. Das dynamische Verhalten kann durch ein System von Differentialgleichungen beschrieben werden. Diese basieren auf folgenden Gesetzmäßigkeiten:

- Maxwell'sche Gleichungen zur Berechnung der Spannungen, Ströme und Magnetflüsse im Generator
- Newton'schen Bewegungsgesetze zur Berechnung der Beschleunigungskräfte und der Beschleunigungsdrehmomente
- Physikalische Erhaltungssätze der Energie zur Berechnung der Maschinenkräfte, Maschinendrehmomente und der Maschinenerwärmung

Um das Modell auf Stabilität zu untersuchen, muss es dynamisch beschrieben werden. Dazu werden die wirkenden Drehmomente betrachtet. Auf das Polrad des Generators wirkt das Drehmoment der



Antriebsmaschine m_A und das elektrische Gegenmoment m_{el} . Das elektrische Moment m_{el} setzt sich aus einem synchronen Anteil m'_{el} und einem asynchronen Anteil proportional zur Winkeländerung δ' zusammen. Die Dynamik dieses Systems kann mit guter Genauigkeit durch eine Differentialgleichung zweiter Ordnung beschrieben werden. In Momentenform lautet die Gleichung:

$$\tau_A \frac{\ddot{\delta}'}{\omega_r} = m_A - m'_{el}(\delta') - C_D * \frac{\dot{\delta}'}{\omega_r} \quad (8)$$

Es sind hier:

C_D : Die Dämpfungskonstante. Die Dämpfung ist proportional zur Winkeländerung und bewirkt ein Einpendeln auf einen neuen Arbeitspunkt nach einer Störung.

τ_A : Die Anlaufzeitkonstante, als Maß für die Trägheit des rotierenden Systems. (Siehe auch Abschnitt „Momentanreserve“)

Mit dieser Gleichung kann die Dynamik des Systems bei Störungen des Gleichgewichts untersucht werden. Hier soll auf zwei Störungen eingegangen werden, die durch Veränderungen im Netz verursacht werden:

- Schnelle Änderungen des elektrischen Moments
- Kurzzeitiger Spannungseinbruch im Netz

Schnelle Änderungen des elektrischen Moments

Beispiel Netzauftrennung: Bei einer Netzauftrennung während einer Stromübertragung entsteht ein Winkelsprung des Spannungszeigers an der Netztrennstelle, welcher sich sehr schnell ausbreitet. Erreicht der Winkelsprung einen Synchrongenerator, so ändert sich auch der Polradwinkel abrupt und somit auch das wirksame elektrische Moment. Der transiente Vorgang in einen neuen Gleichgewichtszustand wird durch Gleichung (8) beschrieben.

Kurzzeitiger Spannungseinbruch als Folge eines Kurzschlusses

Bei einem Kurzschluss im Übertragungsnetz mit anschließender Fehlerklärung verringert sich durch den Spannungseinbruch die abgegebene elektrische Leistung der Synchronmaschine. Infolgedessen beschleunigt der Rotor. Wird der Polradwinkel zu groß, besteht die Gefahr, dass der Generator außer Tritt gerät. Steigt nach Fehlerklärung die Spannung wieder an, nimmt auch die elektrische Wirkleistungsabgabe zu und der Rotor wird wieder abgebremst. Auch diese Effekte sind gut durch Gleichung (8) zu beschreiben. Weiterhin ist zu beachten, dass, je nach Impedanzverhältnissen und Spannungseinbruchtiefe, der Generatorstrom bei Spannungseinbrüchen deutlich zunehmen kann. Synchronmaschinen können kurzzeitig ein Mehrfaches ihres Nennstroms abgeben.

Systemträgheit und Momentanreserve

Im Kontext klassischer Energieversorgungssysteme wird unter Systemträgheit die Fähigkeit von rotierenden Maschinen (Generatoren, direktgekoppelte motorische Lasten) verstanden, kinetische Energie als elektrische Energie in das System abzugeben oder aus diesem aufzunehmen. Die kinetische Energie wird durch eine Änderung der Systemfrequenz frei (Absenken der Systemfrequenz) bzw. aufgenommen (Erhöhung der Systemfrequenz). Die für diese Umwandlung nutzbare Energie wird als Momentanreserve bezeichnet [8].

Wie erwähnt, ergibt sich die Bewegungsgleichung einer Synchronmaschine, die mittels einer Antriebsmaschine (z.B. einer Dampfturbine) angetrieben wird, aus einer Betrachtung der wirkenden Drehmomente (Gleichung (8)). Die dort eingeführte Anlaufzeitkonstante τ_A bezieht sich auf das Bemessungsscheinmoment M_b . Dies ist das Drehmoment, das die Maschine aufbringt, wenn sie stationär mit der Bemessungsleistung S_r betrieben wird:

$$M_b = \frac{pS_r}{\omega_r} \quad (9)$$



ω_r ist die elektrische Kreisfrequenz des Polrads bei Nennfrequenz ($\omega_r = 2 \pi f_r$) und p die Polpaarzahl. Wenn die Maschine mit diesem Drehmoment ohne Belastung aus dem Stillstand beschleunigt wird ($m_A = M_b, m_{el} = 0$), läuft sie in der Zeit τ_A auf die Bemessungskreisfrequenz ω_r hoch. Durch Integration der Bewegungsgleichung ergibt sich:

$$\tau_A = J \frac{\omega_r^2}{p^2} 1/S_r \quad (10)$$

Hier ist J das mechanische Trägheitsmoment der Anlage. Da die Synchronmaschine in Kraftwerken in der Regel fest mit einer Turbine oder Antriebsmaschine verbunden ist, muss für die Bestimmung der Anlaufzeitkonstanten bzw. des Trägheitsmoments der ganze Wellenstrang betrachtet werden.

Wie eingangs erwähnt führt eine Frequenzänderung im Energieversorgungssystem aufgrund der kinetischen Energie zu einer Abgabe bzw. zu einer Aufnahme von elektrischer Energie, welche der Frequenzänderung entgegenwirkt. Da das heutige Elektroenergiesystem auf Synchronmaschinen basierend aufgebaut wurde, und diese das Kurzzeitverhalten bislang maßgeblich prägen, wird als Maß für die Trägheit des Energieversorgungssystems eine Netzanlaufzeitkonstante τ_N definiert. Diese ergibt sich aus den gewichteten Anlaufzeitkonstanten der Kraftwerke τ_A sowie synchronbetriebener motorischer Lasten τ_L , bezogen auf die Nennscheinleistung aller angeschlossenen Kraftwerke und synchron betriebener motorischer Lasten:

$$\tau_N = \frac{\sum_{i=0}^n \tau_{A,i} S_{A,i} + \sum_{j=0}^m \tau_{L,j} S_{L,j}}{\sum_{i=0}^n S_{A,i} + \sum_{j=0}^m S_{L,j}} \quad (11)$$

Wenn bei einem plötzlichen Leistungsungleichgewicht $\Delta P_{imbalance}$ eine im Energieversorgungssystem mittlere maximale Frequenzänderungsrate ($RoCoF_{max} = \max\left(\frac{d\omega}{dt}\right)$) eingehalten werden soll, dann kann daraus die erforderliche minimale Netzanlaufzeitkonstante berechnet werden (Annahme ist hierbei ein Punktmodell, mit dem eine mittlere Frequenzänderung für das Gesamtsystem ermittelt wird):

$$RoCoF_{max} = \max\left(\frac{d\omega}{dt}\right) = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{load}} * \frac{f_0}{\tau_{N,min}} \quad (12)$$

bzw.

$$\tau_{N,min} = \frac{\Delta P_{imbalance}}{P_{load}} * \frac{f_0}{RoCoF_{max}} \quad (13)$$

Zu beachten ist, dass für die Bestimmung von $\tau_{N,min}$ alle zum Zeitpunkt der Störung in das Netz (bzw. Teilnetz) einspeisenden Erzeugungsanlagen und motorischen Lasten berücksichtigt werden. Bei festem $RoCoF_{max}$ sind die Größe der Störung $\Delta P_{imbalance}$ und die aktuelle Netzlast P_{load} wichtig für die Berechnung der notwendigen $\tau_{N,min}$. Durch das Einhalten dieser $\tau_{N,min}$ wird die initiale Frequenzänderungsrate bei einer Systemstörung eingehalten, so dass Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität, die erst zeitverzögert wirken, wirksam werden können, bevor kritische Frequenzgrenzen erreicht werden. Zu diesen Maßnahmen gehören z.B. das Unterfrequenz-Lastabwurf Schema (limited frequency sensitive mode underfrequency LFSM-U) und die automatische Leistungsabregelung von Erzeugungsanlagen (LFSM-O).

Aufteilung der Störung auf Generatoren und Lasten des Systems:

Unter der vereinfachten Annahme eines konzentrierten Systems (Punktmodell) fällt die Störung $\Delta P_{imbalance}$ instantan an und ist als Phasenwinkelsprung der Spannung für alle Generatoren gleich. Die Leistungsabweichung verteilt sich dann entsprechend den jeweiligen Nennleistungen über den Winkelsprung auf die Synchronmaschinen.

Im Falle eines Leistungsdefizits erhöhen diese ihren Leistungsbeitrag, bis die momentane Bilanz im System wieder ausgeglichen ist. Die dazu notwendige Energie kommt initial aus der kinetischen Energie durch Absenken der Systemfrequenz. Diese positive Momentanreserve ist relativ klein. Es müssen daher schnell Maßnahmen wirksam werden, um die Leistungsbilanz auszugleichen.

Im Falle eines Leistungsüberschusses werden die elektrischen Leistungen der Synchronmaschinen reduziert, die Anlagen beschleunigen daher und die Systemfrequenz steigt an. Auch hier müssen schnell Maßnahmen wirksam werden, um die Leistungsbilanz wieder auszugleichen.

Für das zentraleuropäische Stromversorgungssystem werden im Netzentwicklungsplan [9] in diesem Zusammenhang 51,5 Hz und 47,5 Hertz als kritische Frequenzgrenzen angegeben. Der Momentanreserve-



Beitrag einer einzelnen Anlage bis zum Erreichen dieser Frequenzgrenzen kann in Abhängigkeit der Anlaufzeitkonstante einer Anlage und der Nennwirkleistung der Anlage berechnet werden ([9, Gl. 3.8])

$$\Delta W_{HF} = \int \Delta P dt = \int_{50\text{Hz}}^{51,5\text{Hz}} \frac{P_N \tau_A f}{f_n^2} df = \frac{1}{2} \frac{P_N \tau_A}{f_n^2} ((51,5 \text{ Hz})^2 - (50 \text{ Hz})^2) = 0,03 * P_N \tau_A \quad (14)$$

$$\Delta W_{LF} = \int \Delta P dt = \int_{47,5\text{Hz}}^{50\text{Hz}} \frac{P_N \tau_A f}{f_n^2} df = \frac{1}{2} \frac{P_N \tau_A}{f_n^2} ((50 \text{ Hz})^2 - (47,5 \text{ Hz})^2) = 0,05 * P_N \tau_A \quad (15)$$

Die Größe des Störereignisses $\Delta P_{\text{imbalance}}$ bestimmt die Größe der summarisch erforderlichen initialen Störausgleichleistung.

Um die Einhaltung von kritischen Frequenzgrenzen sicherzustellen, sollte eine maximale mittlere Frequenzänderungsrate eingehalten werden. Eine minimale Netzanlaufzeitkonstante gibt ausreichend Zeit für Gegenmaßnahmen.

Unter Berücksichtigung von kritischen Frequenzgrenzen, kann die Energie, die unmittelbar im System durch Kraftwerke mit rotierenden Generatoren und synchronbetriebenen Lasten zur Verfügung stehen muss, berechnet werden.

3.8.2 Anforderungen an netzbildende stromrichtergekoppelte Anlagen

Im zentraleuropäischen Verbundnetz werden Kraftwerke mit Synchrongeneratoren zunehmend durch stromrichtergekoppelte Anlagen ersetzt. Eine Konsequenz ist der Bedarf netzbildende Eigenschaften in Stromrichtern zu implementieren und über diese Stromrichter eine elektrische Trägheit und damit Momentanreserve bereit zu stellen. Aus elektrischer Sicht sollen diese netzbildenden Stromrichter eine Spannung einprägen und sich bezüglich der stabilisierenden Eigenschaften ähnlich wie Synchronmaschinen verhalten. Netzbildende Stromrichter stellen hierfür einen Spannungszeiger und zeigen ein netzsynchrones Verhalten mit geeigneter Dämpfung. Durch eine verzögerte Nachführung des Spannungszeigers können sie auch positive oder negative Momentanleistungsreserve bereitstellen, soweit entsprechende Energiereserven verfügbar sind bzw. überschüssige Energie aufgenommen werden kann. Bei Frequenzänderungen oder Spannungswinkeländerungen im elektrischen System wird so positive oder negative Leistung eingespeist bzw. entnommen, welche der Änderung unmittelbar entgegenwirkt.

Folgende, für die Systemstabilität im Kurzzeitbereich essenzielle Eigenschaften von Kraftwerken mit Synchrongeneratoren sollen auch von netzbildenden, stromrichtergekoppelten Anlagen bereitgestellt werden:

- 1) Spannungsbildung
- 2) Synchronisierende Leistung
- 3) Elektrische Trägheit unter Bereitstellung von Momentanreserve
- 4) Dämpfung von Pendelungen im Bereich und unterhalb der Grundfrequenz und ggf. von Oberschwingungen

Stromrichter und Synchronmaschinen, die an der Netzbildung beteiligt sind, sollten sich bei eigenständiger Spannungsbildung über die synchronisierende Leistung am kohärenten Systembetrieb beteiligen, d.h. sie müssen gewährleisten, dass sie ihre Synchronität zum Verbundsystem nicht verlieren. Trägheit und Momentanreserve werden benötigt, um plötzliche große Störungen wie z. B. Netzauftrennungen mit Leistungsungleichgewichten von bis zu einigen 10 Gigawatt beherrschbar zu machen. Hierfür müssen Frequenzänderungsraten begrenzt werden, um für weitere stabilisierender Maßnahmen Zeit zu gewinnen. Eine weitere wichtige Eigenschaft ist der Beitrag zum Dämpfen von Pendelungen, weil netzbildende Stromrichter genauso wie Synchronmaschinen schwingungsfähig sind.

Netzbildende Stromrichter sollten mindestens die gleiche Netzverträglichkeit wie klassische netzfolgende Stromrichter haben. Das gilt beispielsweise für die Einhaltung von Grenzen für Oberschwingungen. Für das Verhalten bei Spannungsfehlern (FRT-Verhalten) können die Anforderungen angepasst werden. Netzbildende Eigenschaften können im Rahmen der Strombegrenzung im Fehlerfall ggf. aufrechterhalten werden. Aus systemischer Sicht ist zu beachten, dass Schutzkonzepte nicht über das notwendige Maß beeinträchtigt werden bzw. Anpassungsbedarf entsteht. Darüber hinaus ist das Verhalten bezüglich der ungewollten Teilnetzbildung zu beachten.

Die netzbildende elektrische Anlage stellt einen trägen netzsynchronen und gedämpften Spannungszeiger am Anschlusspunkt. Weicht die Netzfrequenz durch eine Störung oder Leistungsungleichgewicht ab, wird



durch die Winkel- und Betragsdifferenz zum Spannungszeiger der Anlage instantan Leistung bereitgestellt. Gleichzeitig entsteht ein synchronisierendes Moment, das den Spannungszeiger der Anlage dem Netzspannungszeiger nachführt.

Unter der Berücksichtigung der Eigenschaften von konventionellen Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschinen werden hier nun Anforderungen an stromrichtergekoppelte netzbildende Anlagen („GFI-Anlagen“) formuliert.

Spannungsbildung

Netzbildende Spannungsquellen sind für den stabilen Betrieb des elektrischen Verbundsystems notwendig. Innerhalb des Betriebsbereichs ist die Spannungsbildung durch folgende stationäre Eigenschaften der Anlage am Netzanschlusspunkt charakterisiert:

- Die Anlage kann sowohl eigenständig, d.h. ohne externes Netz bzw. ohne fremde Spannungsquelle (Inselbetrieb) als auch netzparallel betrieben werden
- Die Anlage verhält sich im Insel- und im Netzparallelbetrieb wie eine ideale Spannungsquelle mit einer Impedanz.
 - Die Anlage kann eigenständig eine Sinusspannung mit definierter Frequenz und Amplitude bereitstellen.
 - Die Anlage kann Spannungsamplitude und -frequenz innerhalb des Betriebsbereichs innerhalb definierter Toleranzbänder halten.

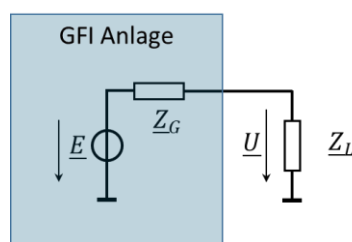


Abb. 3.8-5: Ersatzschaltbild einer netzbildenden Anlage im Inselbetrieb

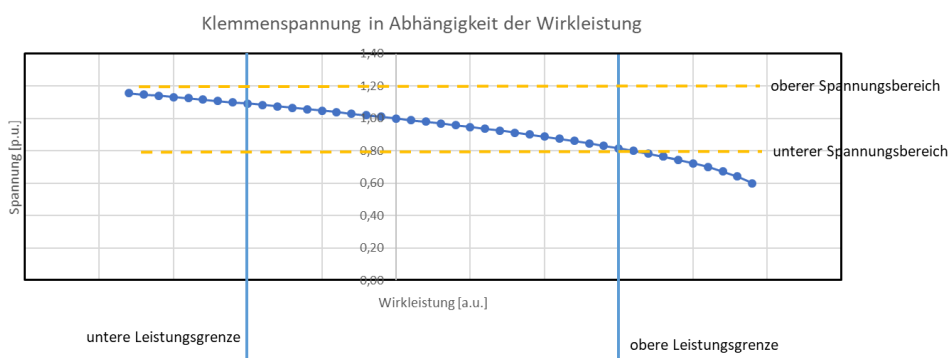


Abb. 3.8-6: Prinzipielle Spannungscharakteristik (Klemmenspannung U) einer netzbildenden Anlage im Inselbetrieb in Abhängigkeit der abgegebenen Wirkleistung (negative Werte: Leistungsaufnahme).

Synchronisierende Leistung

Synchronisierende Leistung ist bei netzbildenden Anlagen erforderlich, damit im Netzverbund einen Synchronlauf der Anlagen um ein gemeinsames Winkelzentrum sichergestellt und ein Auseinanderlaufen der Anlagen vermieden wird.

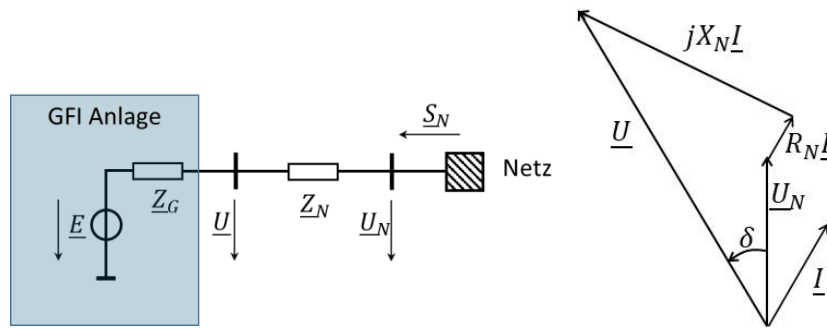


Abb. 3.8-7: Ersatzschaltbild einer netzbildenden Anlage am Verbundnetz mit Zeigerdiagramm

Bei Synchrongeneratoren wird die synchronisierende Leistung in Bezug auf den Polradwinkel des Generators beschrieben. Bei stromrichtergekoppelten Anlagen kann man die synchronisierende Leistung auf den Winkel zwischen der Spannung am Netzanschlusspunkt und z. B. einer Spannung hinter einer bekannten Leitungs- oder Netzimpedanz beziehen. Die (stationäre) Leistungsabgabe der Anlage kann in Abhängigkeit der Winkel zwischen diesen Spannungen gemessen werden. Die Änderung der Leistung bei einer Änderung des Winkels entspricht der synchronisierenden Leistung. Ein stabiler Betrieb ergibt sich für $\frac{dP}{d\delta} > 0$.

Für netzbildende Anlagen mit synchronisierender Leistung ist daher für einen stabilen Betrieb eine Wirkungsleistungsabgabe in Abhängigkeit vom Spannungswinkel δ erforderlich, wobei die Steigung immer positiv ist, $\frac{dP}{d\delta} > 0$.

Bei der Formulierung von Anforderungen an diese Kennlinie sind die komplexe Netzimpedanz Z_N sowie die Spannungsbereiche zu berücksichtigen. Weiterhin ist zu beachten:

- Die maximale Anlagenleistung, begrenzt durch die Leistungsgrenzen der Leistungselektronik sowie durch die aktuell verfügbare Anlagenleistung. (z. B. hängt bei Speichersystemen die maximale und minimale Anlagenleistung vom aktuellen Ladezustand des Speichers ab).
- Die minimale Anlagenleistung, auch hier wieder begrenzt durch Grenzen in der Leistungselektronik sowie durch die aktuelle Leistungsaufnahmefähigkeit der Anlagen.
- Die Möglichkeit, die Anlagenleistung im aktuellen Betriebspunkt zu erhöhen oder abzusenken. Grundsätzlich sollte im aktuellen Betriebspunkt immer positive und negative synchronisierende Leistung vorhanden sein.

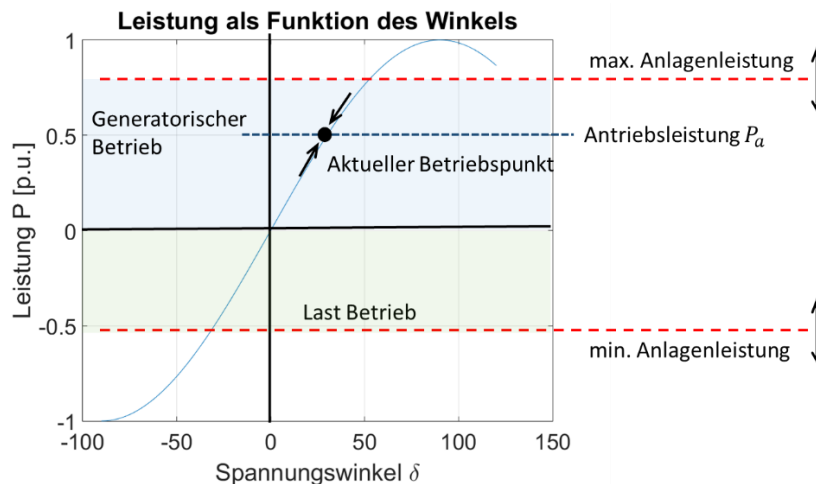


Abb. 3.8-8: Beispielhafte Leistungskennlinie einer netzbildenden Anlage (hier dargestellt für eine Speicheranlage).



Elektrische Trägheit und Momentanreserve

Netzbildende Stromrichter müssen zur Unterstützung der Stabilität, ähnlich wie Synchronmaschinen, ein elektrisch träges Verhalten der Spannung vorweisen. Das bedeutet im Falle von Leistungsungleichgewichten und damit verbundenen Spannungsabweichungen in Winkel und Betrag, dass sich der Strom anpasst, entsprechend der Netzimpedanz am Netzanschlusspunkt. Im Falle eines Leistungsdefizits vergrößert sich der Spannungswinkel und der Einspeisestrom steigt an, bzw. bei Lasten sinkt der Laststrom. Damit wird durch die elektrische Trägheit der Spannung unmittelbar, d.h. ohne jeglichen Zeitverzug Leistung bereitgestellt [1].

Bezüglich der Trägheit der Spannung kann man sich also am Verhalten einer idealen Synchronmaschine orientieren. Dabei entspricht die Anlaufzeitkonstante des Antriebsstrangs (verursacht durch die Trägheit der rotierenden Masse) der Anlaufzeitkonstante der netzbildenden stromrichtergekoppelten Anlage (bereitgestellt durch eine geeignete Spannungsregelung mit entsprechender Energie- und Leistungsreserve).

In [1] wird die elektrische Trägheit als gemeinsame Eigenschaft von Synchronmaschinen und netzbildenden Stromrichtern beschrieben. Aus Systemsicht ist es unerheblich, ob sie inhärent konstruktiv in Form einer elektrischen Maschine mit den eigenen und weiteren gekoppelten rotierenden Massen bereitgestellt wird, oder ob sie synthetisch durch eine geeignete Regelung durch Stromrichter erzeugt wird.

Es ergibt sich also eine Bewegungsgleichung des Spannungszeigers entsprechend Gleichung (8):

$$\tau_A \frac{\delta'}{\omega_r} = m_A - m'_{el}(\delta') - C_D * \frac{\delta'}{\omega_r} \quad (16)$$

Die Dämpfung C_D dieses schwingungsfähigen Systems wird im folgenden Kapitel behandelt.

Netzbildende Anlagen können, je nach Anlageneigenschaften, positive und/oder negative Momentanleistungsreserve in Reaktion auf eine Spannungswinkeländerung am Netzanschlusspunkt erbringen. Die hierfür erforderliche Energie muss auf der Anlagenseite bereitgestellt werden bzw. aufgenommen werden können. Die Bereitstellung von Momentanreserve durch eine netzbildende Anlage kann beschrieben werden durch:

- Das Vorzeichen der Momentanreserve (als Energiequelle oder Energiesenke).
- Die maximal initial zur Verfügung stehende Leistung.
- Die maximale Dauer der Bereitstellung von Momentanreserve.
- Den verfügbaren Energieinhalt.

Transientes Verhalten

Die netzbildende Anlage sollte bei transienten Vorgängen ein gedämpftes, synchronisierendes Verhalten aufweisen.

a) Verhalten bei Änderungen der Wirkleistung

Wird durch einen Winkelsprung des Spannungszeigers am Netzanschluss der Anlage instantan mehr oder weniger Wirkleistung von der Anlage abfragt, wird der innere Spannungswinkel verzögert mit einem gedämpften Verhalten nachgeführt. Dieses Verhalten ist am Netzanschlusspunkt sichtbar durch

- Eine instantane Reaktion der Wirkleistung auf den Winkelsprung
- Ein gedämpftes Zurückführen der Wirkleistung auf den neuen Sollwert

Im zeitlichen Verlauf kann dieses Verhalten entsprechend Abb. 3.8-9 charakterisiert werden. Anlaufzeit, Einschwingzeit und zulässiges Überschwingweite sind zu definieren.

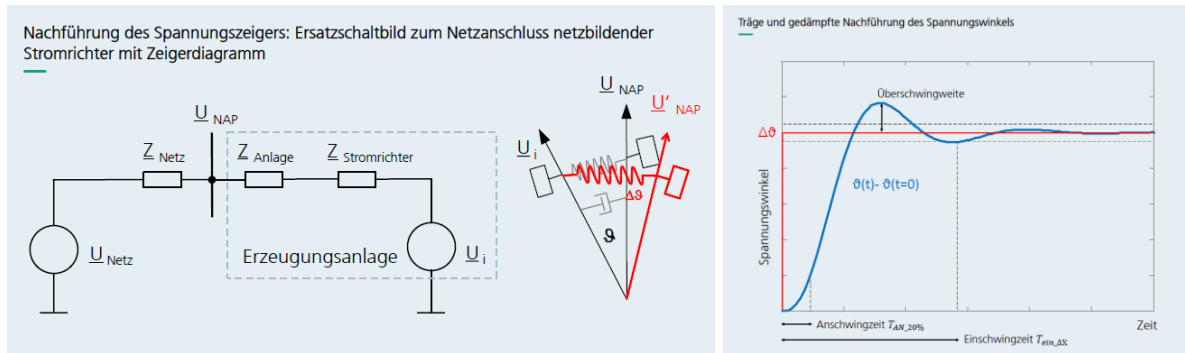


Abb. 3.8-9: Träge und gedämpfte Nachführung des inneren Spannungswinkels des netzbildenden Stromrichters bei einem Sprung des Spannungswinkels am Netzanschlusspunkt. Die Nachführung des Spannungszeigers ist am Netzanschlusspunkt sichtbar durch ein gedämpftes Zurückführen der Wirkleistung auf den neuen Sollwert.

b) Verhalten bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen

Bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen soll vermieden werden, dass durch Abschalten oder anderweitig unerwünschtem Verhalten der Stromrichter die Netzstabilität gefährdet wird. Der Stromrichter muss daher am Netz verbleiben und möglichst der Spannungsänderung entgegenwirken, ohne dass es zu Instabilitäten in der Regelung des Stromrichters und des Gesamtsystems kommt. Im Fehlerfall soll der Stromrichter die Systemspannung im geeigneten Maße im Mit- und Gegensystem stützen.

Für konventionell, stromeinprägend geregelte Anlagen ist in den technischen Anschlussregeln das Verhalten bei Netzfehlern definiert (u.a. „Fault-Ride-Through-Grenzkurven“).

Für GFI-Anlagen erfolgt ein Beitrag zur Spannungstützung instantan nach einer Änderung der Netzspannung. Entsprechend des Spannungsquellenverhaltens stützt der spannungseinprägend geregelte Stromrichter die Netzspannung. Ohne eine Anpassung oder Ergänzung der Stromrichterregelung würde der Stromrichter aber schnell seine Stromgrenzen erreichen. Zum Schutz der Hardware muss daher eine schnelle Strombegrenzung oder andere Schutzsysteme des Stromrichters aktiviert werden. Unter Umständen kann der spannungseinprägende Stromrichterbetrieb nicht mehr aufrechterhalten werden.

Daher müssen Anforderungen an das Verhalten des Stromrichters definiert werden, welche für das Verhalten bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen und dem Erreichen der Stromgrenzen gelten.

Grundsätzlich können hier die gleichen Anforderungen, wie Sie für stromeinprägend geregelte Anlagen zugrunde gelegt werden, gestellt werden.

Bei Erreichen der Strombegrenzung sollte ein möglichst stetiger Übergang in den strombegrenzten Betrieb erfolgen. Dieser „stetige Übergang“ ist geeignet zu definieren. Idealerweise wird der Betrieb in der Strombegrenzung vermieden, um das Verhalten des spannungseinprägend geregelten Stromrichters beizubehalten.

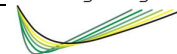
Nach Fehlerklärung trägt der Stromrichter durch sein Verhalten als Spannungsquelle zur Spannungstützung bei. Die geforderten Zeiten für den Übergang in den Normalbetrieb sind in den technischen Anschlussregeln der entsprechenden Spannungsebenen als Forderung für den Wirkstrom gegeben. Diese könnten entsprechend auf das Klemmenverhalten von GFI-Anlagen angewendet werden.

Ein weiterer Aspekt ist die Qualität von Kurzschlussströmen, um die Gewährleistung von Schutzfunktionen im Netz sicherzustellen, etwa die Vermeidung unkontrollierter Einspeisung von Oberschwingungsströmen oder die Verschiebung von Nulldurchgängen der Grundschwingung. Diese Aspekte wurden hier nicht aufgenommen, weil diese nicht spezifisch für spannungseinprägend geregelte Stromrichter sind, sondern unabhängig von der Regelungsart für alle Stromrichter zu definieren und allgemein als Vorgaben, Definitionen, Verhaltensregeln im leistungselektronikdominierten Netz festzuhalten sind.

Netzurückwirkungen

a) Harmonische und zwischenharmonische Anteile der Systemspannung

Eingeprägte Vielfache der Spannungsgrundschwingung sollen innerhalb vereinbarter Grenzen verbleiben.



Eine Möglichkeit solche Grenzwerte zu erzeugen sei wie folgt beschrieben: Die Grenzwerte für zulässige Spannungsüberschwingungen und -zwischenharmonische für spannungseinprägend geregelte Stromrichter berechnen sich aus Vorgaben der entsprechenden technischen Anschluss Regeln (TARs, [10-14]). Der Berechnung liegen die in den TAR angegebenen Stromgrenzwerte und ein Referenzanschlusspunkt zu Grunde und ergeben die Grenzwerte in Volt/MVA. Die Referenzanlage hat 1 MVA (10 kVA in der Niederspannung) Leistung und ist an einen Netzanschlusspunkt mit einer Anfangskurzschlussleistung von [NS: 10 MVA, MS: 500 MVA, HS: 5 GVA, HÖS: 20 GVA] angeschlossen. Zusätzlich darf die Erhöhung des THDu nicht mehr als 2% betragen.

b) Harmonische und zwischenharmonische Anteile des Stromes

Stromüberschwingungen mit Spannungsqualität verschlechternder Wirkung müssen in den Grenzen entsprechend der gültigen Technischen Anschlussregeln (TAR) gehalten werden. Die Bereitstellung von Oberschwingungsströmen zur Verbesserung der Spannungsqualität ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

c) Spannungsunsymmetrien

Der Stromrichter darf die Spannungssymmetrie nicht verschlechtern.

Erzeugt der Stromrichter eine symmetrische Systemspannung so ist dieser in der Lage, im Netz befindliche Unsymmetrien der Spannung zu reduzieren.

Durch die Einprägung einer symmetrischen Spannung, die zur Netzspannung in den einzelnen Phasen abweicht, kommt es zu unsymmetrischen Strömen. Diese Ströme zur gezielten Kompensation von Spannungsunsymmetrien fallen nicht unter die Grenzwerte der Einspeisung unsymmetrischer Ströme. Die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel darf nicht überschritten werden. Eine Anregung von Überstromschutzeinrichtungen muss vermieden werden. Die Ströme in den einzelnen Phasen dürfen zum Schutz vor ungewollten Symmetrierungsbeiträgen des Stromrichters begrenzt werden.

Unsymmetrische Ströme, die durch das Netz bedingt (Lastsituation) verlangt werden, kann der Stromrichter im Rahmen seiner Leistungsgrenzen bereitstellen.

Eine Schiefast-Widerstandsfähigkeit könnte als Anforderung definiert werden.



Wirk- und Blindleistungsbereitstellung

a) Dynamisches Frequenz-Wirkleistungsverhalten

Als Beitrag zur Netzstabilität sollte für GFI-Anlagen ein dynamisches Frequenz-Wirkleistungsverhalten aktivierbar sein (f/P Statiken). Dieses ist notwendig, um die Anpassung der Wirkleistung im Verbundbetrieb zu realisieren.

b) Blindleistungsbereitstellung

Spannungseinprägend geregelte Stromrichter sollen die Funktionen einer Blindleistungsbereitstellung, wie es in den technischen Anschlussregeln der unterschiedlichen Spannungsebenen gefordert wird [12-16], haben.

3.8.3 Literatur

- [1] Unruh P, Nuschke M, Strauß P, Welck F. Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. *Energies*. 2020; 13(10):2589. <https://doi.org/10.3390/en13102589>
- [2] Nikos Hatziargyriou, J. V. Milanović, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. J. Sanchez- Gasca, A. Stanković, T. Van Cutsem, V. Vittal, C. Vournas, „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies“, IEEE, Technical Report PES-TR77, April 2020
- [3] Nelles, Dieter (2009): „Netzdynamik. Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen“. Berlin, Offenbach: VDE-Verl.
- [4] Crastan, Valentin; Westermann, Dirk (Hg.) (2018): „Elektrische Energieversorgung“. Springer-Verlag GmbH. 2., aktualisierte Auflage. Berlin: Springer Vieweg.
- [5] Oswald, Bernd R. (2005): „Skript Stabilität. Vorlesung Elektrische Energieversorgung II“.
- [6] Balu, Neal J.; Lauby, Mark G.; Kundur, Prabha S. (Hg.) (1994): „Power system stability and control“.
- [7] van Cutsem, Thierry; Vournas, Costas (2008): „Voltage stability of electric power systems“, Paperback ed. New York: Springer (Power Electronics and Power Systems Series).
- [8] „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors“, RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group, 2016.
- [9] Übertragungsnetzbetreiber, „Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf“, 26.04.2021
- [10] VDE, „VDE-AR-N 4131 Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen (TAR HGÜ),“ Aug. 2018.
- [11] VDE, „VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ Nov. 2018.
- [12] VDE, „VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ Nov. 2018.
- [13] VDE, „VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),“ Nov. 2018.
- [14] VDE, „VDE-AR-N 4130 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung),“ Nov. 2018.



3.9 Nachweis des Fehlerverhaltens netzbildender Stromrichter nach FGW TR3

Timo Sauer, Frederik Tiedt

3.9.1 Einleitung

Für die flächendeckende Einbindung netzbildender Stromrichtersysteme in die verschiedenen Spannungsebenen müssen bereits bestehende Stabilitätsanforderungen an elektrische Verbundnetze und Anlagen zunächst neu evaluiert und bewertet werden. Ein zentrales Thema dieser Neubewertungen, vor allem transients Stabilitätsanforderungen, ist das Verhalten von elektrischen Erzeugungsanlagen in kritischen Netzfehlerfällen. Zur Wahrung der Versorgungskontinuität müssen Erzeugungsanlagen in der Lage sein, Netzstörungen durchfahren zu können und zur transienten Netzstabilität beizutragen. In dezidierten und reproduzierbaren Laborversuchen wurde im Projektvorhaben das Verhalten von Stromrichtern sowohl mit netzfolgender Stromregelung, hier bezeichnet als Grid-Supporting-Inverter (GSI), als auch mit einer netzbildenden Spannungsregelung, hier bezeichnet als Grid-Forming-Inverter (GFI), hinsichtlich ihrer Fehlerstrombeiträge aufgezeigt. Hierbei wurde insbesondere die Einhaltung der Anforderungen an die Normkonformität der Prüfverfahren berücksichtigt, welche sich stringent an den VDE Anwendungsregeln AR-N-4110-4130 [1] und den hiervon abgeleiteten Prüfnormen FGW TR3 [2] orientiert. In der Prüfvorschrift selbst sind dezidierte Vorgaben an die Umsetzung von Prüfsequenzen, den Messaufbau, sowie Anforderungen an die Messtechnik und die allgemeinen Prüfbedingungen definiert, so dass Prüfsequenzen daraus abgeleitet und im Labor durchfahren werden konnten.

3.9.2 Normative Prüfanforderungen an das elektrische Verhalten von Anlagen

Bevor elektrische Anlagen übereinkommend mit dem zuständigen Netzbetreiber in den Betrieb am öffentlichen Netz gehen dürfen, sind definierte Zertifizierungsprozesse nötig, um den netzkonformen Betrieb in allen geforderten Bereichen nachzuweisen. Grundsätzlich gelten hierbei für Deutschland die VDE Anwendungsregeln VDE AR-N-4110-4130 [1] der jeweiligen Netzebene, an welcher die geplante Anlage in Betrieb genommen wird. Ergänzend zu den Vorgaben der jeweiligen VDE-Normen werden Prüfanforderungen durch die FGW TR3 [2] dezidiert formuliert. Zur Untersuchung des Verhaltens von elektrischen Anlagen bei Störungen im Netz wurde zur Prüfung ein Fehlerkorridor mittels Netzsimulator erzeugt, indem die Spannung am Anschluss des Prüflings auf einen definierten Wert geführt, und das Leistungsverhalten des Prüflings gemessen wurde. Der Verlauf eines exemplarischen Korridors ist in Abb. 3.9-1 dargestellt. Es wird der Spannungswert des Spannungsraumzeigers in p.u. über die Zeit des anliegenden Fehlers dargestellt.

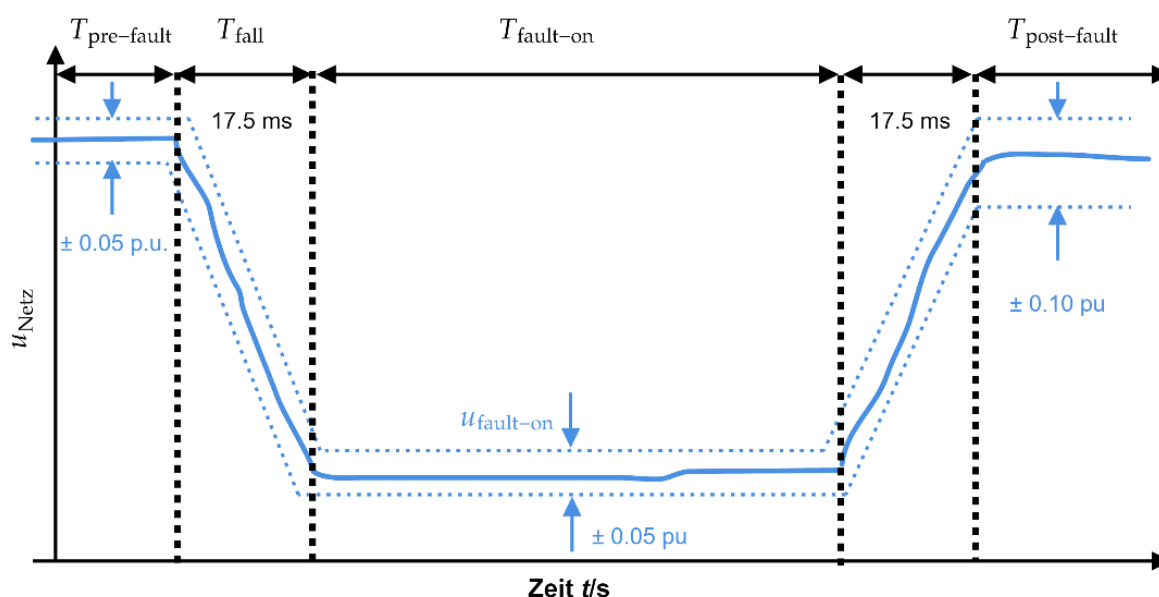


Abb. 3.9-1: Vorgabe für Spannungseinbruchstests in Anlehnung an FGW TR3 [2]



Ergänzend hierzu zeigen die gestrichelten Linien die einzuhaltenden Toleranzbänder der, an den Anschlussklemmen des Netzsimulators, anliegenden Spannung. Ferner ist der Korridor in unterschiedliche zeitliche Schwerpunkte untergliedert, welche für das dynamische Verhalten des Prüflings von besonderer Relevanz sind. Hierzu gehört zum einen die zulässige Geschwindigkeit des Eintritts des Unterspannungsereignisses T_{fall} , sowie die Fehlerdauer $T_{fault-on}$. Die Einhaltung der entsprechenden zeitlichen Anforderungen und die Anforderungen an die Spannungshöhe während des Unterspannungsereignisses sind zwingend einzuhalten, um einen konformen Nachweis des Verhaltens der Anlage zu erbringen.

3.9.3 Umsetzung des Prüfaufbaus im Labor

Gemäß den aktuellen Prüfvorgaben der FGW TR3 wurde ein Prüfaufbau für die Testung von Unterspannungsereignissen im Labor realisiert. Abb. 3.9-2 zeigt das Prinzipschaltbild der installierten Komponenten im Prüfaufbau. Hierbei werden die beiden getesteten Stromrichter, sowohl GFI als auch GSI, als Device-Under-Test (DUT) bezeichnet. Die DUT werden normkonform über eine variable Netzimpedanz Z_L an einen, über ein Echtzeitrechensystem angesteuerten, Netzsimulator angekoppelt. Das X/R-Verhältnis beträgt 3.

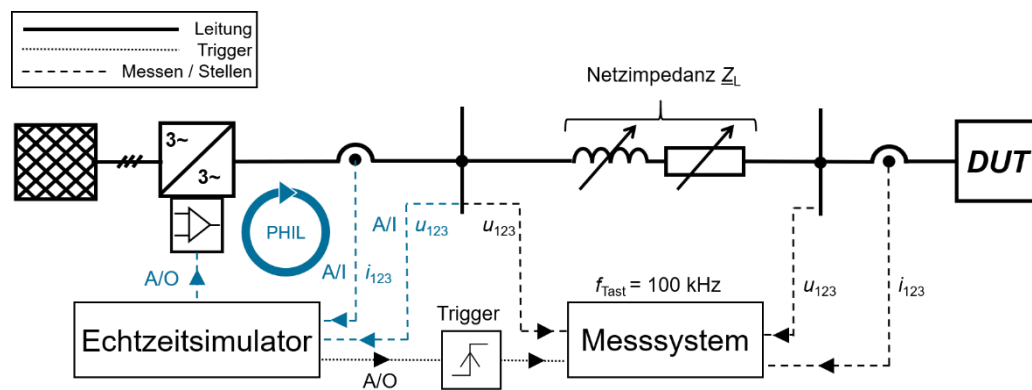


Abb. 3.9-2: Prinzipschaltbild der Prüfanordnung im elenia Netzdynamiklabor

Ein hochauflösendes Messsystem kann aus dem Echtzeitrechensystem getriggert werden um eine hohe Reproduzier- und Vergleichbarkeit der einzelnen Prüfsequenzen, auch unter den verschiedenen DUT zu gewährleisten.

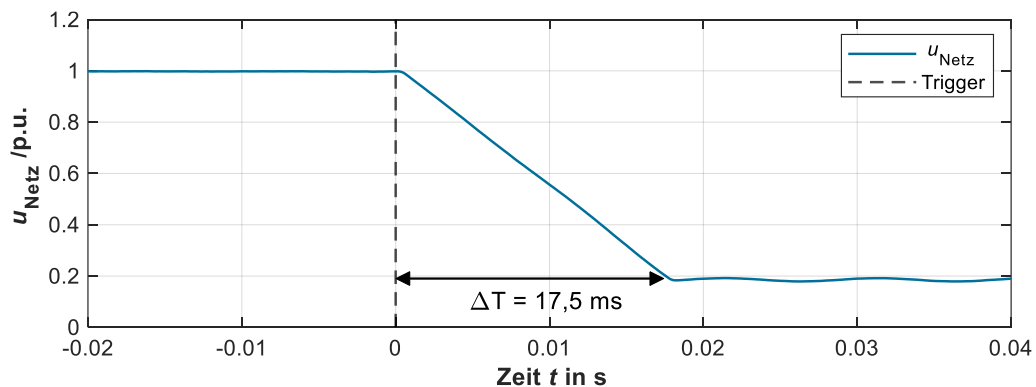


Abb. 3.9-3: Verlauf des Spannungsraumzeigers u_{Netz}

Mittels dieses Aufbaus ist es möglich die strengen Anforderungen der Prüfnorm umzusetzen wie exemplarisch mit der Abbildung 3.9-3 gezeigt werden kann. Der dargestellte Verlauf des gemessenen Spannungsraumzeigers u_{Netz} wird, wie normativ gefordert, in 17,5 ms auf den Wert von 0,2 p.u. gestellt.

Ergebnisse des Anschwingverhaltens der Blindströme von Stromrichtern unterschiedlicher Regelungscharakteristika in dezidierten Unterspannungsereignissen



Es wurden verschiedene Prüfsequenzen durchfahren, wobei Variationen in der Einbruchtiefe der Spannung und der anliegenden Fehlerdauer durchgeführt wurden. DUT 1 als stromgeregelter GSI ist ein herkömmliches Seriengerät mit hinterlegter Blindstromvorgabe nach Normvorgabe, wohingegen DUT 2 ein Prototypenstromrichter mit Voltage-Controlled-Inverter (VCI) Regelung ist. Im Rahmen der durchgeführten Prüfsequenzen zeigte sich, dass es keine auffälligen Sensitivitäten eines netzbildenden Invertersystems in Relation zur Fehlerdauer gibt. Es wurden Extremszenarien durchfahren, in denen die Restfehlerspannung für mehrere Sekunden anliegend war und trotzdem ein stabiles Verhalten des Stromrichters beobachtet werden konnte. Auch eine ausreichend dynamische Wirkleistungswiederkehr nach Verlassen des Fehlers konnte erreicht werden.

Exemplarische Messergebnisse können der Abbildung 3.9-3 entnommen werden. Es werden die Raumzeigerspannung an den Anschlussklemmen des Netzsimulators und die gestellten Blindströme i_q , während der gesamten Fehlerdauer und bei Fehlereintritt, der Stromrichter dargestellt.

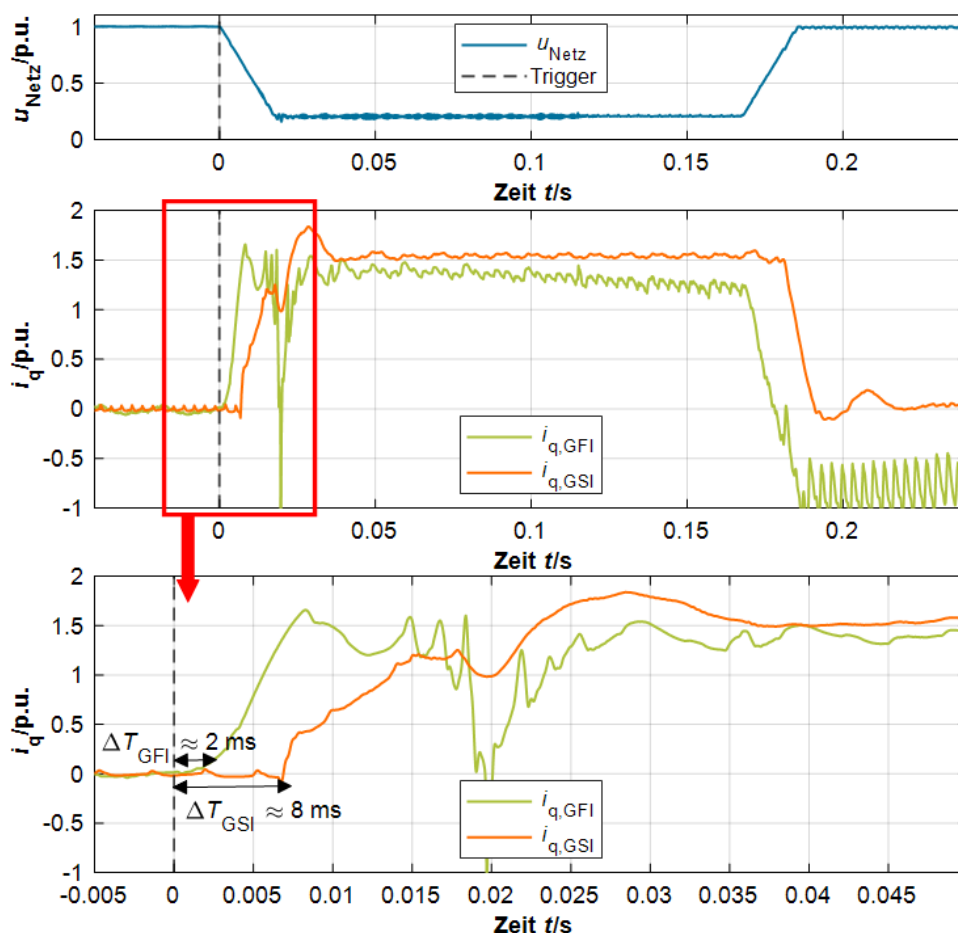


Abb. 3.9-4: Ergebnisse der Reaktionszeit des Blindstromfehlerbeitrags verschiedener Stromrichterregelungen bei einem symmetrischen Spannungseinbruch auf Fehlerspannung von 0,2 p.u.

Es zeigt sich, dass der GFI ein weitaus dynamischeres Blindstromverhalten aufweist und mit 2 ms gegenüber dem GSI mit 8 ms eine erhöhte Performanz im Anregelverhalten zeigt. Dies ist der inhärenten Eigenschaft der Spannungsregelung geschuldet, welche das elektrische Verhalten als Spannungsquelle an einer dominierend induktiven Netzimpedanz abbildet. Demgegenüber resultiert die verzögerte Reaktion beim GSI auf der implementierten Stromregelung, welche zunächst den Blindstromvorfehlerwert konstant hält und erst dann das Anregeln des neu bestimmten Blindstromwertes vornimmt.



Zusammenfassung der Ergebnisse in Hinblick auf eine potenzielle Neubewertung von Prüfverfahren für netzbildende Stromrichtersysteme

Aktuell geltende, aus den Prüfnormen abgeleitete, Prüfanforderungen unterscheiden Anlagentypen lediglich hinsichtlich ihrer elektrischen Kopplung an das Versorgungsnetz. Als Typ 1 gelten Anlagen, die direkt über einen Synchrongenerator an das Netz angeschlossen sind. Alle anderen Anlagenkonfigurationen werden als Typ 2 Anlagen bezeichnet. Demzufolge auch Anlagentypen, die über einen Stromrichter mit dem öffentlichen Netz verbunden sind. Eine Unterscheidung bezüglich der Sensitivität kritischer Fehlerparameter, wie der anliegenden Fehlerdauer oder Spannungseinbruchstiefe, werden demnach aktuell auch nur nach Typ 1 und Typ 2 Anlagen unterschieden. Netzbildende Stromrichter weisen jedoch technische Eigenschaften beider Anlagentypen auf, da sie aufgrund ihres Spannungsquellenverhaltens mit implementierter Trägheit Charakteristika der Synchronmaschine aufweisen. Eine Differenzierung in den Prüfnormen hinsichtlich der Art der Regelung des Stromrichters ist für die Anlagenkategorie Typ 2 anzuraten, um eventuelle Charakteristika im elektrischen Verhalten netzbildender und netzfolgender Stromrichter zu berücksichtigen. Insbesondere in Hinblick auf die Dynamik des Primärenergieangebots muss die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve und somit kurzzeitiger Leistungs- und Energiereserven näher untersucht werden, um kritische Fehlerdauern zu bestimmen. Exemplarische Untersuchungen haben zunächst zwar keine besondere Sensitivität hinsichtlich der anliegenden Fehlerdauer aufgezeigt, allerdings gilt es hierbei zu berücksichtigen, dass sowohl der GSI als auch der GFI an einer idealen, verlustfreien Primärenergiequelle betrieben worden sind.

3.9.4 Literatur

- [1] VDE FNN, VDE-AR-N 4110:2018-11, Technische Anschlussrichtlinien (TAR Mittelspannung), 2018
- [2] FGW e.V., Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten- und Anlagen TEIL 3 (TR3), 2018
- [3] Sauer, Timo; Tiedt, Frederik; Rauscher, Florian; Engel, Bernd, Vergleich verschiedener Wechselrichterregelungen in Netzfehlersituationen im Netzdynamiklabor, 2022



3.10 Nachweisverfahren

Gunter Arnold

3.10.1 Einleitung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden in einer Arbeitsgruppe Prüfverfahren zur Charakterisierung der Netzeigenschaften netzbildender, spannungseinprägender Stromrichter erarbeitet. Einen Überblick über die wesentlichen Ergebnisse sind in diesem Abschnitt zu finden. Im Projekt wurden ausschließlich Prüfungen und Messvorschriften für Einzelgeräte jedoch keine Bewertungs-/Erfolgskriterien für den Nachweis der Netzkompatibilität diskutiert und festgelegt. Eine Netzanschlussbewertung derartiger Geräte kann mit den Prüfvorschriften nicht vorgenommen werden, da sich der Anwendungsbereich und damit die Eigenschaften der möglichen Netzanschlusspunkte für netzbildende Stromrichter (z.B. hinsichtlich Spannungsebene, Kurzschlussleistung, Netzimpedanz sowie Schutzanforderungen und -einstellungen) sehr stark unterscheiden.

Die Ergebnisse sollen dazu dienen, die Entwicklung zukünftiger Prüfrichtlinien und -normen für derartige Geräte und die damit befassten Gremien zu unterstützen.

3.10.2 Prüfungen zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften

In verschiedenen projektinternen Workshops wurden gemeinsam Prüfverfahren für den Nachweis der Netzkompatibilität / zur Charakterisierung der Netzeigenschaften netzbildender, spannungseinprägender Stromrichter erarbeitet. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über Themenfelder und Prüfziele, die in einem zukünftigen Prüfdokument adressiert werden sollten.

Die im Bericht beschriebenen Messverfahren gelten für netzbildende, spannungseinprägend geregelte Stromrichter und Geräte, die diese Stromrichter enthalten. Diese Geräte sind für den Anschluss an öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetze (mit Nennspannungen von 400 V bis 110 kV) vorgesehen und sollen sowohl im Netzverbund als auch im Alleinbetrieb betrieben werden können.

Spannungseinprägend geregelte Stromrichter haben ein Klemmenverhalten, das dem einer Spannungsquelle mit Strombegrenzung entspricht. Hierzu wird an den Anschlussklemmen eine eigene Sinusspannung nach einem intern generierten Sollwert, ggf. in Reaktion auf eine gemessene Leistungsabgabe, gestellt. Der Stromrichter muss parallelbetriebsfähig sein, sollte aber auch ohne Zusatz-Komponenten inselbetriebsfähig sein.

Da mit dem neuentwickelten Prüfverfahren das Verhalten eines spannungseinprägenden geregelten Stromrichters an der Netzschnittstelle charakterisiert werden soll, ist es bei hinreichend realistischer Nachbildung der Primärenergiewandlung (z.B. des PV-Generators) bzw. des Speichers ausreichend, die Prüfungen lediglich am kompletten betriebsbereiten Stromrichter auszuführen.

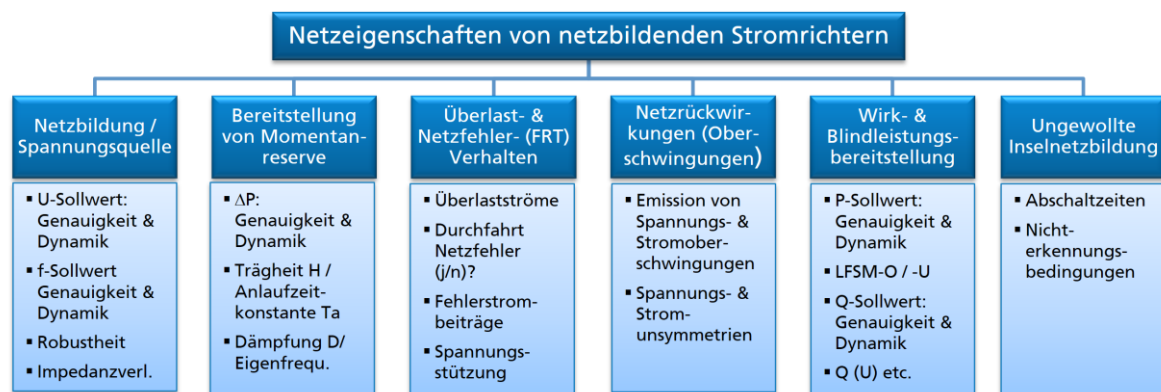


Abb. 3.10-1: Überblick über Themenfelder und Prüfziele für die Charakterisierung der Netzeigenschaften von netzbildenden Stromrichtern



Grundsätzlich muss der Prüfaufbau so gestaltet sein, dass die verwendeten Prüfeinrichtungen die statischen und dynamischen Anforderungen (Strom-, Spannungs- und Leistungsbereiche, Änderungsgeschwindigkeiten) der geplanten Prüfungen komplett einhalten/abdecken. Außerdem müssen bei Auswahl geeigneter Prüfpunkte die Betriebsbereiche des Prüflings zwingend beachtet werden. Anderenfalls kann dies dazu führen, dass Prüfergebnisse durch Begrenzungen (z.B. bei Strömen) verfälscht werden.

Neben der Beschreibung der eigentlichen Prüfverfahren ist es zur Sicherstellung von Vergleichbarkeit und Reproduzierbarkeit sehr wichtig, alle Parameter und Faktoren/Umwstände vor bzw. während der Prüfung zu erfassen und im Prüfbericht zu dokumentieren, die einen Einfluss auf die erzielten Prüfergebnisse haben können.

Allgemeine Informationen, die für alle Prüfungen unverändert gelten, müssen selbstverständlich nur einmal erfasst und dokumentiert werden. Dazu gehören z. B. folgende Daten:

- Beschreibung des Prüflings
- Beschreibung der verwendeten Messsysteme
- Beschreibung der verwendeten Prüfeinrichtungen
- Beschreibung des Prüflingsstandorts

Zusätzlich sind in einem Prüfbericht auch umfangreiche, prüfungsspezifische Angaben z.B. in Zusammenhang mit den durchgeführten Prüfungen zu dokumentieren. Dazu gehören z.B. Beschreibungen und Informationen über:

- Prüfaufbau
- Prüfablauf
- Umgebungsbedingungen (am Prüfungsstandort)
- Parametrierung des Prüflings
- Messdaten

Die neuentwickelten Prüfverfahren für die in Abb 3.11-1 dargestellten sechs Themenfelder sind in einem separaten Bericht zur Forschungsfrage 1 detailliert beschrieben. Sie werden dort untergliedert in

- Prüfungsziele,
- Prüfverfahren,
- Prüfaufbauten / Prüfumgebungen und
- Auswertung & Darstellung im Prüfbericht

Wie 3.10-1 entnommen werden kann, überdecken sich die Prüfungsziele für netzbildende Stromrichter vielfach mit denen von konventionellen, netzstützenden Stromrichtern. Neue Prüfungsziele ergeben sich insbesondere in den beiden Themenfeldern „Netzbildung / Spannungsquelle“ sowie „Bereitstellung von Momentanreserve“.

Die neu entwickelten Prüfverfahren orientieren sich daher unter anderem auch an den seit langer Zeit in Deutschland etablierten Normen und Prüfrichtlinien.

Im Hinblick auf die Prüfaufbauten / Prüfumgebungen kann abschließend festgehalten werden, dass nicht nur für die bei netzstützenden Stromrichtern bekannten, sondern auch für die neuen Prüfziele „Netzbildung / Spannungsquelle“ und „Bereitstellung von Momentanreserve“ in der Regel vorhandene Laborinfrastrukturen und Prüfeinrichtungen weiterverwendet werden können.

3.10.3 Zusammenfassung

In Untersuchungen wurde gezeigt, dass netzbildende elektrische Anlagen anstelle von konventionellen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren wesentliche Funktionen zur Sicherstellung der Systemstabilität übernehmen können. Diese Funktionen sind allerdings keine intrinsischen Eigenschaften der Stromrichter, sondern im Wesentlichen durch deren Regelung realisiert. Um sicherzustellen, dass netzbildende Anlagen diese Funktionen auch tatsächlich erbringen, müssen für die in Anschlussrichtlinien festgelegten Anforderungen an diese Anlagen geeignete Nachweis- und Prüfverfahren entworfen werden.



Für die Prüfung netzbildender Stromrichter sollten die bestehenden Prüfrichtlinien für konventionelle, stromeinprägende Stromrichter durch neue Prüfverfahren ergänzt werden. Im Projekt wurden folgende Prüfverfahren bezüglich der netzbildenden Eigenschaften erarbeitet:

- Bereitstellung von Momentanreserve
- Netzbildung
- Verhalten bei ungewollter Inselnetzbildung
- Verhalten bei kurzzeitigen Netzfehlern (Spannungsereignissen)
- Statik der Primärregelung

Für die neu entwickelten Prüfverfahren können in der Regel vorhandene Laborinfrastrukturen und Prüfeinrichtungen für konventionelle netzstützende Stromrichter weiterverwendet werden. Insbesondere im Megawatt-Bereich bieten sich auch hybride oder rein modellbasierte Nachweisverfahren an.



4 Betrieb netzbildender Stromrichter in Verbundnetzen

4.1 Untersuchungen zur Frequenzstabilität

Thomas Degner, Maria Nuschke, Diana Strauss-Mincu

4.1.1 Einleitung

Ein Elektroenergiesystem weist dann Frequenzstabilität auf, wenn in Folge von Störungen mit einem Wirkleistungsungleichgewicht ein neuer Arbeitspunkt erreicht wird und erhalten werden kann und dabei die zulässigen Grenzwerte für Frequenzabweichungen und Frequenzgradienten nicht überschritten werden. Die zulässigen Grenzwerte für Netzbetriebsmittel (z.B. Leitungen), Generatoren und Verbrauchseinrichtungen werden in Europa im Netzverbund abgestimmt und auf nationaler Ebene festgelegt, siehe [2][7][8][9][22].

- Frequenznadir: $f_{min} = 47,5 \text{ Hz}$
- Frequenzzenit: $f_{max} = 51,5 \text{ Hz}$
- Frequenzänderungsrate: $\frac{df}{dt} = 2 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$

Zur Bewertung der Frequenzstabilität wird oft vereinfachend ein Punkt- oder Bilanzmodell herangezogen. Dieses beruht auf der Bewegungsgleichung einer Synchronmaschine

$$\frac{T_a \cdot S_N}{\omega_N} \frac{d\omega}{dt} = P_{mech} - P_{el} \quad (1)$$

mit:

T_a	Netzanlaufzeitkonstante
S_N	Generatornennscheinleistung
ω_N	Nenn Drehzahl
$d\omega/dt$	Drehzahländerungsrate
P_{mech}	Mechanische Antriebsleistung
P_{el}	Elektrische Bremsleistung

und fasst das betrachtete Netzgebiet als eine kohärente, d.h. synchronlaufende, Generatorgruppe zusammen. Beim Übergang von einer einzelnen Maschine auf ein Netzgebiet wird der direkte Zusammenhang zwischen der mechanischen Generatordrehzahl und der elektrischen Frequenz angewendet:

$$f = \frac{\omega}{p} \quad (2)$$

$$\frac{T_a \cdot P_N}{f_N} \frac{df}{dt} = \Delta P \quad (3)$$

mit:

f	Elektrische Frequenz
p	Polpaarzahl
P_N	Bezugswirkleistung
df/dt	Frequenzänderungsrate
ΔP	Leistungsänderung

Die Netzanlaufzeitkonstante wird im Zusammenhang mit einem Netzgebiet auch als Trägheitszeitkonstante bezeichnet und entspricht der doppelten kinetischen Rotationsenergie pro Bezugsleistung:

$$T_a = \frac{2 \cdot E_{kin}}{P_N} \quad (4)$$

In klassischen Energieversorgungssystemen wird unter Systemträgheit die Fähigkeit aller direkt gekoppelter elektrischer Maschinen (Generatoren, direktgekoppelte motorische Lasten) verstanden, gespeicherte rotatorische Energie als elektrische Energie ins System abzugeben oder aufzunehmen. Die rotatorische Energie wird durch eine Änderung der elektrischen Netzfrequenz frei (Absenken der Netzfrequenz) bzw.



aufgenommen (Erhöhung der Netzfrequenz). Die so eingespeiste bzw. aufgenommene Energie wird als Momentanreserve bezeichnet. Vgl. (ENTSO-E, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe - Requirements and impacting factors, 2016) [2].

4.1.2 Untersuchungen in einem Übertragungsnetzmodell

4.1.2.1 Verwendete Modelle

Übertragungsnetzmodell

Das für die Frequenzstabilitätsuntersuchungen verwendete Testsystem wurde in [12] erstmals für Untersuchungen von Netzauftrennungen mittels EMT-Simulation vorgestellt. Das Testsystem wurde im Rahmen des Projektes in DIgSILENT/PowerFactory implementiert.

Das Testsystem stellt ein Übertragungsnetz dar, in welchem zwei große Stromrichterparcs in 50km Distanz zu synchroner Erzeugung und Last angeschlossen sind, siehe Abb.4.1-1. Dabei stellen Last, sowie synchrone und stromrichterbasierte Erzeugung im Testsystem jeweils aggregierte Einheiten dar. Die synchrone Erzeugung erfolgt lastnah. Sukzessive wird die lastnahe Erzeugung verringert und so eine höhere Stromrichterdurchdringung erreicht. Damit wird die Last zunehmend durch die entfernten Stromrichterparcs versorgt. Für die Netzauftrennung wird die Verbindung zum vorgelagerten Netz geöffnet. Für die Erzeugungsanlagen wurden folgende Modelle berücksichtigt:

- Standardmodell Synchronmaschine für konventionelle Erzeugung, keine Regler zur Spannungs- oder Drehzahlregelung, nur Bereitstellung von Momentanreserve
- Generisches WECC-Modell für stromeinprägend geregelte Umrichter. Im Rahmen des Projektes wurde eine Erweiterung des Modells zur Verwendung in EMT-Simulationen entwickelt und in DIgSILENT/PowerFactory implementiert.
- Implementierung eines spannungseinprägenden Reglermodells in DIgSILENT/PowerFactory auf Basis des Konzeptes einer virtuellen Synchronmaschine bzw. des sog. SelfSync-Regelkonzeptes. Für die Verwendung im Übertragungsnetzmodell wurde ein zusätzliches Frequenztotband zur Abgrenzung der Erbringung von Momentanreserve und Frequenzhaltungsreserven implementiert.

Für die Last wurde auf Basis einer variablen Impedanz ein exponentielles Lastmodell erstellt, welches für RMS und EMT-Simulationen gleichermaßen geeignet ist und zusätzlich auch Unterfrequenz-Lastabwurf-Funktionen enthält. Dabei wurde neben dem Lastabwurfschema entsprechend VDE-AR-N-4142 auch ein erweitertes Lastabwurfschema mit zusätzlicher Anregung durch die Frequenzänderungsrate implementiert [13].

Die Arbeitspunkte der Stromrichterparcs sind für die folgenden Untersuchungen konstant gewählt, um über alle Szenarien vergleichbare Spannungsverhältnisse an den Stromrichterklammern zu berücksichtigen. Die aggregierte synchrone Erzeugung wird durch eine unregelmäßige Maschine im Leerlauf repräsentiert. Durch Variation der Last bezogen auf die konstante Einspeisung der Stromrichterparcs wird die während der Netzauftrennung wirkende Störung eingestellt. Entspricht die Wirkleistungsaufnahme der Einspeisung der Stromrichterparcs, tritt kein Leistungssprung auf. Ist die Leistungsaufnahme der Last größer, so liegt vor der Netzauftrennung ein Leistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz und nach der Netzauftrennung ein Versorgungsdefizit vor und die Frequenz sinkt unter den Nominalwert. In diesem Fall kann ein Gleichgewicht in Erzeugung und Verbrauch durch Reduzierung der Last erreicht werden. Im Überfrequenzfall mit Leistungsüberschuss nach der Netzauftrennung wird die Einspeiseleistung der Stromrichter entsprechend verringert.

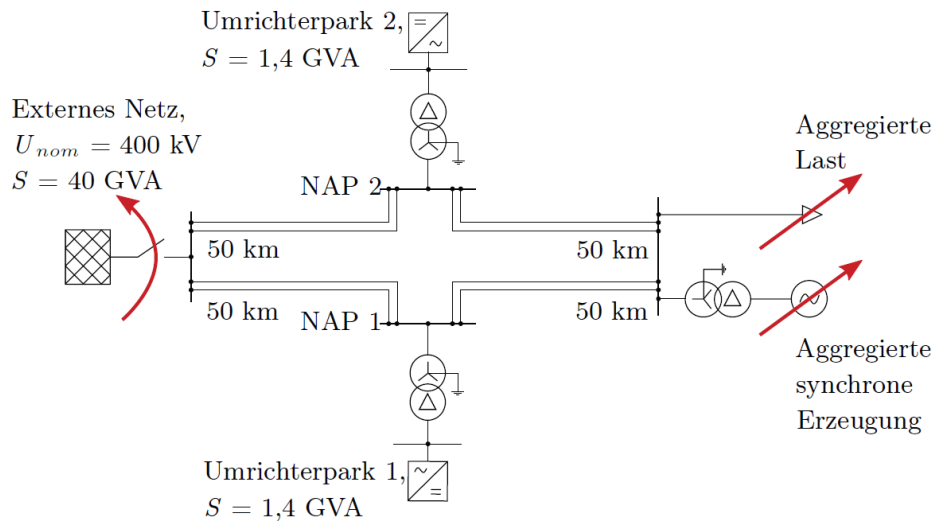


Abb. 4.1-1: Testsystem für Simulationen zur Netzauftrennung im Übertragungsnetz

Übertragungsnetz mit unterlagertem Verteilnetz

Für die Untersuchung der Momentanreservebereitstellung aus dem Verteilnetz in die vorgelagerte Netzebene wurde das vorhergehend vorgestellte Übertragungsnetz um ein Verteilnetz mit 110kV erweitert, siehe Abb. 4.1-2. Dabei wurden in der 110kV-Ebene übliche Betriebsmittel und mit dem mehrfach gespeisten Doppelsammelschienensystem auch eine übliche Struktur gewählt. Die Stromrichter im Übertragungsnetz sind herkömmlich stromeinprägend geregelt, die Stromrichter im Verteilnetz sind spannungseinprägend geregelt. Die Parametrierung der Komponenten im Übertragungsnetz wird beibehalten. Die installierte Leistung und Parametrierung der spannungseinprägend geregelten Stromrichter wird in den Simulationsstudien variiert.

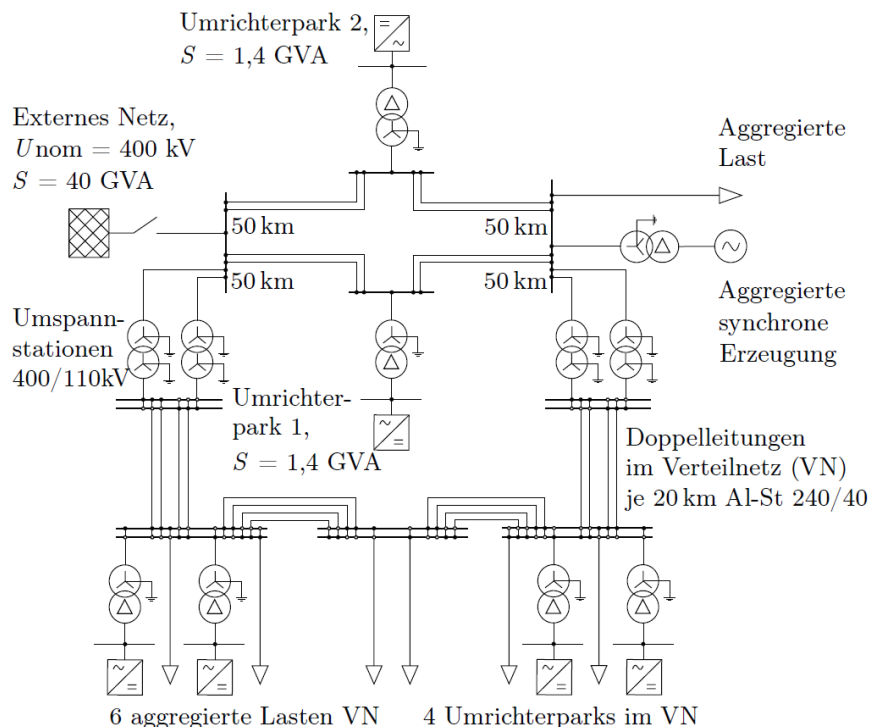


Abb. 4.1-2: Testsystem für Simulationen zur Netzauftrennung im Übertragungsnetz mit unterlagertem Verteilnetz

Lasten

Zur Abbildung von verschiedenen Lastcharakteristika sowie Lastabwurfkonzepten wurde ein dynamisches Lastmodell auf Basis einer variablen Impedanz implementiert, siehe Abb.4.1-3. Dabei wurden zwei verschiedene Lastabwurfkonzepte berücksichtigt: Lastabwurf nach aktuellen Anforderungen [13,14] sowie ein erweitertes Lastabwurfkonzept mit zusätzlicher Anregung durch die Frequenzänderungsrate [15].

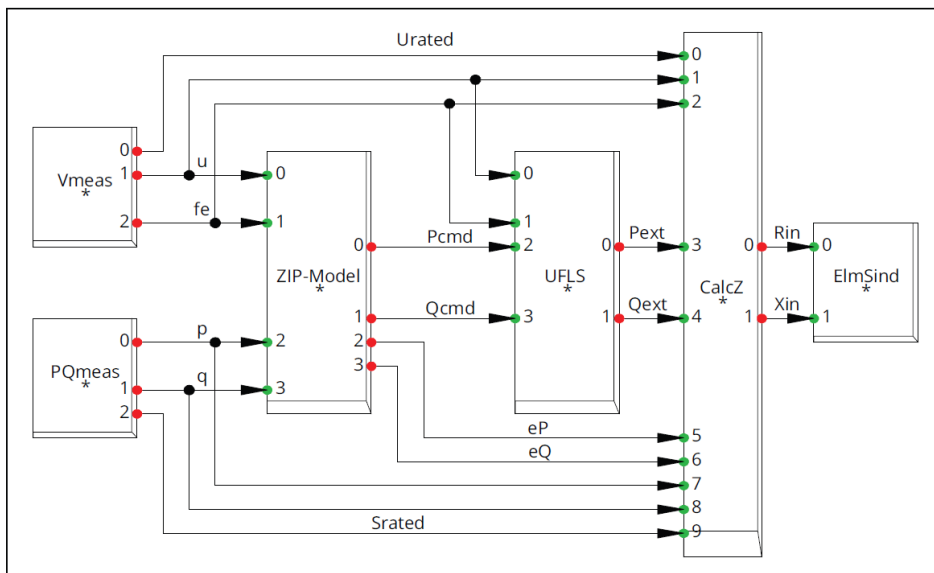


Abb. 4.1-3: Blockschaltbild Lastmodell in DigSILENT/Power-Factory

Stromrichtergekoppelte Anlagen

Zur Abbildung der stromrichtergekoppelten Anlagen für die Frequenzstabilitätsuntersuchungen wurden folgende Modelle verwendet:

- **Konventionell stromeinprägend geregelte Umrichter:** Die Implementierung des generischen, herstellerübergreifenden WECC PV-Modells [17] wurde im Rahmen des Projektes Netzregelung 2.0 zur Verwendung in EMT-Simulationen erweitert (Detaillierte Stromregelung sowie Phasenregelschleife zur Synchronisierung der Stromregelung).
- **Netzbildende Umrichter:** Das im Projekt weiterentwickelte Verfahren *SelfSync* wurde zur Verwendung in EMT-Simulation in DigSILENT/PowerFactory als DSL-Modell implementiert. Das Verfahren basiert auf einer Droop-Regelung mit einem zusätzlichen Dämpfungsterm (Phasenvorsteuerung bzw. Durchgriff der gemessenen Wirkleistung auf den Phasenwinkel des Ausgangsspannungszeigers des Stromrichters).

4.1.2.2 Simulationsergebnisse

Die nachfolgend dargestellten, ausgewählten Simulationsergebnisse beziehen sich jeweils auf eine Netzauftrennung mit einem Leistungsungleichgewicht von 40% bezogen auf die aktuelle Einspeisung der Erzeugungsanlagen.

Netzauftrennung mit Leistungsdefizit – Unterfrequenzfall im ÜNB Übertragungsnetzmodell

In Situationen mit Unterfrequenz liegt ein Erzeugungsdefizit vor. Solange sich die Frequenz im Rahmen der Betriebsgrenzen bewegt, werden zusätzliche Reserven von Regelkraftwerken aktiviert. Sinkt die Frequenz jedoch weiter, so werden Notfallmaßnahmen notwendig. Lastabwurf ist eine automatische Letztmaßnahme zum Schutz vor Systemausfällen im Unterfrequenzfall. Die folgenden Untersuchungen prüfen die Wirksamkeit eines konventionellen Lastabwurfschemas im Vergleich zu einem erweiterten Schema



unter Verwendung der Frequenzänderungsrate als zusätzliches Anregesignal bei geringer werdenden rotierenden Massen am Netz. Hier werden als stromrichterbasierte Energieanlagen nur stromeinprägende Stromrichter berücksichtigt, da im vorliegenden Unterfrequenzfall keine Leistungserhöhung berücksichtigt wurde und damit die Funktion des Lastabwurfes im Vordergrund steht und nicht das Verhalten der stromrichterbasierten Erzeugungsanlagen.

Abb. 4.1-4 zeigt die Simulationsergebnisse für eine Netzauftrennung mit einem Leistungsdefizit von 40% bezogen auf die Einspeiseleistung vor Fehlereintritt.

Es wurden steigende Anteile von Stromrichtern in jeweils 10 %-Schritten simuliert und alle Kurven übereinanderliegend dargestellt. Die jeweiligen Farben zeigen die Stromrichterdurchdringung an: je blauer, desto größer der Stromrichteranteil. Die grau eingefärbten Flächen zeigen die Frequenzstabilitätsgrenzen an. Berührt die Frequenz die graue Fläche, so ist ein Verbleib der Erzeugungsanlage am Netz nicht mehr gefordert und eine Abschaltung zum Anlagenschutz darf erfolgen. Damit ist Zusammenbruch der verbleibenden Netzeinsel nicht mehr auszuschließen.

Die Frequenzen sinken nach der Netzauftrennung zum Zeitpunkt $t = 1$ s ab. Je größer die Stromrichterdurchdringung, desto kleiner ist die im Testnetz vorhandene Synchronmaschine und desto weniger Trägheit ist im System vorhanden. Entsprechend sinkt die Frequenz bei größeren Stromrichteranteilen schneller ab und der Lastabwurf erfolgt früher. Bei einem Stromrichteranteil von 80 % sinkt die Frequenz unter das erlaubte Minimum von 0,95 p.u. = 47,5 Hz. Der maximal zulässige Gradient von 2 Hz/s, welcher durch die graue Grenzfläche gekennzeichnet ist, wird bereits ab 60 % Stromrichteranteil überschritten.

Für den Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes sind insgesamt 6 Lastabwurfstufen notwendig. Da für das verwendete Lastmodell eine konstante Impedanz berücksichtigt wurde, ändert sich bei Spannungsänderungen die Leistungsaufnahme und bei größeren Stromrichterdurchdringungen steigt aufgrund des kapazitiven Leitungsverhaltens und geringer werdenden Blindleistungsreserven durch Synchronmaschinen die Höhe des Lastabwurfes. Es zeigt sich aber insbesondere bei sehr großen Stromrichterdurchdringungen von über 50 %, dass mit dem konventionellen Lastabwurf mehr Last als nötig abgeworfen wird und sich entsprechend einer Überfrequenz-Situation einstellt, siehe Abb.4.1-13.

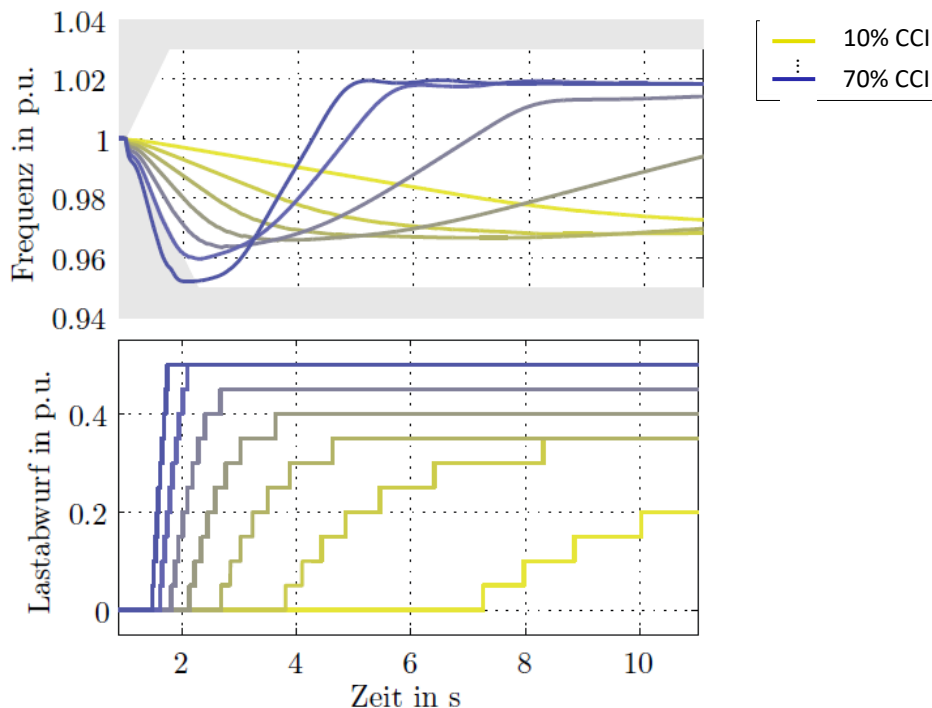


Abb. 4.1-4: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsdefizit für verschiedene Stromrichteranteile (konventionell stromeinprägend). Frequenzstabilitätsgrenzen grau hinterlegt.

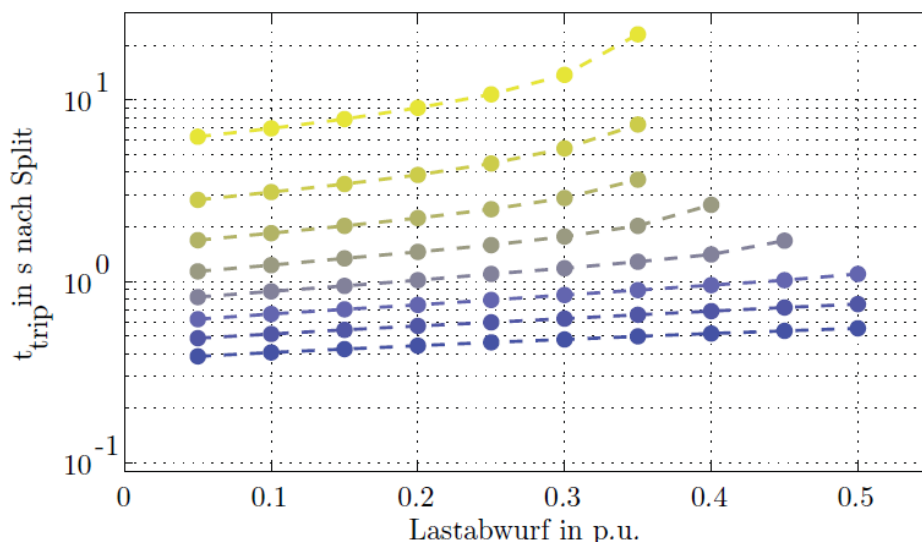


Abb. 4.1-5: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsdefizit für verschiedene Stromrichteranteile (strom-einprägend, CCI). Lastabwurfschema nach aktuellen Richtlinien [7] [8]. Auslösezeit Lastabwurf (logarithmisch) über Lastabwurfstufe.

Abb. 4.1-5 zeigt die Auslösezeiten t_{trip} nach der Störung für die jeweiligen Laststufen in logarithmischer Skala an. Die Farben verlaufen von gelb bei 10 % Stromrichteranteil nach blau bei 80 %. Es ist deutlich erkennbar, dass die Anzahl der aktivierten Lastabwurfstufen mit steigender Stromrichterdurchdringungen zunimmt und die Auslösezeiten signifikant sinken. Insbesondere im Zusammenspiel mit Regelreserven und Blindleistungskompensation ist ein unnötig hoher Lastabwurf und resultierend zusätzlich notwendige Gegenmaßnahmen der Regelkraftwerke die Folge. Aus diesem Grund wurde in [15] ein erweitertes Lastabwurfschema vorgestellt. Die Ergebnisse mit Einsatz dieses Lastabwurfschemas sind in Abb. 4.1-6 dargestellt, auf die Darstellung der zeitlichen Verläufe der Frequenzen und Lastabwurfaktivierung wurde an der Stelle verzichtet, da die Simulationsergebnisse bzgl. der Einhaltung der Frequenzstabilitätskriterien keine nennenswerten Unterschiede aufzeigen. Die logarithmische Darstellung der Auslösezeiten (vgl. Abb. 4.1-5 und 4.1-6) zeigt die relevanten Verbesserungen deutlicher.

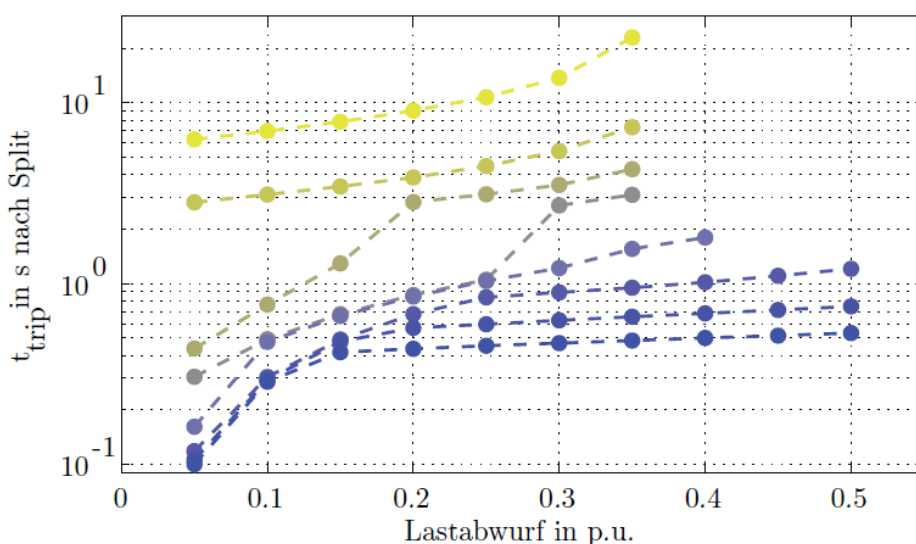


Abb. 4.1-6: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsdefizit für verschiedene Stromrichteranteile (strom-einprägend, CCI). Erweitertes Lastabwurfschema nach [9]. Auslösezeit Lastabwurf (logarithmisch) über Lastabwurfstufe.

Unter Verwendung des erweiterten Lastabwurfschemas werden ab einem Stromrichteranteil von größer 30 % die ersten Lastabwurfstufen direkt nach der Störung durch die Anregung aufgrund der Frequenzänderungsrate deutlich früher aktiviert und die darauffolgenden Stufen etwas später aktiviert. Es werden so wertvolle Sekunden gewonnen, welche entscheidend für das Aktivieren von weiteren systemerhaltenden Maßnahmen sein können. In zwei Fällen, 40 % und 50 % Stromrichteranteil, konnte sogar der Lastabwurf ggü. den Ergebnissen unter Verwendung des konventionellen Lastabwurfschemas reduziert werden.



Damit stellt das erweiterte Lastabwurfschema eine Verbesserung zum bisher konventionell eingesetzten dar.

Netzauftrennung mit Leistungsüberschuss – Überfrequenzfall im ÜNB Übertragungsnetzmodell

In Situationen mit Überfrequenz liegt ein Erzeugungsüberschuss vor. Im Gegensatz zum Unterfrequenzfall hat hier das Verhalten der Erzeugungsanlagen einen wesentlichen Einfluss. Es werden daher in diesem Abschnitt Stromrichter mit verschiedenen Regelungsansätzen eingesetzt, um deren maximal möglichen Anteil im Testsystem hinsichtlich Frequenzstabilität zu identifizieren. Zuerst werden Simulationsergebnisse bei Einsatz von stromeinprägend sowie spannungseinprägend geregelten Stromrichtern getrennt voneinander vorgestellt. Anschließend werden Untersuchungen zu einem 100 %-Stromrichterszenario mit beiden Stromrichtertypen dargestellt, wobei auch die Bereitstellung von Momentanreserve aus dem unterlagerten Verteilnetz berücksichtigt wird.

Einfluss des Verhaltens von Erzeugungsanlagen

Die folgende Abb. 4.1-7 zeigt Simulationsergebnisse für die Netzauftrennung im Testsystem unter Verwendung von stromeinprägenden Stromrichtern und synchroner Erzeugung für Stromrichteranteile von 10 % bis 50 %.

Zunächst wurde ein Defaultparametersatz festgelegt, welcher nach Herstellerangaben dem Auslieferungsstand für standardisierte Modelle entspricht, Details siehe [11]. Die Ergebnisse mit diesem Parametersatz sind in Abb. 4.1-7 a dargestellt.

Schon ab einem Stromrichteranteil vom 30 % wird die maximal erlaubte Frequenz für mehrere Sekunden überschritten. Grund hierfür ist die langsame Reaktion der Wirkleistungsregelung zur Umsetzung des LFSM-O auf Parkebene. Bei einem Stromrichteranteil von 40 % sinkt die Frequenz nach der Verletzung der Frequenzstabilitätsgrenze stetig ab und bei 50 % steigt die Frequenz stetig an. Um die Verletzung der Stabilitätsgrenzen besser erkennen zu können, wurde auf die Darstellung der stetigen Frequenzzu- und -abnahme für 40 % und 50 % Stromrichterdurchdringung verzichtet.

Die Spannung sinkt mit steigender Stromrichterdurchdringung immer weiter, da der Blindleistungsbedarf im Netz durch die kleiner werdende Synchronmaschine immer weniger gedeckt werden kann. Ab 40 % Durchdringung sinkt die Spannung an den Stromrichterklammern auf unter 90 % der Vorfehlerspannung und in den Stromrichtern wird der Fault-Ride-Through-Modus (FRT-Modus) aktiviert. Beim Eintreten in den FRT-Modus werden die Sollwerte für Wirk- und Blindleistung vom Parkregler angehalten, um die geltenden Anforderungen für eine Rückkehr nach dem Fehler auf die Vorfehlereinspeisung nach [7][8][9] zu ermöglichen. Dabei ist das Einfrieren bzw. Anhalten der Sollwerte nicht explizit gefordert, dies entspricht der gewählten Implementierung zur Erfüllung der formulierten Anforderung im WECC-PV-Modell. Da LFSM-O und Blindleistungsregelung mit Spannungsvorgabe auf Parkebene umgesetzt werden, führt der Eintritt in den FRT-Modus zu einem Deaktivieren dieser Regelungsfunktionen. In Rücksprache mit einem Hersteller wurde eine vergleichbare Art der Implementierung bestätigt und auch ungünstiges Anlagenverhalten in diesem Zusammenhang berichtet.

Im Fall von 40 % Stromrichteranteil sinkt die Spannung ab $t = 8\text{s}$ unter den Schwellwert zur Aktivierung vom FRT-Modus. Zu dieser Zeit haben die Stromrichter aufgrund eines Überschwingens in der Frequenz ihre Leistung soweit reduziert, dass die verbleibende Last nicht mehr gedeckt werden kann und die Synchronmaschine entsprechend Leistung einspeist. Da keine weiteren Regelleistungsfunktionen, wie hier das notwendige Öffnen des Dampfventils der Turbine zur Erhöhung der Leistungsabgabe der Antriebsmaschine, der Synchronmaschine berücksichtigt werden, wird die Maschine gebremst und die Frequenz sinkt stetig weiter bis zum Erreichen der Abschaltgrenze der Synchronmaschine und schließlich folgendem Systemzusammenbruch.

Im Falle eines Stromrichteranteils von 50 % fällt die Spannung sofort nach Netzauftrennung unter den Schwellwert zur FRT-Aktivierung und die Leistung der Stromrichter wird nicht soweit reduziert, dass der Leistungsüberschuss abgebaut wird. Daher nimmt die Synchronmaschine die Leistung auf und beschleunigt entsprechend. Im Ergebnis steigt die Frequenz bis zur Abschaltgrenze der Synchronmaschine und wieder folgt ein Systemzusammenbruch. Die Spannung zeigt einen un stetigen Verlauf und ab $t = 12\text{s}$ eine starke Oszillation.

Zusammenfassend sind in Abb. 4.1-7 a drei Stellschrauben zur Erhöhung der Stromrichterdurchdringung unter Wahrung der Stabilitätsgrenzen ablesbar:



- Umsetzung der frequenzabhängigen Leistungsreduktion auf Anlagenebene bzw. kein Deaktivieren der Parkregelung für Wirk- und Blindleistung der Parkregelung beim Eintritt in den FRT-Modus (siehe Abb. 4.1-16 b)
- Blindleistungsbereitstellung mit Spannungsvorgabe zur zusätzlichen Spannungshaltung (siehe Abb. 4.1-16 c) und
- Schnelle Anregelzeit¹ der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung (siehe Abb. 4.1-16 d)

Insbesondere die Ergebnisse in Abb. 4.1-7 d) zeigen eine deutliche Verbesserung. Gegenüber den anfänglichen Ergebnissen ohne weitere Parameteroptimierung in Abb. 4.1-7 a) konnte der Anteil der stromeinprägend geregelten Stromrichter, bei dem die Netzauftrennung noch ohne Verletzung der Frequenzstabilitätskriterien bewältigt werden kann, von 20% auf 60% verdreifacht werden!

Eine weitere Verkürzung der Anregelzeit auf wurde ebenfalls untersucht, dabei zeigte sich bei sehr großen Stromrichterdurchdringungen mit stromeinprägend geregelten Anlagen eine Instabilität der Stromrichterregelung. Für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb im stromrichterdominierten Netz ist daher eine Weiterentwicklung der Regelungsverfahren notwendig. Mit der Verwendung von netzbildenden Regelungskonzepten kann der maximale Stromrichteranteil aufgrund der kontinuierlichen Spannungsregelung sowie der Fähigkeit zur instantanen Reaktion auf Leistungsungleichgewichte noch einmal deutlich gesteigert werden. Abb. 4.1-8 zeigt Simulationsergebnisse unter Verwendung von netzbildend geregelten Stromrichtern für das gleiche Szenario wie in Abb. 4.1-7.

¹ In den Netzanschlussbedingungen von 2015 wurden erstmals zeitliche Anforderungen an die Anregelzeit der LFSM-O für Erzeugungsanlagen Typ 2 von 2 s definiert. Seit 2018 besteht ggü. den Netzanschlussbedingungen von 2015 eine strengere Anforderung an die Anregelzeit von LFSM-O für Speicheranlagen von 1 s, die Anforderungen für Erzeugungsanlagen von Typ 2 wurden nicht verändert, siehe [7][8][9].

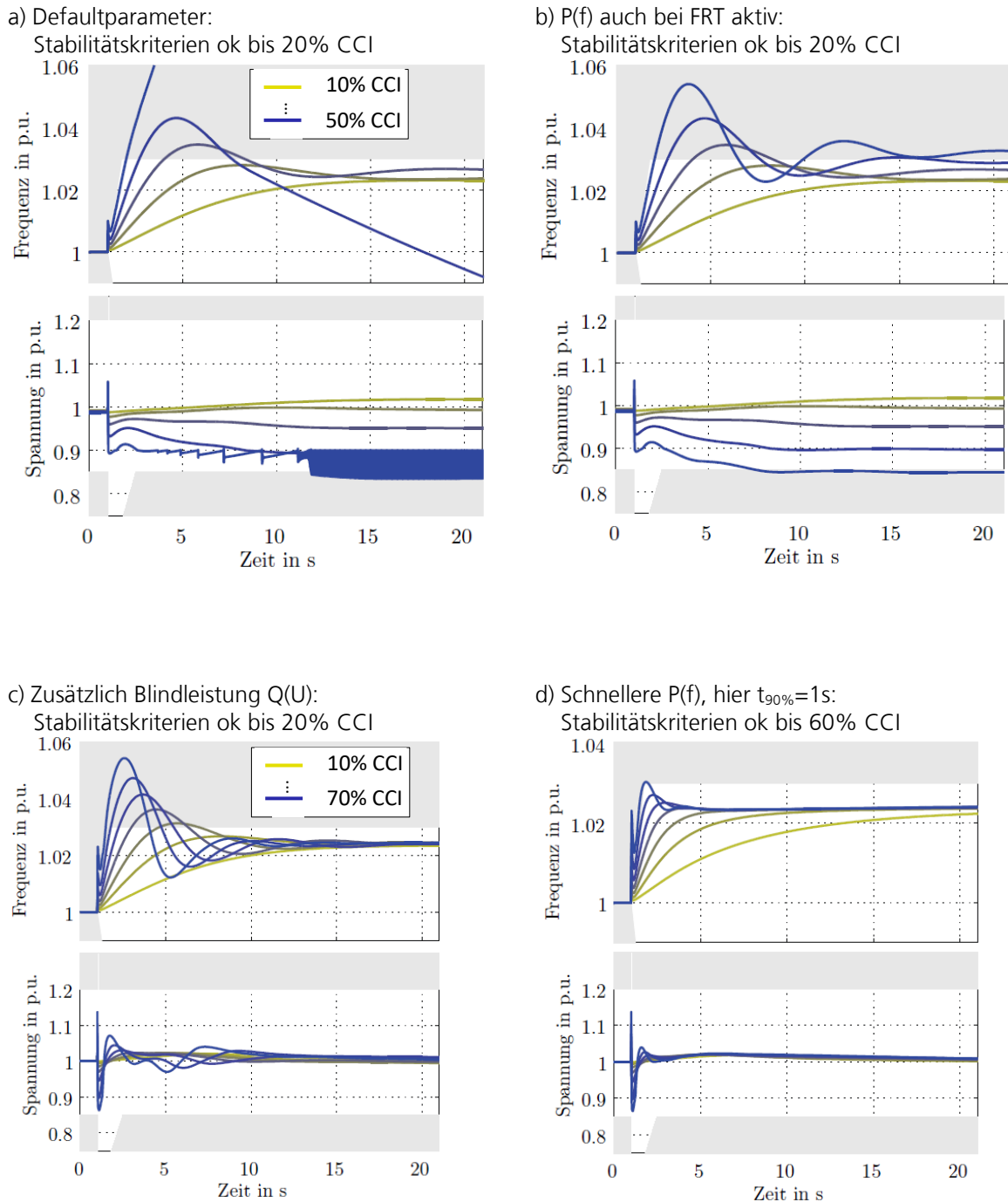


Abb. 4.1-7: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsüberschuss für verschiedene Stromrichteranteile (konventionell stromeinprägend, CCI). Stabilitätsgrenzen grau hinterlegt.

Die verschiedenen Varianten a)-d) sind jeweils aufeinander aufbauend: z. B. d) beinhaltet alle Anpassungen aus b) und c).

Mit dem Einsatz von spannungseinprägend geregelten Stromrichtern sind alle Durchdringungsszenarien bis hin zur Deaktivierung der Synchronmaschine bei 100% Stromrichteranteil stabil, da sowohl die auftretenden Frequenzen als auch die Klemmenspannung der Stromrichter auch nach der Netzauftrennung ausschließlich im erlaubten Bereich bleiben. Auch bei hohen Durchdringungen ist der Zustandsübergang nach der Netzauftrennung sehr gut gedämpft. Lediglich die Frequenzänderungsrate steigt mit zunehmender Stromrichterdurchdringung aufgrund der abnehmenden rotierenden Masse durch die Verkleinerung der Synchronmaschine, siehe Abb. 4.1-8 a).

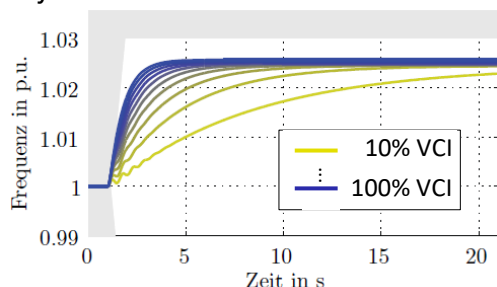
Durch Anpassung der Parametrierung der spannungseinprägenden Stromrichter kann jedoch die gewünschte Trägheit und damit die resultierende Frequenzänderungsrate gezielt eingestellt werden.



Voraussetzung ist eine entsprechende Reservevorhaltung für Leistung und Energie. Abb. 4.1-8 b) zeigt beispielhaft eine Parametrierung der spannungseinprägenden Stromrichter für eine Kompensation der Trägheit zum Vergleichsfall bei 90 % Synchronmaschinen und 10 % Stromrichtern. Die Kurven der Frequenz liegen alle in guter Näherung übereinander und die mit steigender Stromrichterdurchdringung kleiner werdende Trägheit der Synchronmaschine wird durch steigende Trägheit der spannungseinprägenden Stromrichter kompensiert.

Die Spannungsabsenkung entspricht jeweils der eingestellten U(Q)-Statik und wird durch Anpassung der Trägheit nicht beeinflusst. Im Vergleich zum Einsatz von stromeinprägend geregelten Stromrichtern ist hier im Fall von spannungseinprägend geregelten Stromrichtern ein deutlich gedämpftes Verhalten erkennbar. Für die Wahrung der Frequenzstabilität im untersuchten Testsystem nach einer Netzauftrennung ist der Einsatz von spannungseinprägenden Stromrichtern empfehlenswert. Eine durch sukzessive Abschaltung vom Synchrongeneratoren resultierende Verminderung der Schwungmasse und die damit einhergehende Verringerung des Trägheitsmomentes im Netz kann durch entsprechende Parametrierung der spannungseinprägenden Stromrichter kompensiert werden.

a) Schwindende Trägheit durch Verringern der Leistung der Synchronmaschinen:



b) Kompensation der schwindenden Trägheit durch netzbildende Stromrichter (Kurven aufeinander):

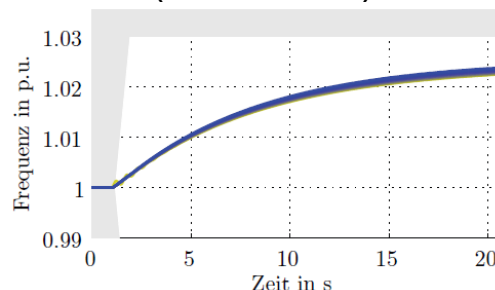


Abb. 4.1-8: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsüberschuss für verschiedene Stromrichteranteile (netzbildend, VCI). Stabilitätsgrenzen grau hinterlegt.

Um spannungseinprägende Stromrichter ideal zu nutzen, ist die Anwendung in Kombination mit Speichern sinnvoll. So kann bei entsprechendem Energieinhalt des Speichers und Leistungsreserve von Stromrichter und Speicher die Trägheit des Energiesystems gezielt beeinflusst und resultierend die Systemstabilität verbessert werden. Für die Anwendung in einem stromrichterdominierten Verbundnetz ist auch das Zusammenwirken von strom- und spannungseinprägenden Stromrichtern relevant. Detaillierte Untersuchungen und Ergebnisse werden in [11] präsentiert.

Zusammenfassend kann für stromrichterdominierte Netz unter Verwendung von sowohl strom- als auch spannungseinprägend geregelten Stromrichtern festgehalten werden. Die Momentanreserveleistung muss so im Netz verteilt werden, dass Leistungsungleichgewichte in den jeweils möglichen Teilnetzen ausgeglichen werden können.

Das Zeitverhalten der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassung der konventionell stromeinprägend geregelten Erzeugungsanlagen beeinflusst die bei spannungseinprägenden Stromrichtern zur Kompensation der Störung erforderlichen Energiereserven und damit den Momentanreservebedarf. bzw. die mindest vorzuhaltende Trägheitszeitkonstante: Je schneller die frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung von stromeinprägenden Anlagen reagiert, desto geringer ist der Energiebedarf aus der Momentanreserve.

Momentanreserve aus dem Verteilnetz

In diesem Abschnitt wird die Frage der Effektivität der Momentanreservebereitstellung aus unterlagerten Spannungsebenen untersucht. Hierzu wird das bisher verwendete Testsystem aus Abb. 4.1-1 durch ein unterlagertes Hochspannungsnetz erweitert, wobei sich nun die spannungseinprägend geregelten Stromrichter ausschließlich im Verteilnetz befinden, siehe Abb. 4.1-2.

Ausgangspunkt der folgenden Untersuchungen ist ein 100%-Stromrichter-Szenario mit 40 % Export vor der Netzauftrennung bezogen auf die aktuelle Einspeisung. Die Aufteilung der installierten Leistungen der Stromrichter zwischen stromeinprägend (CCI) und spannungseinprägend (VCI) geregelten wurde so vorgenommen, dass die Dimensionierung der stromeinprägend geregelten Stromrichter ggü. der



Untersuchungen im Übertragungsnetz beibehalten bleibt und der Anteil der spannungseinprägenden Stromrichter durch die Störung festgelegt wird.

Die Trägheitszeitkonstante der spannungseinprägenden Stromrichter wurde so gewählt, dass die Frequenzgrenzen eingehalten werden:

- 78 % CCI: 2 x 1,4 GVA mit je 1 GW Wirkleistungseinspeisung vor Netzauftrennung
- 22 % VCI: 4 x 0,2 GVA mit einer Trägheitszeitkonstante von $T_a = 22$ s

Um die Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz zu bewerten, muss aufgrund des zusätzlichen Blindleistungsbedarfs des Verteilnetzes sowie der spannungsabhängigen Leistungsaufnahme der Last eine Blindleistungskompensation berücksichtigt werden. Als zweckdienliche Blindleistungskompensation entsprechend des aktuellen Standes der Technik wurde zusätzlich am Netzanschlusspunkt der Last eine statische Kompensationsanlage (engl.: Static Var System, SVS) mit einzeln zuschaltbaren Kondensatoren und einer ansteuerbaren Drossel berücksichtigt. Die Ansteuerung der einzelnen Kompensationselemente erfolgt durch eine Spannungsregelung. Hier wurde die Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der Last geregelt, der Sollwert wurde auf 1 p.u. festgelegt. Abb. 4.1-9 und Abb. 4.1-10 zeigen Simulationsergebnisse für die Szenarien mit VCI allein im Übertragungsnetz (ÜN) ggü. VCI allein im Verteilnetz (VN). In beiden Fällen wurde das gleiche SVS am NAP der Last berücksichtigt. Abb. 4.1-9 zeigt die stationäre Übereinstimmung von Spannung und Wirkleistungsaufnahme der Last. Transient ergeben sich in den ersten 200 ms nach der Netzauftrennung Abweichungen in der Spannung, welche durch das gewählte SVS nicht genügend schnell kompensiert werden können. Resultierend weichen auch die Leistungsaufnahme der Last sowie die simulativ gemessene Frequenz im transienten Verlauf ab (siehe Abb. 4.1-9). Vermutlich würde diese Abweichung nicht zur Schutzauslösung führen. Die Dauer der transienten Frequenzabweichung wird jedoch als so gering eingeschätzt, als das keine Schutzauslösung aufgrund der Verletzung der erlaubten Frequenzänderungsrate zu erwarten ist. Die Momentanreservebereitstellung der spannungseinprägend geregelten Stromrichter ist hingegen qualitativ vergleichbar und auch aus dem Verteilnetz ebenso effektiv. Die maximale transient erlaubte Frequenz von 51,5 Hz wird auch dann nicht erreicht, wenn die Momentanreserve ausschließlich aus dem Verteilnetz bereitgestellt und in die vorgelagerte Netzebene transportiert wird.

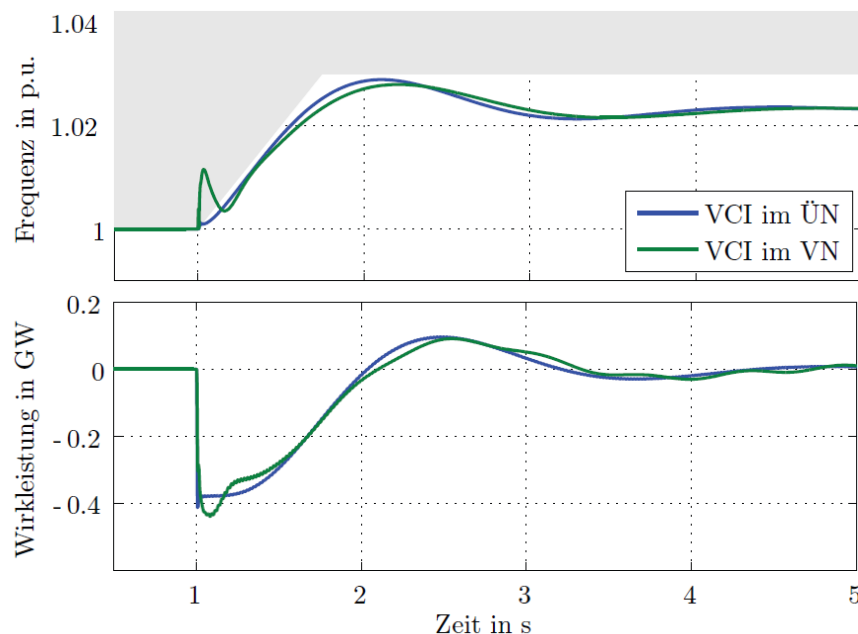


Abb. 4.1-9: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsüberschuss mit netzbildenden Stromrichtern zur Momentanreservebereitstellung im Übertragungs- bzw. Verteilnetz im Vergleich: Wirkleistung und Frequenz am NAP CCI im ÜN, Wirkleistungs am NAP VCI in ÜN bzw. VN (summiert).

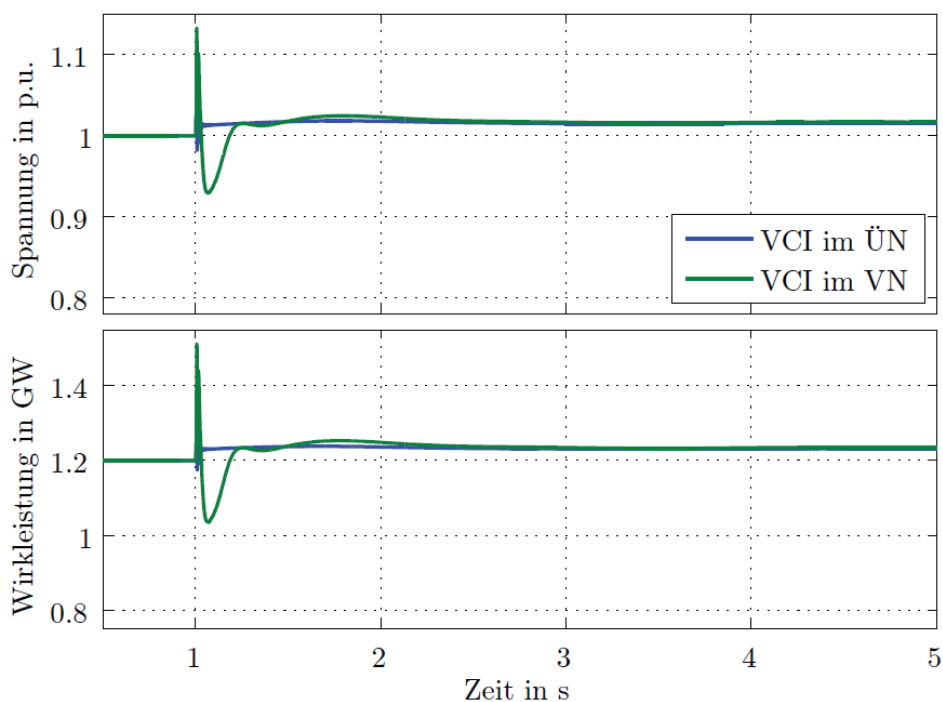


Abb. 4.1-10: Simulationsergebnisse für Netzauftrennung mit Leistungsüberschuss mit netzbildenden Stromrichtern zur Momentanreservebereitstellung im Übertragungs- bzw. Verteilnetz im Vergleich: Wirkleistung und Spannung und Wirkleistung am NAP der Last im ÜN.

Schwingungen treten bei der Position von VCI im unterlagerten Verteilnetz auch bereits bei symmetrischer Dimensionierung und Parametrierung der Netzwerkkomponenten auf, da die Positionen der VCI bezogen auf die Störung nicht gleich sind. Wie in [11] gezeigt, können diese Schwingungen unter Verwendung der dämpfenden Phasenvorsteuerung in der Regelung der spannungseinprägenden Stromrichter gut abgemildert werden. Die Phasenvorsteuerung der spannungseinprägend geregelten Stromrichter wirkt dämpfend, bewirkt jedoch aufgrund des direkten Durchgriffs auf den Winkel einen Frequenzsprung infolge einer sprunghaften Leistungsänderung. Dieser Frequenzsprung kann unter Umständen zu einer Schutzauslösung führen. Hierzu sollten weitere Untersuchungen durchgeführt und ggf. andere Dämpfungsmethoden erwogen werden.

4.1.3 Effekt der Phasenvorsteuerung auf das Frequenzverhalten

Der gewählte spannungseinprägende Regelungsansatz SelfSync basiert auf Droop-Statiken in Verbindung mit einer Vorsteuerung auf den Phasenwinkel des Ausgangsspannungszeigers. Zur Untersuchung der Effekte der Phasenvorsteuerung wurde ein Zustandsraummodell auf Basis des Zwei-Zonen-Bilanzmodells aus [20] aufgestellt und um die Phasenvorsteuerung erweitert.

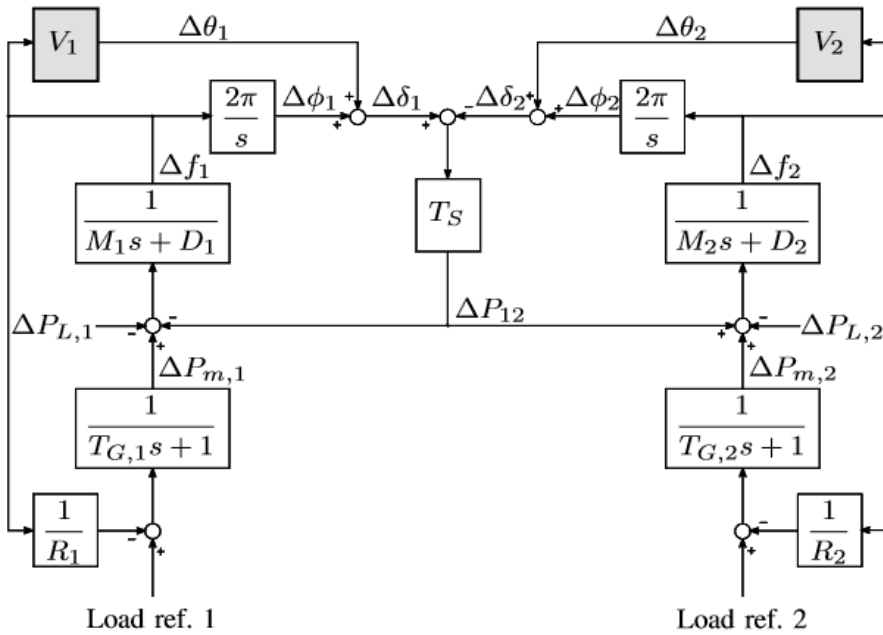


Abb. 4.1-11: Zwei-Zonen-Bilanzmodell nach [20], Blockschaltbild mit Erweiterung zur Abbildung der Phasenvorsteuerung (grau hervorgehoben)

Die Zustandsraumgleichungen $\dot{x} = Ax + Bu$, $y = Cx + Du$ wurden aus dem Blockdiagramm in Abb. 4.1-11 abgeleitet, um die Eigenwerte und ihre Wurzelorte für verschiedene Parametersensitivitäten zu untersuchen.

$$A = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_{G,1} & T_{G,1}R_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -D_1 - TV_1 & -T & 0 & TV_2 & T \\ M_1 & M_1 & M_1 & 0 & M_1 & M_1 \\ 0 & 2\pi & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & T_{G,2} & T_{G,2}R_2 & 0 \\ 0 & TV_1 & T & 1 & -D_2 - TV_2 & -T \\ 0 & M_2 & M_2 & M_2 & M_2 & M_2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2\pi & 0 \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & M_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}^T$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & TV_1 & T & 0 & -TV_2 & -T \end{bmatrix}$$

$$D = \text{zeros}(7,2)$$

Mithilfe des hier hergeleiteten Zustandsraummodells wurden Kleinsignalstabilitätsanalysen durchgeführt, um den Effekt der Phasenvorsteuerung des SelfSync-Regelansatzes auf das Frequenzverhalten zu untersuchen [21].

4.1.3.1 Parametersensitivitätsanalyse basierend auf root-locus Untersuchungen

Durch die Erhöhung des Synchrondrehmomentkoeffizienten T_S wird der Leistungsaustausch zwischen den zwei Zonen schneller. Dieser Effekt kann im root locus Diagramm in Abb. 4.1-12 beobachtet werden: Mit steigenden Werten für T_S verfärben sich die Pole der Systemmatrix von blau ($T_S = 0 \text{ MW/rad}$) zu rot ($T_S = 1000 \text{ MW/rad}$) und die dominanten konjugierten komplexen Pole zeigen höhere Imaginärteile $j\omega$, was höheren Frequenzen und geringeren Dämpfungsverhältnissen der Moden entspricht.

Die folgenden root-locus Untersuchungen in Abb. 4.1-13 und Abb. 4.1-14 berücksichtigen einen konstanten Synchrondrehmomentkoeffizienten von $T_S = 1000 \text{ MW/rad}$.

In Abb. 4.1-13 wurden die Phasen-Feed-Forward-Koeffizienten $V_{1,2}$ erhöht, während die Drehzahlabfallcharakteristik konstant bei 5 % gehalten wurde. Die roten Pole zeigen $V_{1,2} = 0 \text{ rad/Hz}$ an und mit der Entwicklung zu Hellgrün steigen die Feed-Forward-Koeffizienten $V_{1,2}$ auf bis zu 80 rad/Hz. Anschließend (Abb. 4.1-14) wurde die Geschwindigkeitsstatikennlinie von anfänglich 5 % (rote Pole) auf 0,4 % (hellgrün) verringert, um die Dämpfung im System zu erhöhen. Die Phasenvorsteuerung wurde auf Null gesetzt.

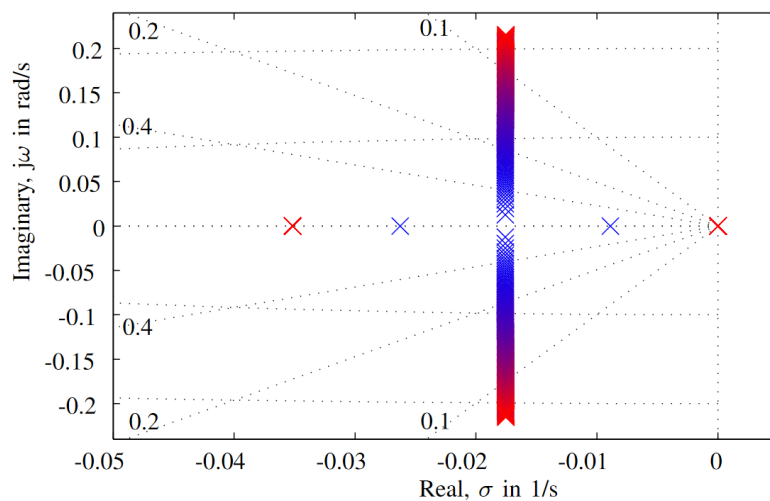


Abb. 4.1-12: Root locus Zwei-Zonen-System, zunehmender Synchronisationsdrehmomentkoeffizient von Blau ($T_S=0 \text{ MW/rad}$) zu Rot ($T_S=1000 \text{ MW/rad}$)

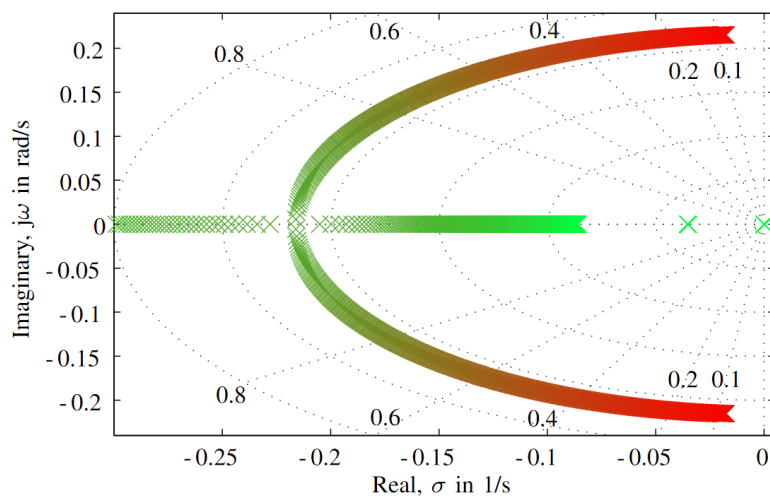


Abb. 4.1-13: Root-Locus im Zwei-Zonen-System, konstanter Synchronisationsdrehmomentkoeffizient und zunehmende Feed-Forward-Koeffizienten von Rot an ($V_{(1,2)}=0 \text{ rad/Hz}$) zu Grün ($V_{(1,2)}=80 \text{ rad/Hz}$).

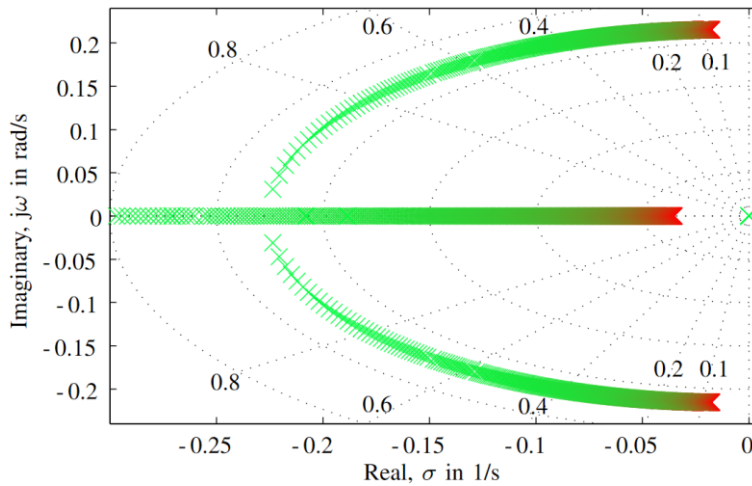


Abb. 4.1-14: Root-Locus im Zwei-Zonen-System, konstantem Synchronisationsdrehmomentkoeffizienten und abnehmendem Abfall von Rot (5 %) nach Grün (0,4 %).

Infolgedessen erhöhen die Pole der Systemmatrix A in beiden Fällen ihr Dämpfungsverhältnis mit abnehmender Geschwindigkeitsabweichung bzw. zunehmendem Phasen-Feed-Forward-Koeffizienten. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in der root-locus Darstellung die Wirkung der Phasenvorsteuerung und einer Geschwindigkeitsabfallcharakteristik auf das Dämpfungsverhältnis ähnlich ist. Der Beitrag des Phasen-Feed-Forward-Koeffizienten zum Dämpfungsdrehmomentkoeffizienten des Energiesystems kann daher noch einmal hervorgehoben werden.

4.1.3.2 Auswirkung der Phasenvorsteuerung auf die Frequenz

Um die Auswirkung der Phasenvorsteuerung auf die lokale Stromrichterfrequenz zu bestimmen, muss eine Frequenzerkennungsmethode integriert werden. Die Frequenzerkennung kann durch Messung der Spannung und Analyse der Spannungswinkeländerung über die Zeit erfolgen. Daher kann die vereinfachte Frequenzmessung als Differentiation des Spannungswinkels im Laplace-Bereich mit der Laplace-Variablen s zur Blockdiagrammdarstellung betrachtet werden, siehe Abb. 4.1-15.

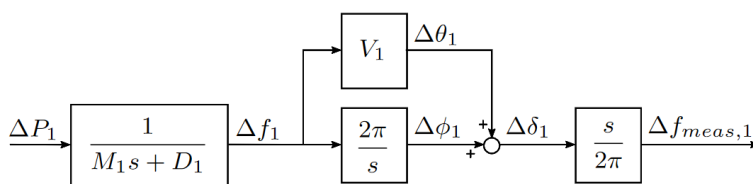


Abb. 4.1-15: Blockschaltbild Zone 1 inklusive Frequenzerkennung.

Unter Berücksichtigung der äquivalenten Zone 1 aus Abb 4.1.-11 und unter Einbeziehung der vereinfachten Übertragungsfunktion für die Frequenzmessung lässt sich das Blockdiagramm in Abb. 4.1-15 zeichnen und die folgende Übertragungsfunktion erhalten:

$$\frac{\Delta f_{meas,1}}{\Delta P_1} = \frac{1}{sM_1 + D_1} \cdot \left(V_1 + \frac{2\pi}{s} \right) \cdot \frac{s}{2\pi} \quad (1)$$

$$= \frac{sK_D}{sT_1 + 1} + \frac{K_P}{sT_1 + 1} \quad (2)$$

$$K_D = \frac{V_1}{2\pi D_1}$$



$$K_P = \frac{1}{D_1}$$

$$T_1 = \frac{M_1}{D_1}$$

Gleichung (2) ist die Addition von zwei grundlegenden Übertragungselementen erster Ordnung: dem Differentialelement mit Verzögerung erster Ordnung, D-T1-Element, und dem Proportionalelement mit Verzögerung erster Ordnung, P-T1-Element. Abb. 4.1-16 zeigt die normalisierten Sprungantworten für beide Elemente bzw. ihre Übertragungsfunktionen $G(s)$.

Als Ergebnis zeigt die gemessene Frequenz ein P-T1-Verhalten nach der Lastsprungstörung, wenn bei netzbildenden Stromrichtern keine Phasenvorsteuerung berücksichtigt wird oder wenn nur konventionelle Synchrongeneratoren berücksichtigt werden.

4.1.3.3 Auswirkung der Phasenvorsteuerung

Unter der Trägheitsbereitstellung eines netzbildenden Stromrichters kann die verzögerte Bewegung des inneren Spannungswinkels nach einem plötzlichen Fehler mit einer daraus resultierenden plötzlichen netzbedingten Spannungswinkeländerung verstanden werden. Durch die Hinzufügung des zusätzlichen Winkelversatzes in Form des Phasen-Feed-Forward-Pfades wird die Trägheitsbereitstellung nicht wesentlich beeinflusst, da der Winkelversatz aus dem Frequenzgang berechnet wird und daher bereits mit der Trägheitszeitkonstante verzögert wird. Der beobachtete transiente Frequenzpeak, siehe Abb. 4.1-17 und Abb. 4.1-18, wird nicht durch einen Winkelsprung verursacht, sondern durch das unterschiedliche Verhalten der Frequenzerkennungsmethode. Daher ist die Trägheitsbereitstellung als sofortige Wirkleistungsanpassung als Reaktion auf einen netzbedingten Winkelschritt weiterhin gegeben. Im Hinblick auf das Frequenzverhalten müssen die Auswirkungen der lokalen Frequenzspitze direkt am Stromrichter mit realen Frequenzerfassungsgeräten und auch in größerer Entfernung zum Stromrichterstandort untersucht werden.

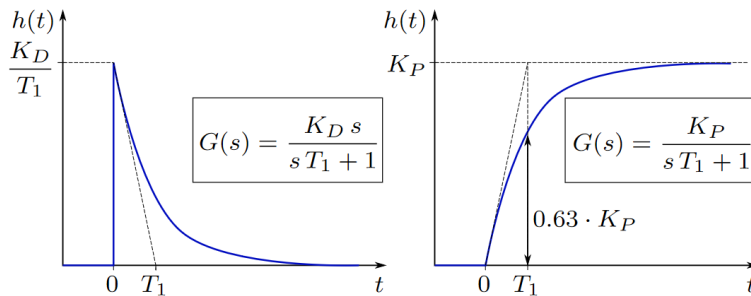


Abb. 4.1-16: Normalisierte Sprungantworten $h(t)$ von D-T1-Element (links) und P-T1-Element (rechts) mit ihren Übertragungsfunktionen.

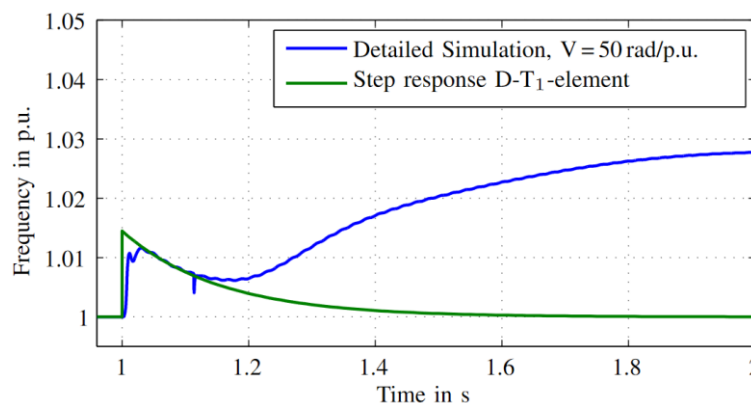


Abb. 4.1-17: Ergebnisse einer detaillierten EMT-Netzsimulation mit Systemsplit zum Zeitpunkt $t = 1s$ im Vergleich zur Sprungantwort eines D-T1-Elements mit dem Phasen-Feed-Forward-Koeffizienten $V=50 \text{ rad/p.u.}$; die komplementäre P-T1-Antwort wird nicht berücksichtigt.

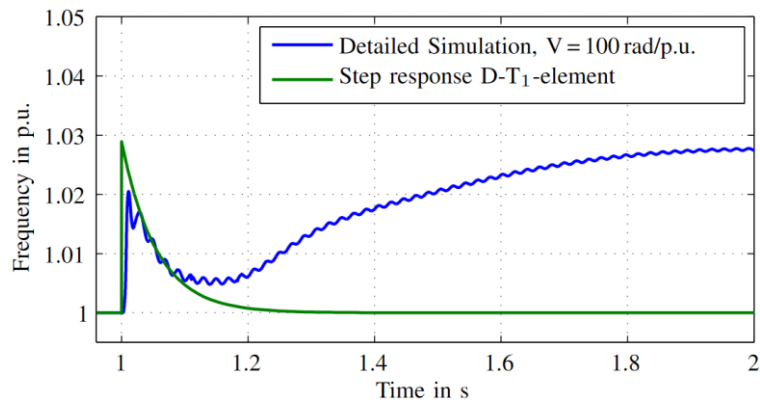


Abb. 4.1-18: Ergebnisse einer detaillierten EMT-Netzsimulation mit Systemaufteilung zum Zeitpunkt $t = 1$ s im Vergleich zur Sprungantwort eines D-T1-Elements mit dem Phasen-Feed-Forward-Koeffizienten $V = 100$ rad/p.u.; die komplementäre P-T1-Antwort wird nicht berücksichtigt.

4.1.4 Zusammenfassung

Auf Basis der Untersuchungen zur Frequenzstabilität können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

Die Frequenzstabilität kann nur bis zu einem bestimmten Anteil stromeinprägender Erzeugungsanlagen sichergestellt werden. Die möglichen maximalen Anteile stromeinprägender Erzeugungsanlagen sind stark abhängig von der Parametrierung sowie der spezifischen Betriebsführung und Regelung dieser Stromrichter. Die Netzanschlussbedingungen an Erzeugungsanlagen sollten hinsichtlich FRT-Verhalten sowie Zeitverhalten der frequenzabhängigen Wirkleistungsanpassungen überprüft werden.

Spannungseinprägend geregelte Stromrichter können Momentanreserve bereitstellen und so helfen die Frequenzstabilität zu gewährleisten. Die Frequenzstabilität kann mit Spannungseinprägend geregelten Stromrichtern in Szenarien mit 100% Stromrichtern sichergestellt werden. Es gibt spannungseinprägende Regelungsverfahren, bei denen die Trägheitskonstante direkt parametrierbar ist. Die für die jeweilige Trägheitszeitkonstante notwendigen Energiereserven müssen vorgehalten werden. Die vorzuhaltende Reserveleistung netzbildender Einheiten je Regelzone richtet sich nach dem relevanten Auslegungsereignis und die notwendige Energiereserve hängt zusätzlich vom Zeitverhalten der restlichen Anlagen im Netz ab.

Die Erbringung von Momentanreserve aus dem Hochspannungsnetz erfolgt qualitativ gleichwertig gegenüber der Erbringung von Momentanreserve aus dem Höchstspannungsnetz. Um die Spannung im Übertragungsnetz zu stützen und schnelle Frequenzänderungen zu begrenzen besteht ein zusätzlicher Bedarf an dynamischer Blindleistungskompensation.

Durch die Anwendung netzbildender Regelungen in Stromrichtern werden Dämpfung und Trägheit der Umrichter parametrierbar. Bei der Betrachtung netzbildender Stromrichter inklusive Phasenvorsteuerung ist der Einfluss des Differentialverhaltens nach einer Störung umso größer, je größer die Phasenvorsteuerung ist. Durch das Hinzufügen der Phasenvorsteuerung wird die Trägheitsbereitstellung nicht wesentlich beeinflusst.

4.1.5 Literatur

- [1] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1993.
- [2] ENTSO-E, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and impacting factor“, March 2016.
- [3] A. Kannan, M. Nuschke, D. Strauß-Mincu, „LFC model for frequency stability analysis of prospective power systems with high shares of inverter based generation“, in 13th IEEE PES PowerTech Conference, Milano, Italy, 2019.
- [4] A. Kannan, M. Nuschke, D. Strauß-Mincu, „Frequency stability analysis for inverter dominated grids during system split“, 21st PSCC 2020 conference in Porto, Portugal, June 29- July 3, 2020.



- [5] S. A. Pourmousavi, M. Behrangrad, M. H. Nehrir und A. Jahanbani, „LFC Model for Multi-Area Power Systems Considering Dynamic Demand Response“ in IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Dallas, TX, USA, 2016.
- [6] N. Hutcheon und J. W. Bialek, „Updated and validated power flow model of the main continental European transmission network“, 2009.
- [7] VDE FNN, VDE-AR-N 4110:2018-11, Technische Anschlussrichtlinien (TAR Mittelspannung), 2018.
- [8] VDE FNN, VDE-AR-N 4120:2018, Technische Anschlussrichtlinien (TAR Hochspannung), 2018.
- [9] VDE FNN, VDE-AR-N 4130:2018, Technische Anschlussrichtlinien (TAR Höchstspannung), 2018.
- [10] ENTSO-E, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe - Requirements and impacting factors, RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group, 2016.
- [11] M. Nuschke, Frequenzstabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Fraunhofer Verlag, 2022.
- [12] K. Vennemann, T. Hennig, E. Grebe und W. Winter, Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems, 17. Wind Integration Workshop, 2018.
- [13] Übertragungsnetzbetreiber, Hrsg. Frequenzstabilität: Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz. 2018. url: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Frequenzstabilit%C3%A4t_Notwendiges%20Zeitverhalten%20bei%20%C3%9Cber-%20und%20Unterfrequenz_2018-05-16.pdf.
- [14] VDE FNN, VDE-AR-N 4142 Anwendungsregel: 2020-04 Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen
- [15] ENTSO-E, Technical Background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements, 2014.
- [16] Übertragungsnetzbetreiber, Frequenzstabilität: Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz, 2018.
- [17] G. Lammert, L. D. Pabon Ospina, P. Pourbeik und D. Fetzer, Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DigSILENT PowerFactory, Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016.
- [18] Prabha S. Kundur, Hrsg. Power System Stability and Control, Power System Engineering Series. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.
- [19] Übertragungsnetzbetreiber, Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf, 26.04.2021.
- [20] Prabha S. Kundur, Hrsg. Power System Stability and Control, Power System Engineering Series. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.
- [21] M. Nuschke, T. Degner, "Impact of phase feed-forward control of grid-forming inverters on frequency behavior", IEEE NEIS September 2022, Hamburg, Germany.
- [22] ENTSO-E: "Frequency ranges", ENTSO-E guidance document for national implementation of frequency ranges for network codes on grid connection, revised clean version, 12 April 2021, Prepared from: StG CNC



4.2 Untersuchungen zur Langzeit-Spannungsstabilität

Luis Pabon Ospina, Diana Strauß-Mincu

Dieser Beitrag untersucht die Langzeit-Spannungsstabilität in Übertragungsnetzen mit unterlagerten, stromrichterdominierten Verteilnetzen. Eine neuartige Regelung zur Vermeidung von Langzeitspannungsinstabilitäten wird entwickelt.

4.2.1 Design-Kriterien

Die Steueraktionen des vorgeschlagenen Verfahrens basieren auf zwei Eingangssignalen: Der Übertragungsspannung V_t und der Verteilungsspannung V_d , wie in Abb. 4.2-1 dargestellt. Die Ausgänge sind die Blindleistungsbefehle für die „Distributed Generation Units“ (DGUs) und der Spannungswollwert für die Laststufenschalter (LTC) des Verteilungsnetztransformators. Die Steuerung ist so ausgelegt, dass sie die folgenden Eigenschaften erfüllt:

- Nicht-intrusiv. Das Verfahren sollte Übertragungsspannungen unterstützen, ohne die Verteilungsspannungen stark zu beeinflussen oder seine Anlagen übermäßig zu nutzen.
- Adaptiv. Die Regelung sollte sich der Stärke der Störung auf Verteilungsebene anpassen, d.h. weniger kritische Situationen sollten zu mildereren Regeleingriffen führen.
- Lokal. Das Verfahren sollte weder einen Informationsaustausch mit dem Übertragungsnetz noch zwischen aktiven Verteilnetzen (ADNs) erfordern (was in mehrfacher Hinsicht unpraktisch wäre).
- Die Anzahl der Eingaben sollte klein sein, um die Implementierung zu vereinfachen.
- Die Kontrolle sollte unabhängig von den Eigenschaften des Übertragungsnetzes am ADN-Anschlusspunkt wirksam sein, z. B. in Bezug auf die notwendige Kurzschlussleistung oder Spannungsempfindlichkeit gegenüber Blindleistungsschwankungen.
- Die Steuerung sollte unabhängig von den ADN-Lasteigenschaften wirksam sein, d. h. unabhängig von der Art der Lasten und ihrer Abhängigkeit von der Spannung.

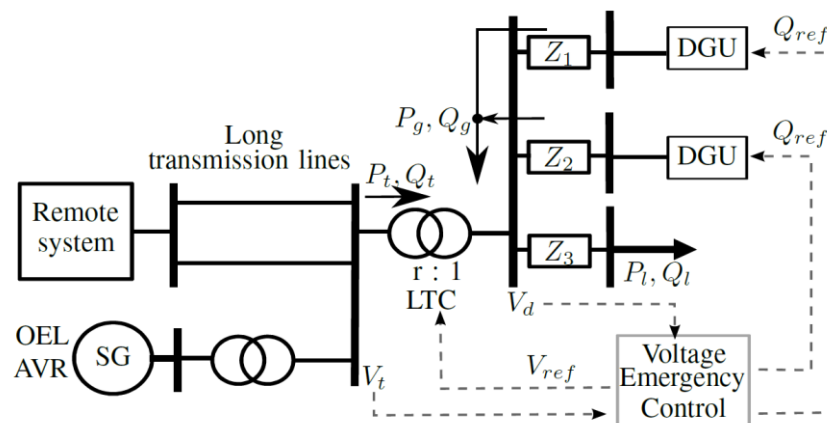


Abb. 4.2-1: Konzeptdiagramm eines einfachen Übertragungssystems und eines ADN



4.2.2 Verlauf im „Load Power Space“

Herkömmliche Notfallsteuerungen sind so ausgelegt, dass sie den Betriebspunkt weit weg von der Grenze des realisierbaren Bereichs verschieben. Zum Beispiel durch Reduzierung von Wirk- und Blindleistung (z. B. Lastabwurf oder gezielte Reduzierung der Versorgungsspannung). Dies wirkt sich auf das Verteilungsnetz aus und kann zur Abschaltung einer beträchtlichen Anzahl von „Inverter Based Generation“ (IBGs) führen. Die meisten Notsteuergeräte nach dem aktuellen Stand der Technik, die die Steuerbarkeit von IBGs berücksichtigen, erreichen Verläufe im „load power space“, die kontraproduktive Auswirkungen haben und darauf hindeuten, dass der Betriebspunkt in einigen Fällen außerhalb des zulässigen Bereichs liegen kann. Wenn beispielsweise die IBGs Blindleistung einspeisen, sinkt die Gesamtblindleistung im Übertragungssystem (Q_t), wodurch der Betriebspunkt nach unten verschoben wird. Dies hat jedoch einen kontraproduktiven Effekt, da die Q-Einspeisung die Verteilungsspannung erhöht, was indirekt die Lastaufnahme erhöht. Daher steigt die Gesamtwirkleistung im Übertragungsnetz.

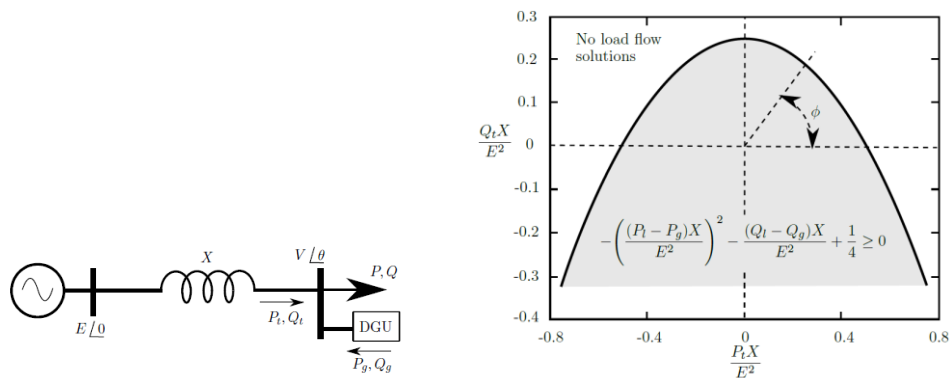


Abb. 4.2-2: Realisierbarer Bereich im Load Power Space

Zusammenfassend entspricht der gewünschte Verlauf im „load power space“ einer strikt abwärts gerichteten Richtung. Ein solcher Verlauf scheint zunächst einfach umsetzbar, aber wie erläutert, gibt es kontraproduktive Effekte, die diesen Verlauf schwieriger umsetzbar machen.

4.2.3 Der Vd-Vt-space

Die Abwärtsbewegung im „load power space“ wird durch das nicht-intrusive Verfahren unter Verwendung des in Abb. 4.2-3 gezeigten V_d - V_t -space erreicht, wobei V_d und V_t die Spannungen sind, die an der Nieder- bzw. Hochspannungsseite des Verteilungstransformators gemessen werden.

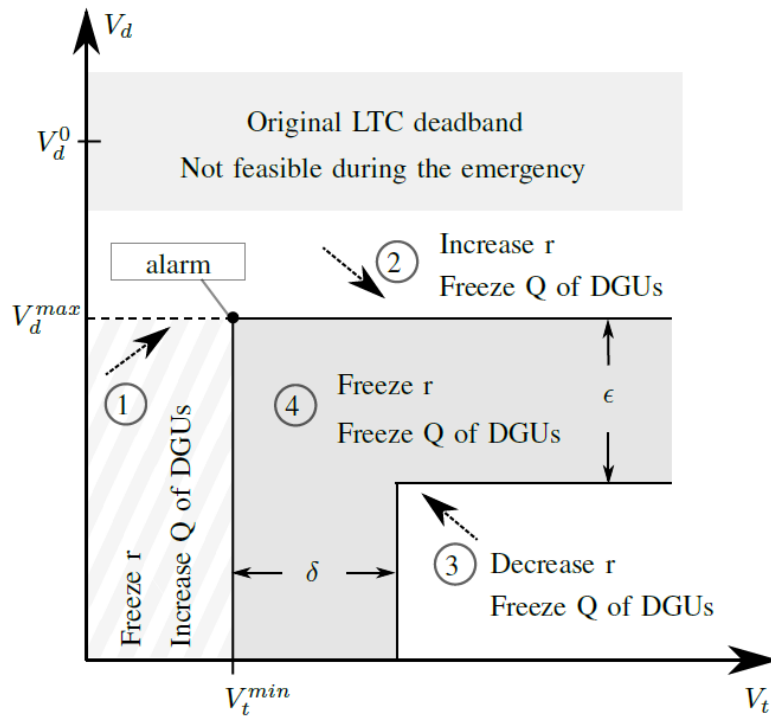


Abb. 4.2-3: V_d - V_t space

Der V_d - V_t -space ist in vier verschiedene Bereiche unterteilt. Die Werte von V_d^{max} und V_t^{min} entsprechen den Werten von V_d und V_t in dem Moment, in dem der Alarm einer möglichen Instabilität empfangen wird. Jeder der vier Bereiche hat zwei entsprechende Steueraktionen, die die Aktionen des Laststufenschalters durch Modifizieren seiner Stufenposition (r) und die Aktionen der IBGs koordinieren. Bei Anwendung der beiden Steueraktionen bewegt sich der Arbeitspunkt in die durch die Richtungspfeile angezeigte Richtung. Siehe [1] für weitere Einzelheiten über den V_d - V_t -space.

4.2.4 Testfall

Die Notsteuereinheit wurde mit dem IEEE Test System for Voltage Stability Assessment [2] getestet. Detaillierte aktive Verteilungsnetze - Active Distribution Networks (ADNs) wurden berücksichtigt. Solche Netze bestehen aus unterschiedlichen Spannungsebenen, wie in Abbildung 4.2-4 dargestellt. Auch IBGs und dynamische Lasten wurden im 400-V-Netz berücksichtigt.

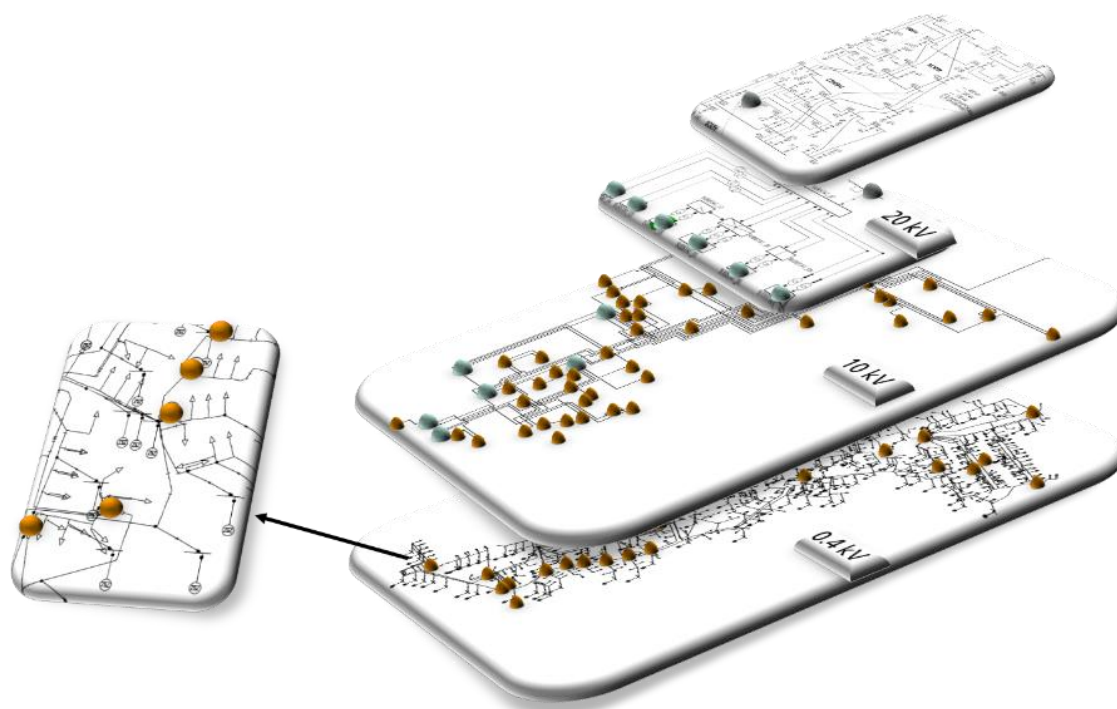
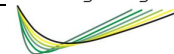


Abb. 4.2-4: Testsystem

Es wurden mehrere Studienfälle betrachtet, einschließlich Szenarien, in denen der Durchdringungsgrad von IBGs bis zu 200 % beträgt, d. h. ein umgekehrter Leistungsfluss in das Übertragungsnetz.

4.2.5 Simulationsergebnisse

Abbildung 4.2-5 zeigt die Entwicklung der Spannung, die an einem der am stärksten betroffenen Sammelschienen gemessen wurde. Das betrachtete Störereignis ist hier der Ausfall einer stark belasteten Übertragungsleitung, die den Strom vom Norden in den Süden des Übertragungsnetzes überträgt. Verschiedene Fälle sind in Abbildung 4.2-5 enthalten. Fall 1 entspricht dem Fall ohne Notsteuerung. Die Langzeitdynamik ist so, dass das System nach 200 s zusammenbricht. Die Fälle 2 bis 4 zeigen das Verhalten des Systems in den Fällen der Aktivierung weiterer Notsteuerungsmaßnahmen, die in [1] ausführlich beschrieben sind. Fall 5 entspricht dem Fall der vorgeschlagenen Notsteuerung mit dem in Abbildung 4.2-3 dargestellten V_d - V_f -space.

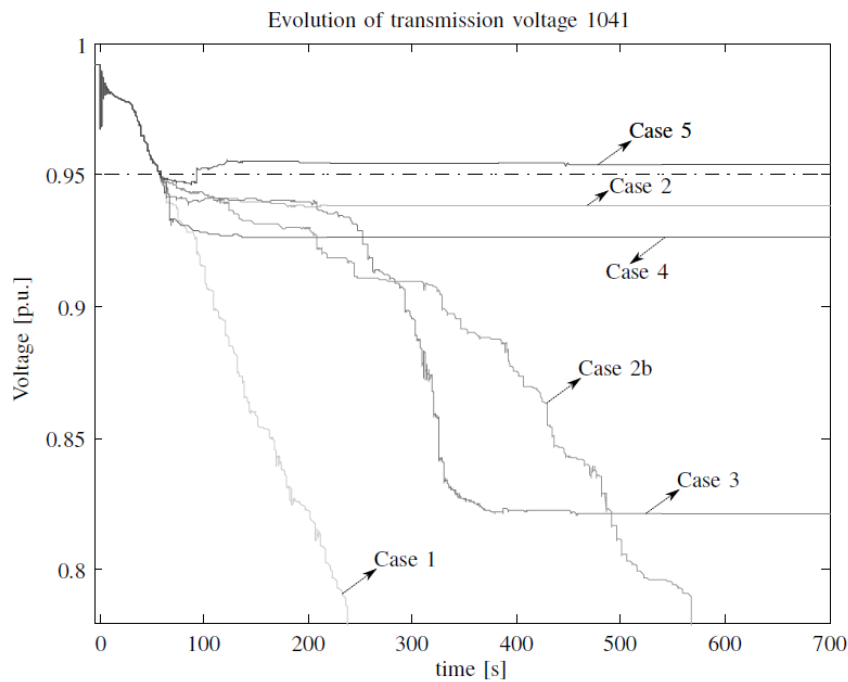


Abb. 4.2-5: Simulationsergebnisse – Verlauf der Spannung an einem der am stärksten betroffenen Sammelschienen

Abbildung 4.2-6 zeigt, dass die vorgeschlagene Notfallsteuerung in der Lage ist, den Instabilitätsmechanismus zu stoppen und den bevorstehenden Systemkollaps zu verhindern. Dies wird durch den nach unten gerichteten Verlauf im „load power space“ erreicht, wie in Abbildung 4.2-6 beispielhaft dargestellt.

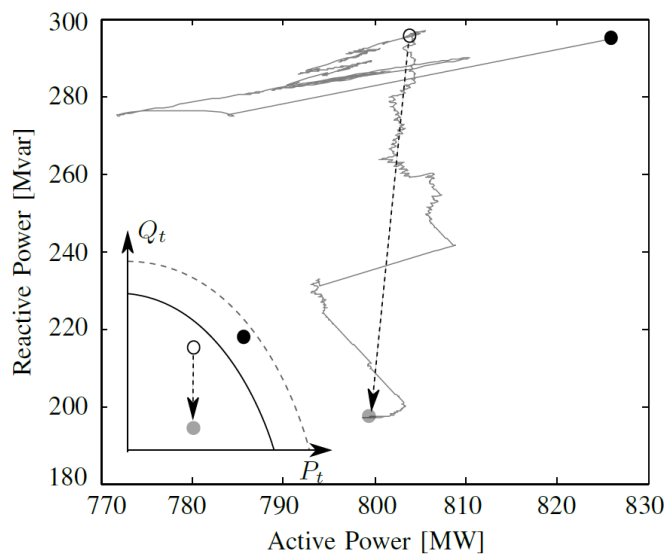


Abb. 4.2-6: Simulationsergebnisse – Trajektorie im Load Power Space

Hervorzuheben ist, dass die Notsteuereinheit die Spannung im Übertragungsnetz stützt, während die Steuerung das Verteilungsnetz nur minimal beeinflusst. Abbildung 4.2-7 zeigt Momentaufnahmen des 400-V-Netzes zu verschiedenen Zeitpunkten für den Fall ohne Notsteuerung. Trotz der LTC-Regelung fallen die Spannungen nach 180 s drastisch ab. An diesem Punkt haben LTC-Aktionen die Last indirekt auf undurchführbare Werte wiederhergestellt, und das System bricht schließlich bei 250 s zusammen.

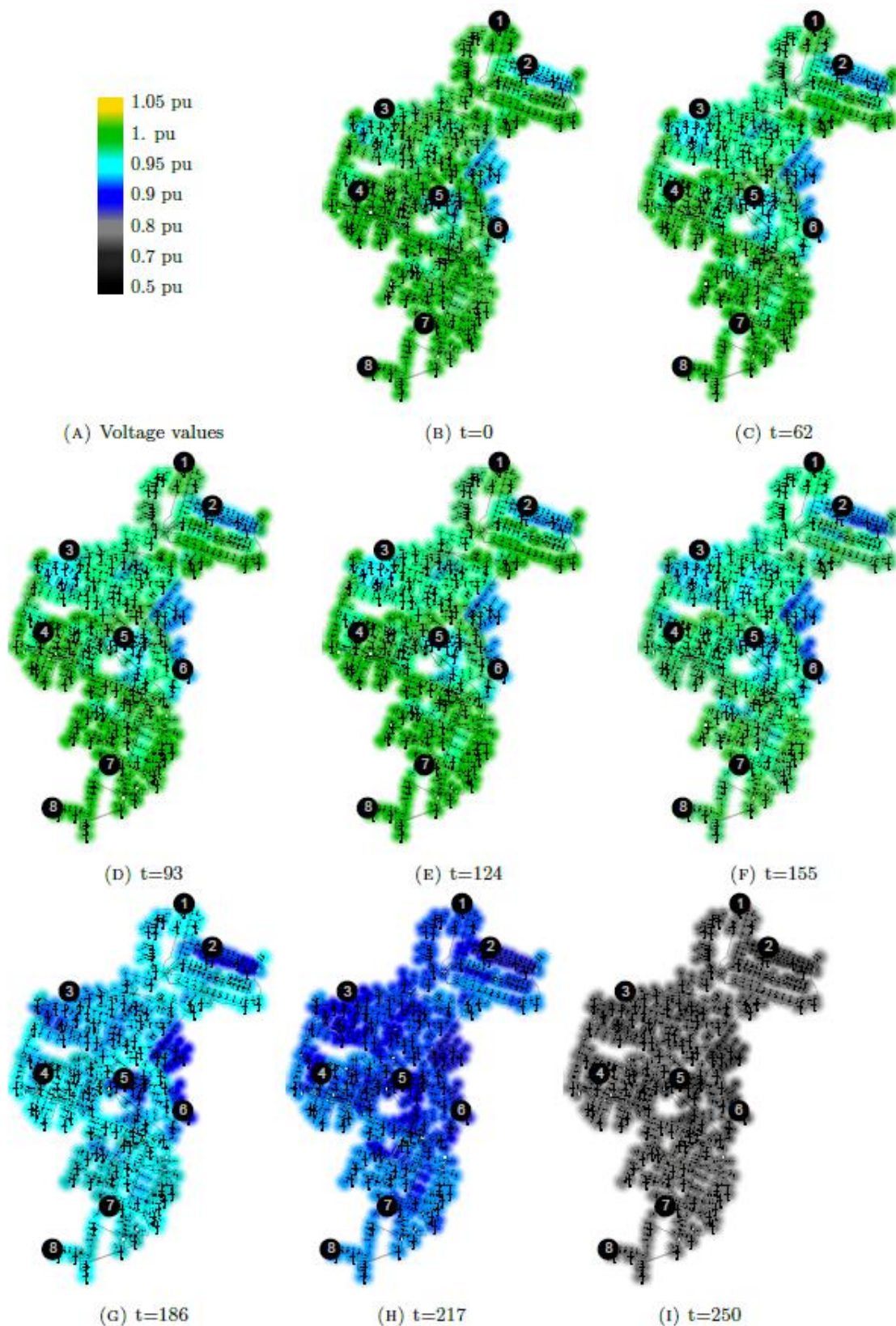


Abb. 4.2-7: Simulationsergebnisse – Spannung im 400V Netz ohne Notsteuerung

Die Ergebnisse mit der vorgeschlagenen Notsteuerung sind in Abbildung 4.2-8 dargestellt. Abbildung 4.2-8 zeigt, dass das Verteilnetz minimal beeinträchtigt wird, während das Übertragungsnetz unterstützt wurde. Dies bestätigt den nicht-eingreifenden Charakter des vorgeschlagenen Kontrollsystems.

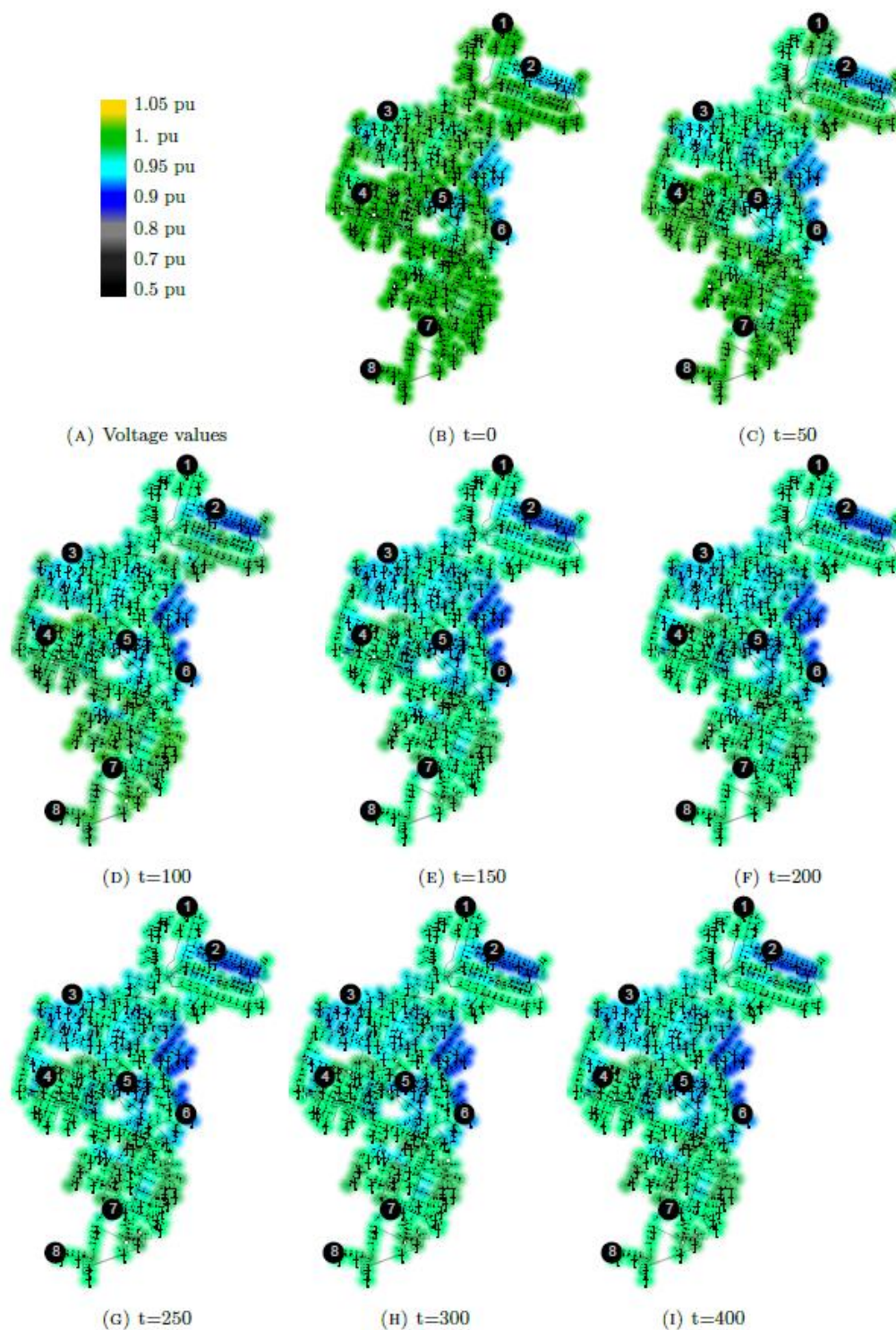


Abb. 4.2-8: Simulationsergebnisse – Spannung im 400V Netz mit Notsteuerung

4.2.6 Zusammenfassung

Es wurde eine neuartige Notsteuerung gegen Langzeit Spannungsinstabilität entwickelt und erfolgreich für Systeme mit hohen Anteilen an Stromrichter-basierten Generatoren (IBGs) unter Berücksichtigung von Leistungsflussumkehr und bis zu 200 % Durchdringungsgrad getestet [1]. Herkömmliche Spannungsnotsteuerungen unterstützen das Übertragungssystem auch dann, wenn dies Auswirkungen auf das Verteilungsnetz hat, z. B. durch Lastabwurf oder absichtliche Reduzierung der Spannung im Verteilungsnetz auf



einen vordefinierten Wert (z. B. 0,95 pu). Aufgrund der hohen Anzahl an IBGs sollte das Verteilungsnetz nicht zugunsten der Stützung des Übertragungsnetzes beeinträchtigt werden: Moderne Steuersysteme müssen das Übertragungsnetz unterstützen und gleichzeitig die Integrität der Verteilungsnetze wahren. Im Gegensatz zu Notsteuerungen nach dem aktuellen Stand der Technik unterstützt das vorgeschlagene Verfahren das Übertragungssystem, während die Auswirkungen auf Verteilungsnetze minimiert werden.

Das Regelungsschema für die Notsteuerung wurde zum Patent angemeldet: Luis David Pabon Ospina und Thierry Van Cutsem, "Electrical Power System", PCT - WO 2022/022972 A1, US - US 2023/0231383 A1, Europa - EP 4 189 797 A1.

4.2.7 Literatur

- [1] L. D. P. Ospina and T. Van Cutsem, "Emergency Support of Transmission Voltages by Active Distribution Networks: A Non-Intrusive Scheme," in IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 36, No. 5, pp. 3887-3896, Sept. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3027949.
- [2] L. D. P. Ospina, A. F. Correa and G. Lammert, "Implementation and validation of the Nordic test system in DlgSILENT PowerFactory," 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980933.



4.3 Vermeidung Stromrichter-getriebener Instabilität

Luis Pabon Ospina, Diana Strauß-Mincu

4.3.1 Stromrichter-getriebener Instabilitätsmechanismus

Um die Stabilität in Verbundnetzen zu bewerten, wurden bisher stromeinprägend geregelte Anlagen als RMS-Modelle simuliert, die ohne Phasenversatz einspeisen. Diese Näherung kann für starke Systeme mit hoher Kurzschlussleistung (SCR) angenommen werden. Spannungsamplitude und Phase werden nicht wesentlich durch die Einspeisung beeinflusst.

Die Spannung in schwachen Netzen oder schwachen Netzteilen kann leicht durch Leistungseinspeisungen beeinflusst werden. Außerdem haben schwache Systeme auch eine hohe Dynamik. Bei aufgrund der Störungen hervorgerufenen Transienten versucht die PLL, den Spannungswinkel eines schnellen Systems zu verfolgen. Wenn die PLL diese Aufgabe nicht ausführen kann, speist die Anlage phasenverschoben in ein schwaches System ein, und es können Instabilitätsprobleme auftreten.

Ein Beispiel für eine stromrichter-getriebene Instabilität ist in Abbildung 4.3-1 dargestellt. In diesem Fall wurde das IEEE Nordic-Testsystem zur Bewertung der Spannungsstabilität verwendet. Details zum System sind in [2-3] zu finden. Mehrere Synchronmaschinen wurden durch IBGs ersetzt. Abbildung 4.3-1 zeigt den Spannungsverlauf einer Sammelschiene auf Übertragungsebene nach einem Kurzschluss in der Nähe eines IBG. Details zum Studienfall finden sich in [4].

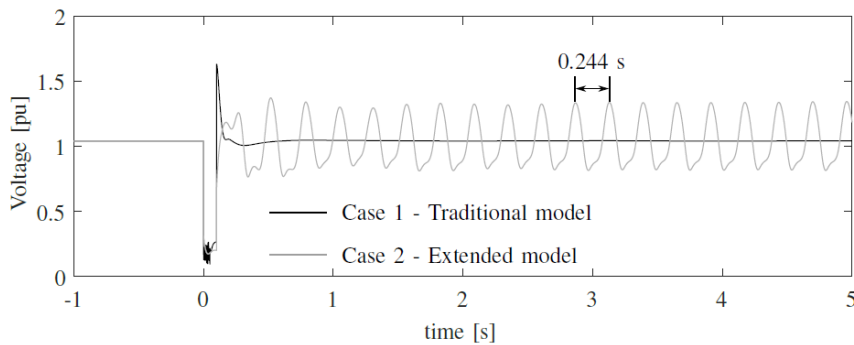


Abb. 4.3-1: Beispiel für stromrichter-getriebene Instabilität

Die Ergebnisse mit dem erweiterten IBG-Modell (welche PLL-Dynamik und innere Stromsteuerung berücksichtigt) zeigen eine ungedämpfte Schwingung mit einer Frequenz von etwa 4 Hz. Dies ist eine übliche Frequenz für stromrichter-getriebene Schwingungen, die typischerweise im Bereich von 3 Hz bis 10 Hz liegen.

Eine Kleinsignalanalyse bestätigt, dass die Schwingungsform ohne Dämpfung (Mode 1 in Abb. 4.3-2) eine Frequenz von 4 Hz hat. Eine Analyse der Partizipationsfaktoren bestätigt, dass diese Schwingungsform hauptsächlich durch die PLL-Zustandsvariablen hervorgerufen wird.

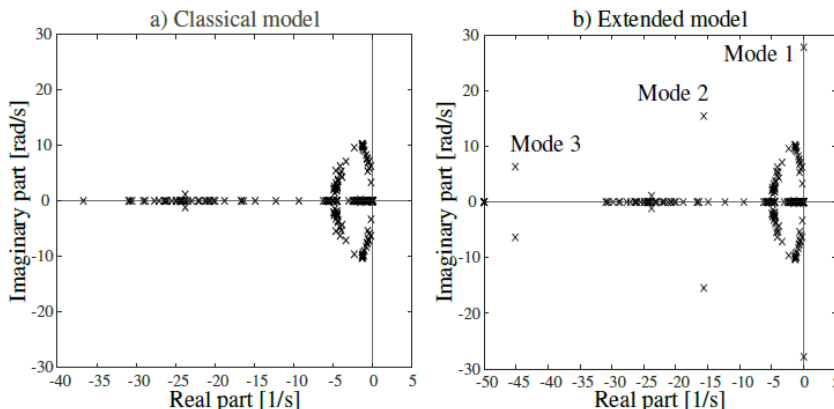


Abb. 4.3-2: Ergebnisse der Kleinsignalanalyse



4.3.2 Ansätze zur Vermeidung ungedämpfter Schwingungen

In Systemen mit relativ geringen IBG-Anteilen kann dem Phänomen leicht entgegengewirkt werden, indem die PLL-Dynamik verlangsamt wird, d. h. ihre Bandbreite reduziert wird. Nichtsdestotrotz ist für Systeme mit erheblichen Mengen an IBGs, z. B. über 80 %, eine Verlangsamung der PLL-Dynamik möglicherweise nicht ausreichend, da die Bandbreite der PLL auf unrealistische Werte reduziert werden muss. Abbildung 4.3-3 zeigt, dass die empfohlenen Lösungen für Systeme mit hohem IBG-Anteil hauptsächlich Phasenschieber oder spannungseinprägende Einheiten sind.

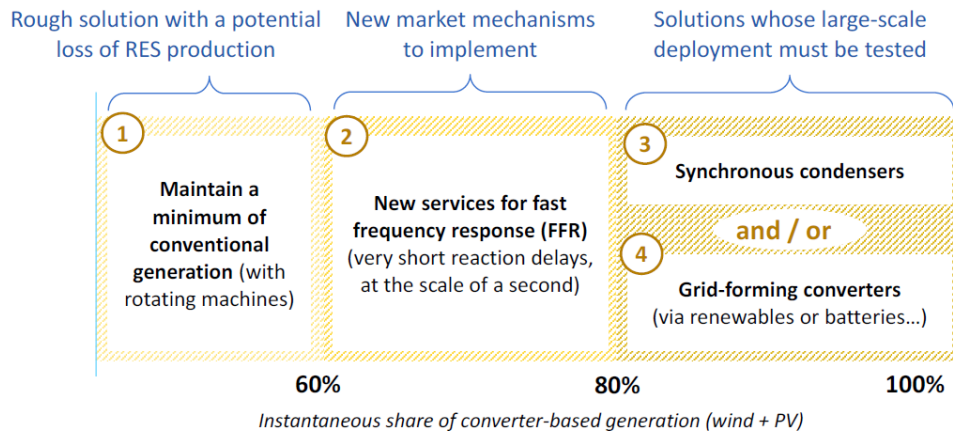


Abb. 4.3-3: Stabilisierungsmaßnahmen nach IBG-Anteil – entnommen aus [5]

4.3.3 Notwendiger Anteil spannungseinprägender Einheiten zur Stabilisierung

Um den benötigten Anteil an spannungseinprägende Einheiten in einem bestimmten Bereich abzuschätzen, es ist entscheidend, die PLL-Bandbreite der bereits vorhandenen spannungseinprägenden Einheiten zu berücksichtigen. Abbildung 4.3-4 zeigt, dass die Dämpfung der vorherrschenden Schwingungsform mit steigender Bandbreite (in diesem Fall gegeben durch die PLL-Integralverstärkung k_{ipl}) abnimmt. Eine Erhöhung der Integralverstärkung erhöht zudem die Schwingungsfrequenz.

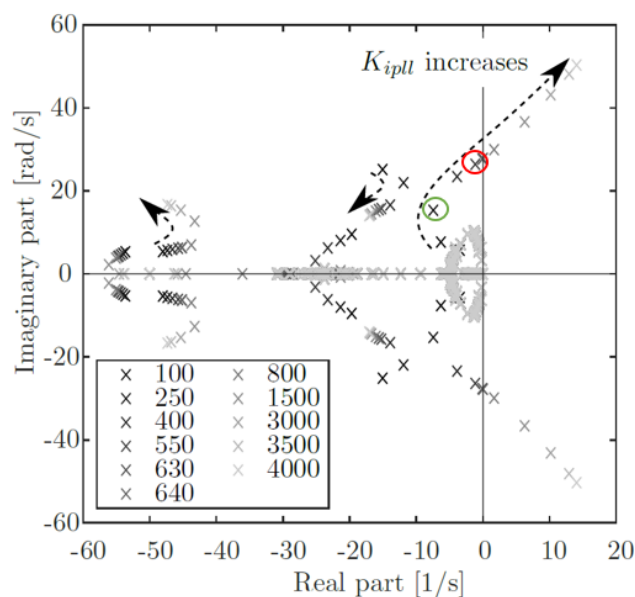


Abb. 4.3-4: Wurzelortskurve für unterschiedliche PLL-Bandbreiten

Aus Abbildung 4.3-5 ist ersichtlich, dass die benötigte Anzahl an spannungseinprägenden Einheiten zur Systemstabilisierung stark von der PLL-Bandbreite der vorhandenen stromeinprägenden Stromrichter



abhängt. Es werden weniger spannungseinprägende Einheiten benötigt, um ein System zu stabilisieren, bei dem die dominante Schwingungsmode wie die im Bild grün markierte ist, als in einem System, bei dem die dominante Schwingungsmode wie die im Bild rot markierte ist. Es handelt sich um dasselbe System; der einzige Unterschied ist ein Parameter, welches definiert, wie schnell die PLL-Dynamik ist.

4.3.3.1 Zeitbereichsansatz

Abbildung 4.3-5 zeigt die Simulationsergebnisse in dem IEEE Nordic-Testsystem zur Bewertung der Spannungsstabilität. In diesem Fall wurde ein Synchrongenerator im zentralen Bereich (g06) durch IBGs ersetzt. Die Abbildung zeigt die Ergebnisse der Simulation mit unterschiedlichen Mengen an netzbildenden Einheiten. Die PLL-Bandbreite der stromeinprägenden Stromrichter wird durch die PLL- Proportional- und Integralverstärkungen (K_p und K_i) angegeben.

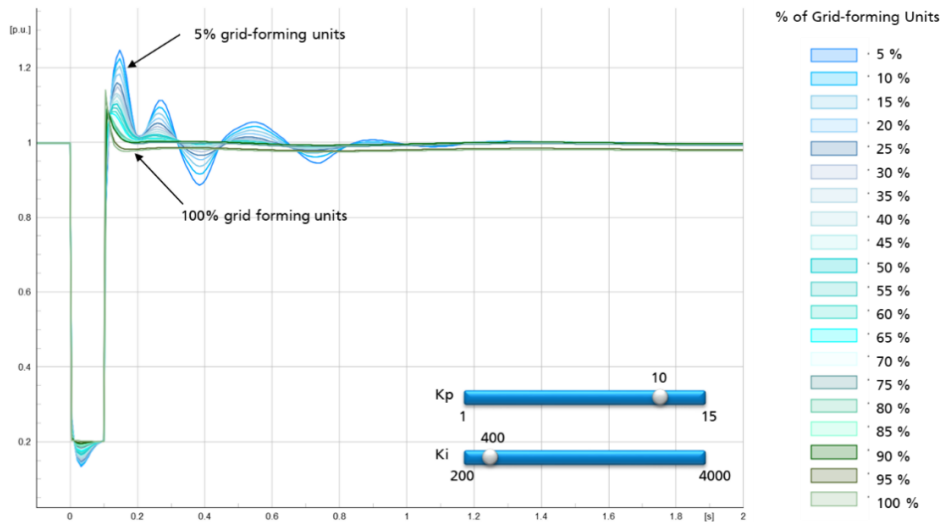


Abb. 4.3-5: Zeitbereichsergebnisse – $K_{ipII}=400$

Der Fall in Abbildung 4.3-5 entspricht einer sehr langsamen PLL, bei der die Integralverstärkung 400 beträgt (unterster Wert des typischen Bereichs). In diesem Fall ist zu sehen, dass die Schwingungen gut gedämpft sind und sich das System nach 1 s in ein kurzzeitiges Gleichgewicht einpendelt. Daraus lässt sich schließen, dass bei langsamer PLL nur wenige spannungseinprägenden Einheiten notwendig sind, z. B. 5%. Abbildung 4.3-6 zeigt den gleichen Fall, aber dieses Mal wird die integrale Verstärkung der PLL auf 800 (innerhalb des typischen Bereichs) erhöht.

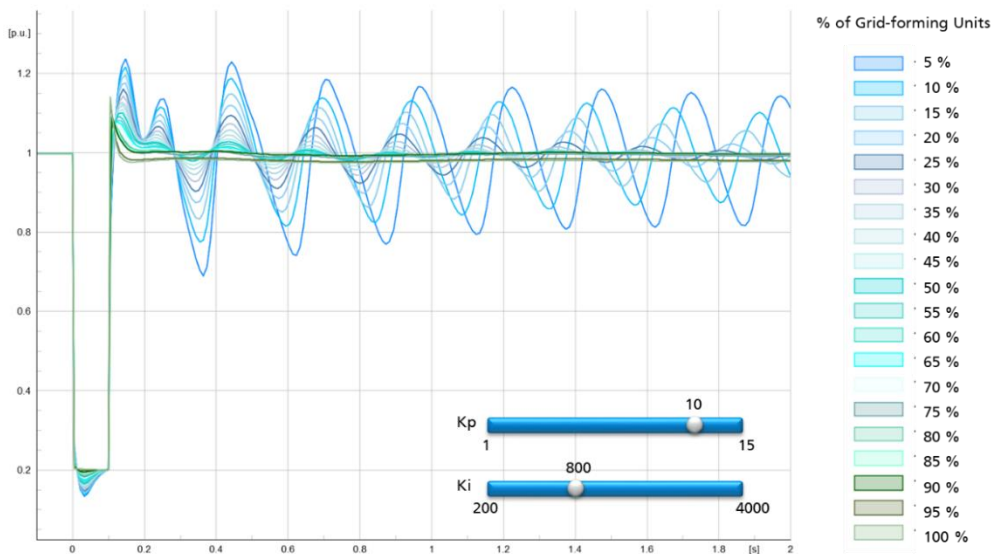
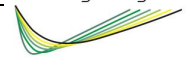


Abb. 4.3-6: Zeitbereichsergebnisse – $K_{ipII}=800$



In diesem Fall reichen 5 % spannungseinprägenden Einheiten nicht aus, wie zuvor festgestellt wurde. Zu beachten ist, dass sich nur ein Parameter geändert hat. Es stellt sich heraus, dass der Parameter die Ursache für die auf Stromrichtern basierenden Schwingungen ist. In diesem Fall sind etwa 25 % der spannungseinprägenden Einheiten notwendig, um das System zu stabilisieren und die Schwingungen in weniger als zwei Sekunden abzuschwächen. Um die Schwingungen noch schneller abzuschwächen, z. B. in 1 s, wären etwa 40 % der spannungseinprägenden Einheiten erforderlich.

4.3.3.2 Frequenzbereichsansatz

Der im vorigen Abschnitt vorgestellte Zeitbereichsansatz erlaubt in gewissem Maße eine Abschätzung der benötigten Anzahl an spannungseinprägenden Einheiten. In manchen Fällen kann jedoch eine Frequenzbereichsanalyse, z. B. die Fourier-Transformation, wertvolle Informationen liefern, die bei Ergebnissen im Zeitbereich leicht übersehen werden können. Abbildung 4.3-7 zeigt ein Beispiel einer Frequenzbereichsanalyse, in der die Größe der Fourier-Koeffizienten angegeben sind. In diesem Fall wird die langsame PLL ($K_{ipll} = 400$) betrachtet.

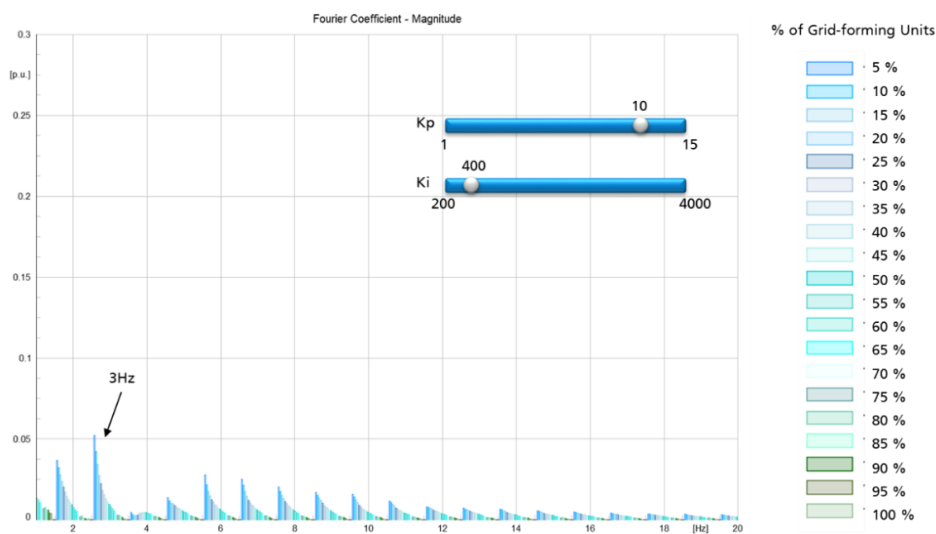


Abb. 4.3-7: Frequenzbereichsergebnisse – $K_{ipll}=400$

Daraus lässt sich schließen, dass es bereits einige 3-Hz-Schwingungen gibt, obwohl die Größenordnung nicht sehr hoch ist. Die Fourier-Analyse ist auf die Amplitude der Schwingungen nicht beschränkt. Wertvolle Informationen über Frequenz, Dämpfung und Phase können ebenfalls gewonnen werden. Derselbe Fall ist in Abbildung 4.3-8 dargestellt, aber dieses Mal wird die schnellere PLL ($K_{ipll} = 800$) betrachtet.

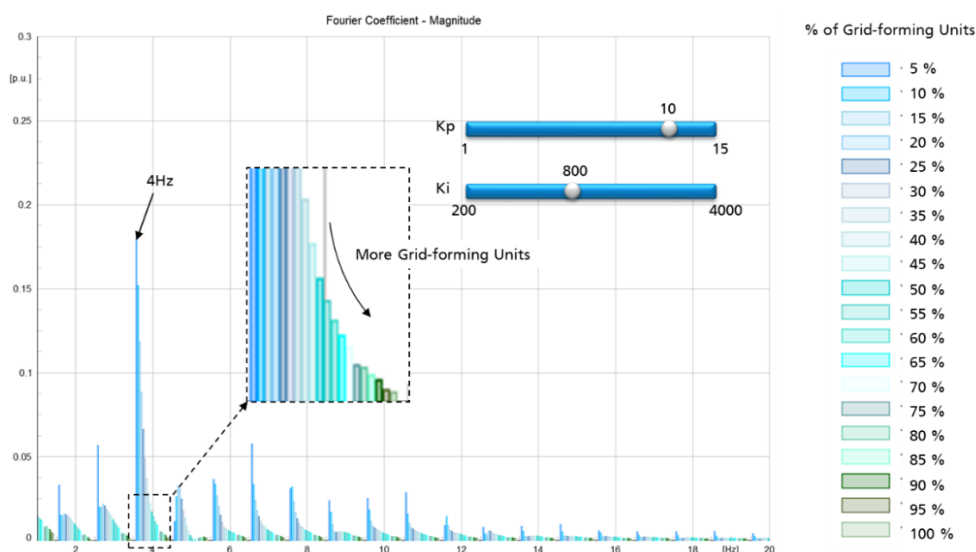


Abb. 4.3-8: Frequenzbereichsergebnisse – $K_{ipll}=800$



Es ist zu beobachten, dass 4 Hz-Schwingungen in diesem Fall sehr dominant sind, wenn die Anzahl der netzbildenden Einheiten gering ist, z. B. 5%. Andererseits gilt: je mehr netzbildende Stromrichter berücksichtigt werden, desto stärker werden die Schwingungen gedämpft. Dies, kombiniert mit dem Zeitbereichsansatz, ermöglicht es, die Anzahl der spannungseinprägenden Einheiten zu bestimmen, die zur Stabilisierung des Systems erforderlich sind, vor allem aber unter Berücksichtigung der PLL-Bandbreite der bereits vorhandenen stromeinprägenden Stromrichter.

4.3.4 Zusammenfassung

Die PLL-Dynamik von stromeinprägenden Einheiten kann selbst bei Anwesenheit von netzbildenden Einheiten in Stromrichter-dominierten Netzen zu Kurzzeit-Instabilitäten (stromrichter-getriebene Interaktionen) führen. Dies kann passieren, wenn die Bandbreite der PLL nicht richtig berücksichtigt wird. Diese Instabilität wurde vom IEEE Power System Dynamic Performance Committee als Slow-Interaction Converter-Driven Instability [1] klassifiziert. Modelle von klassischen stromeinprägenden Erzeugungsanlagen sind nicht in der Lage, dieses Phänomen darzustellen. Hier wurde ein erweitertes IBG-Modell implementiert, um dieses Phänomen zu untersuchen. Das Modell ist inspiriert von der WECC REGC Version C. Es wurde eine Methodik zur Abschätzung der erforderlichen Menge an netzbildenden Einheiten zur Stabilisierung des Systems vorgeschlagen. Die Methodik berücksichtigt mehrere Variablen, darunter die wichtigste, nämlich die PLL-Bandbreite bestehender stromeinprägender Anlagen. Ergebnisse dieser Arbeiten wurden in [4] veröffentlicht.

4.3.5 Literatur

- [1] IEEE Power System Dynamic Performance Committee TR-77, „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies “2020.
- [2] L. D. P. Ospina, A. F. Correa and G. Lammert, "Implementation and validation of the Nordic test system in DlgSILENT PowerFactory," 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980933.
- [3] L. D. P. Ospina and T. Van Cutsem, "Emergency Support of Transmission Voltages by Active Distribution Networks: A Non-Intrusive Scheme," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 5, pp. 3887-3896, Sept. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3027949.
- [4] Luis Pabon, Daniel Pabon, Valeria Usuga, "Plausibility and implications of converter-driven oscillations induced by unstable long-term dynamics". IEEE Transactions on Sustainable Energy 2023.
- [5] International Energy Agency (iea) and RTE, „Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050“, 2021.



4.4 Untersuchungen zu Schutzkonzepten

Wolfram Heckmann, Maria Montoya Perez

4.4.1 Einleitung

Der Einfluss von netzbildenden Stromrichtern auf Schutzkonzepte im Verteilnetz wurde untersucht und die Modelle der Schutzgeräte gegenüber Schutzrelais validiert. Die durchgeführten Arbeiten gliedern sich in die Punkte: Struktur und Ausgestaltung der Schutzkonzepte, ihr Verhalten im Fehlerfall sowie Protection Hardware-in-the-loop-Tests.

4.4.2 Schutzkonzepte

Das Übertragungsnetz-Verteilungsnetz-Testmodell (ÜN-VN-Testmodell) soll unter anderem die Niederspannungsebene umfassen. Dafür wurden als Referenznetze typische Niederspannungsnetze aus [1] betrachtet, sowie das Cigré-Mittelspannungsnetz [2] eingesetzt.

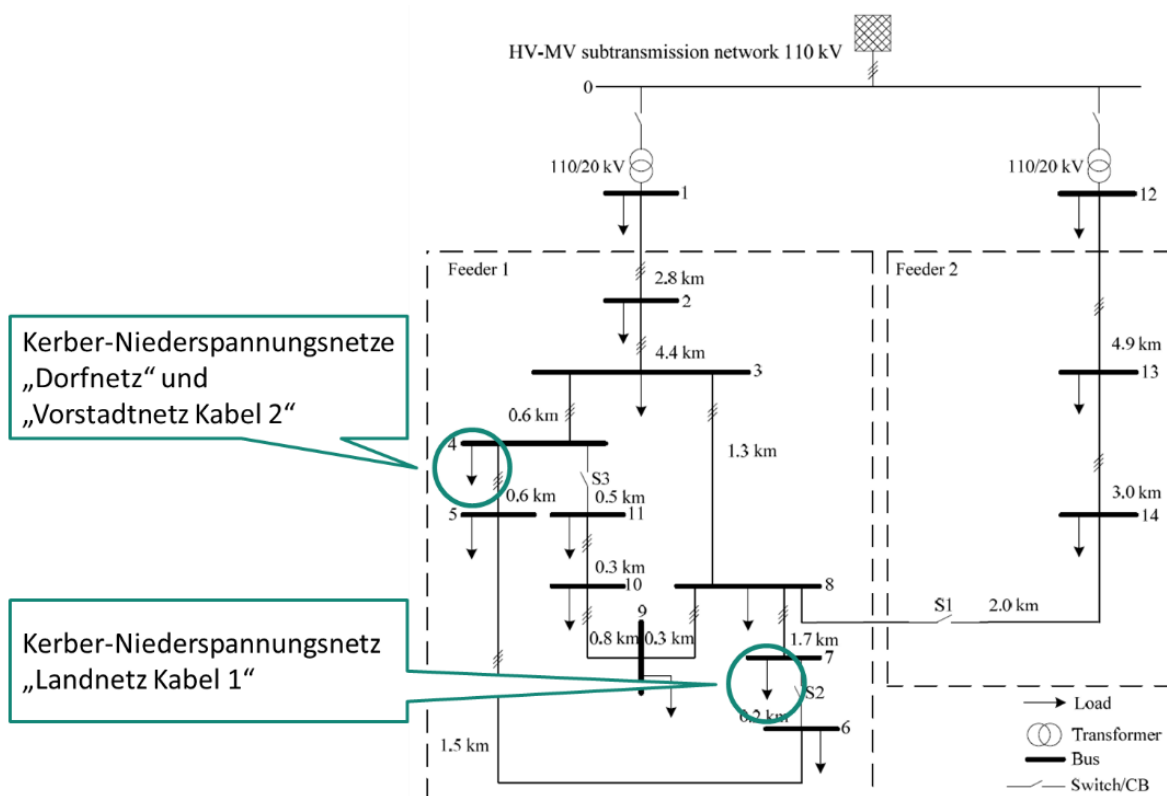


Abb. 4.4-1: Topologie des Cigré-Mittelspannungsnetzes [2] und die ergänzten Niederspannungsnetze aus [1]

Die Schutzmodellierung dient dem Zweck der Nachbildung des Schutzverhaltens innerhalb des Testsystems, welches mehrere Spannungsebenen vom Übertragungsnetz in das Verteilungsnetz umfasst. Dadurch sollte allen Projektpartnern ein möglichst realitätsnahes Verhalten des modellierten Energiesystems für die weiterführende Arbeit und für vertiefende Untersuchungen bereitgestellt werden. Die Ausgestaltung des Schutzsystementwurfs orientiert sich an den derzeit in der Praxis vorherrschenden Schutzkonzepten. Die Schutzkonzepte wurden im intensiven Austausch mit den Netzbetreibern des Projektkonsortiums abgestimmt.

4.4.3 Entwicklung eines Protection Hardware-in-the-loop Testsystems

Mit dem Umbau der Energieversorgung in Deutschland wird ein signifikanter Kurzschlussstrombeitrag auf Verteilnetzebene aus stromrichterbasierten Quellen gespeist. Die bekannte Charakteristik des



Kurzschlussstromes, bislang aus Synchronmaschinen, ändert sich dadurch. Daraus entsteht ein Bedarf an einer effizienten und zuverlässigen Schutzprüfung. Dies wurde durch die Echtzeitsimulation des Testnetzes mit den EZA und der Einbindung von Schutzrelais als Hardware erreicht. Damit ist es möglich das Verhalten eines zu untersuchenden Geräts (z. B. eines Schutzrelais) in Echtzeit über festgelegte Eingabe- / Ausgabekanäle zwischen dem Gerät und dem Echtzeitsimulator zu untersuchen.

Um das Verhalten verschiedener Schutzfunktionen für zukünftige Stromnetze und Smart-Grid-Systeme zu untersuchen, wurden aufgrund der Merkmale und Fähigkeiten zwei Distanzschutzgeräte ausgewählt. Die Distanzschutzgeräte enthalten eine Bandbreite an Schutzfunktionen und ermöglichen bei geeigneter Parametrierung nahezu alle Schutz- und Steuerfunktionen für Leitungen der Stromnetze.

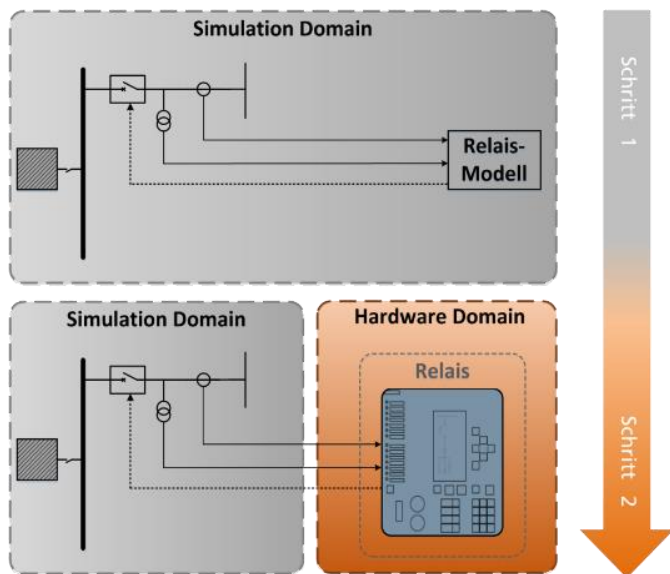


Abb. 4.4-2: Effiziente und zuverlässige Netzschutzprüfung durch Protection Hardware-in-the-Loop

4.4.4 Funktionsnachweis mit Hardware-Schutzgeräten

Als Funktionsnachweis des entwickelten HiL-Testsystems sowie zur ersten Verifizierung der ausgewählten Schutzgeräte wurden Fehlerszenarien in der Simulationsumgebung entworfen, simuliert und die Reaktion der Hardware-Schutzgeräte bewertet. Zum einen wurden die für die Fallstudien des Projektes wesentlichen Schutzfunktionen der Relais getestet und zum anderen auch Untersuchungen im Rahmen der Forschungsarbeit für das Projekt durchgeführt. Die Tests und Untersuchungen erfolgten dabei anhand eines Echtzeit-Netzmodells, dessen Basis ein exemplarischer Netzabschnitt mit entsprechenden Schutzanwendungen bildete.

4.4.4.1 Modellumgebung

Das Echtzeit-Netzmodell basierte auf einem Mittelspannungs (MS)-Abgang, mit entsprechenden Schutzanwendungen. Das System hat eine Nennspannung von 20 kV und Nennfrequenz von 50 Hz. Es umfasst einen exemplarischen radialen MS-Abgang ausgeführt als Freileitungsnetz. In diesem Abgang befinden sich mehrere Lasten bzw. unterlagerte Niederspannungsnetze und eine Erzeugungsanlage (EZA) basierend auf einer spannungseinprägenden Stromrichterregelung VCI am Ende des Abgangs. Die Leitungen des Abgangs werden durch einen Überstromzeitschutz ($I>$, UMZ) geschützt. Bei einem Kurzschlussfehler im Abgang isoliert die Schutzeinrichtung die Fehlerstelle, indem es den Abgang von der Einspeisung aus dem Umspannwerk trennt. Im Relais des UMZ-Schutzes sind ebenfalls die Schutzfunktionen automatische Wiedereinschaltung (AWE) und unterfrequenzabhängiger Lastabwurf (UFLA) basierend auf der Frequenzschutzfunktion integriert. Der Anschluss der stromrichter-basierten EZA an das Netz erfolgt durch einen Entkupplungsschutz, welcher gemäß der aktuellen technischen Richtlinie VDE-AR-N 4110 eingestellt ist.

Für die vorliegende Analyse wurde das Stromrichtermodell aus [3] genutzt (Modellbezeichnung: „VSM“). Die Parametrierung des Stromrichtermodells wurde im engen Austausch mit den Entwicklern abgestimmt.

4.4.4.2 Testergebnisse

Reaktion des Frequenzschutzes

Zur Verifizierung der Funktionsweise des HiL-Testsystems wurden die maximalen Auslösezeiten aus dem Handbuch der Schutzgeräte mit erzielten Testergebnissen verglichen. Um den Vergleich aufzustellen wurde ein Szenario in der Echtzeitsimulation erzeugt. Bei diesem Szenario wurden Frequenzsprünge am externen Netz des Netzmodells simuliert und das Verhalten des Systems und die Reaktion der Relais untersucht sowie verifiziert.

Reaktion des Frequenzänderungsschutzes

Der Frequenzänderungsschutz hat die Aufgabe Schutzobjekte vor unzulässigen Frequenzgradienten zu schützen und vom Netz zu trennen. Zur Überwachung der Frequenzänderung sind 4 Stufen fallend und 2 Stufen steigend vorgesehen.

Zur Verifizierung der Funktionsweise des HiL-Testsystems wurden die maximalen Auslösezeiten aus dem Handbuch mit den erzielten Testergebnissen verglichen. Um den Vergleich aufzustellen wurde ein Szenario im Echtzeitsimulation erzeugt.

Untersuchung zur Automatischen Wiedereinschaltung beim Einsatz von spannungseinprägenden Stromrichtern

Der größte Teil der in Freileitungsnetzen auftretenden Fehler ist lichtbogenartig und kann durch eine Kurzunterbrechung (KU) der speisenden Schaltstellen beseitigt werden. Lichtbogenfehler verschwinden meistens nach einer stromlosen Pause. Ist die Unterbrechung nicht erfolgreich, kann nach kurzer Zeit ein weiterer Versuch gestartet werden. In der Praxis wird vorwiegend eine zweifache AWE verwendet. Die Höhe des Spannungseinbruches ist abhängig von der Entfernung des Fehlerortes zum Netzanschlusspunkt. Die erste AWE-Pausenzeit (KU) beträgt typischerweise 0,3 s bis 2 s. Nach einer erfolglosen AWE wird nach ca. 15 s bis 20 s (zweite AWE-Pausenzeit) eine weitere AWE durchgeführt.

Der Anschluss der EZA an das Netz erfolgt durch einen Entkupplungsschutz. Die Einstellwerte des Entkupplungsschutzes im Untersuchungsnetz wurden gemäß der technischen Anschlussrichtlinie für MS (VDE-AR-N 4110) vorgenommen.

Funktion	Geforderter Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1,00 - 1,30 U_{NS}$	$1,25 U_{NS}$ 100 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,10 - 1,00 U_{NS}$	$0,80 U_{NS}^a$ 1,0 s ^a
Spannungsrückgangsschutz $U <<$	$0,10 - 1,00 U_{NS}$	$0,45 U_{NS}^a$ 300 ms ^a
Frequenzsteigerungsschutz $f >>$	50,0 – 55,0 Hz	52,5 Hz ^c ≤ 100 ms
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz ^c ≤ 5 s
Frequenzrückgangsschutz $f <^b$	45,0 – 50,0 Hz	47,5 Hz ^d ≤ 100 ms

^a Bei Berücksichtigung der AWE

100 ms
0,3 s
0 s
≤ 100 ms
≤ 5 s
≤ 100 ms

v2

Abb. 4.4-3: Empfohlene Einstellwerte an der EZA im MS-Netz

Das Verhalten des VCI während der AWE bzw. KU wurde im vorgestellten Testnetz mit beiden Hardware-Schutzgeräten analysiert. Dafür wurde ein Fehlerszenario entworfen und simuliert wie in Abbildung 4.4-4 dargestellt.

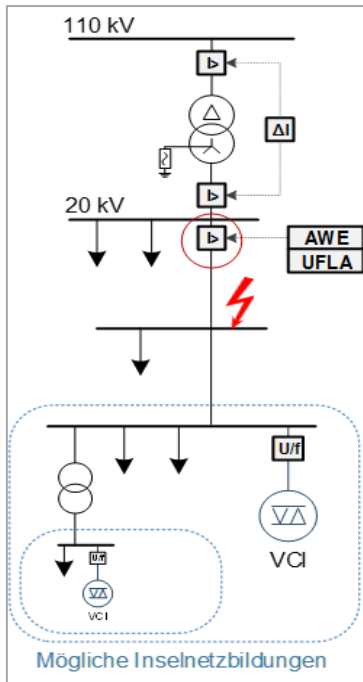


Abb. 4.4-4: Fehlerszenario im Testnetz

Die Testergebnisse sind in Abbildung 4.4-5 gezeigt. Im Falle eines Fehlers im Netz verbleiben die im fehlerhaften und freigeschalteten Netzbereich befindlichen EZA entsprechend den FRT-Anforderungen am Netz und stützen es durch Stromeinspeisung (Abbildung 4.4-5 links). Dadurch besteht die Möglichkeit, dass die EZA den Lichtbogen weiter speisen und der eingespeiste Fehlerstrom über der definierten Löschgrenze (in 20-kV-Netzen: 60A) liegt. Somit erlischt der Lichtbogen nicht von selbst bzw. das Erlöschen wird verzögert. Die Fehlerklärung wird dadurch behindert. Wird der Spannungsrückgangsschutz zur Berücksichtigung der AWE auf 0 s eingestellt, so trennen sich die EZA unverzüglich vom Netz (Abbildung 4.4-5 rechts).

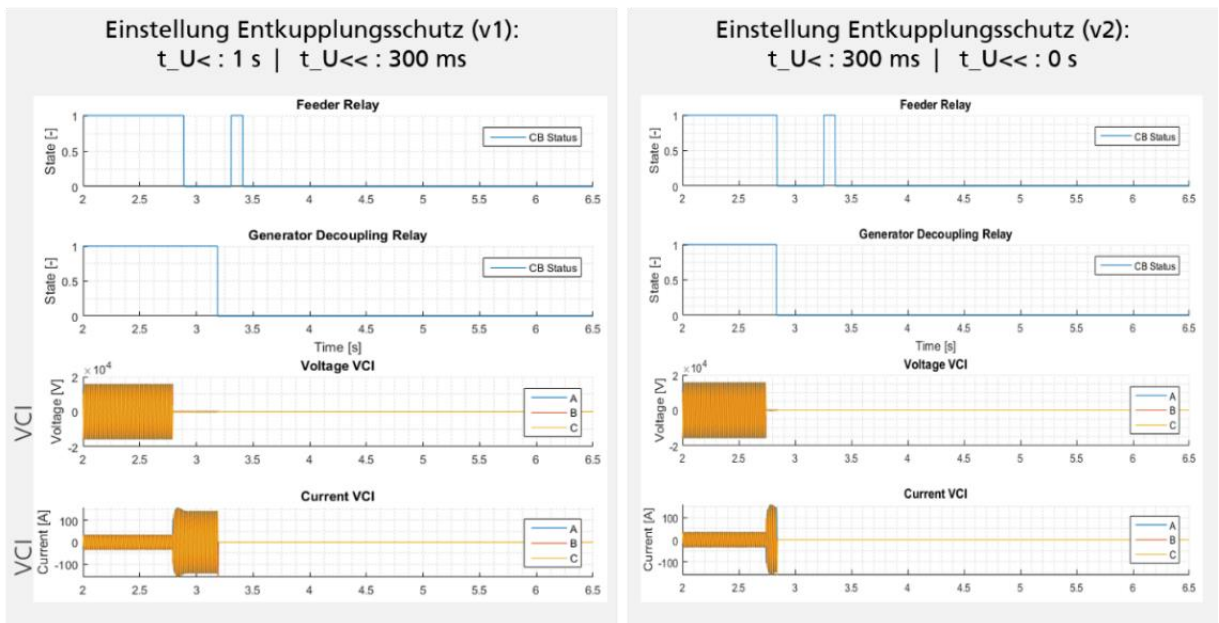


Abb. 4.4-5: Verhalten der Schutzrelais und des Stromrichters bei AWE sowie unterschiedlichen Einstellungen des Entkopplungsschutzes

Der Fehler wird zwar nicht mehr durch die im Abgang befindlichen EZA gespeist, jedoch verliert man gleichzeitig die netzstützenden Quellen im Verteilungsnetz. Tritt ein weniger harter Fehler mit einer höheren Restspannung im Netz auf, so ist davon auszugehen, dass der VCI oberhalb 0,45 Un für mindestens 1s am Netz verbleibt und den Fehler im Netz weiterspeist.



Die von den Strom- und Spannungswandlern gelieferten Messgrößen bewirken einen Anlauf und einen Aus-Befehl des Schutzes mit der anschließenden Unterbrechung der Ströme durch den Leistungsschalter. Die von der Simulation gelieferten Ergebnisse stimmen mit den Erwartungen und auch den Resultaten der Offline-Simulationen überein.

Untersuchung zum unterfrequenzabhängigen Lastabwurf beim Einsatz von spannungseinprägenden Stromrichtern

Zu den automatischen Maßnahmen zum Schutz gegen Unterfrequenz gehört unter anderem der UFLA. Mittels dieser Maßnahme wird zur Frequenzhaltung und damit zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs eine automatische Lastanpassung vorgenommen. Die Lastanpassung wird durch einen stufenweisen Lastabwurf im Netz erreicht. Der Lastabwurf kann anhand der Auslösung von MS-Abgangsfeldern erfolgen. Sind in den MS-Abgangsfeldern spannungseinprägende Stromrichter installiert, dann begünstigen diese im Falle eines Lastabwurfs eine Inselnetzbildung. Spannungseinprägende Stromrichter können nämlich hierbei als Netzbildner agieren und die im Abgangsfeld befindlichen Lasten weiterhin versorgen. Inselnetzerkennungsmethoden werden in MS-Netzen aktuell nicht eingesetzt. Bisher gilt der Entkuppelungsschutz der EZA als eine verlässliche Methode, mit der im Falle eines Inselnetzes der unzulässige Bereich der Spannung und/oder Frequenz detektiert und die EZA vom Netz getrennt wird.

Die Ergebnisse der HiL-basierten Untersuchung anhand des vorgestellten Testnetzes haben gezeigt, dass Inselnetzbildungen als Folge von Schalthandlungen unter Einsatz von spannungseinprägenden Stromrichtern begünstigt werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass darauffolgende asynchrone Wiedereinschaltung auf eine Netzinsel zu Betriebsmittelschäden führt. In der MS ist der Entkuppelungsschutz von EZA nicht mehr zur Inselnetzerkennung geeignet und ausreichend. Die im Entkuppelungsrelais definierten Betriebsgrenzen (Spannung- und Frequenzgrenzen) werden durch die betriebsstabilisierende Wirkung der spannungseinprägenden Stromrichter nicht verletzt. Der Entkuppelungsschutz muss mit zusätzlichen Funktionen erweitert werden, um Inselnetze verlässlich erkennen und abschalten zu können. Hierbei kann z.B. die Mitnahmeschaltung ein möglicher Lösungsansatz sein.

Alternativ zur Mitnahmeschaltung wurde in einer anknüpfenden Untersuchung die Eignung eines weiteren möglichen Lösungsansatzes analysiert. Dabei wurde der Einsatz der ROCOF-Methode in Kombination mit passiven Methoden getestet. Die HiL-Testergebnisse sind in Abb. 4.4-6 und Abb. 4.4-7 dargestellt.

In Abbildung 4.4-6 ist zu sehen, dass das Abgangsrelais (feeder relay) beim UFLA gemäß der vorgenommenen Unterfrequenz-Einstellung auf 49 Hz auslöst, jedoch keine Auslösung des Entkuppelungsschutzes (generator decoupling relay) stattfindet. Anhand des Verbleibens des Entkuppelungsschutzes im geschlossenen Zustand sowie anhand des Verlaufes der Lastflüsse lässt sich feststellen, dass sich ein Inselnetz gebildet hat und der VCI die im Netz befindlichen Lasten weiter versorgt. Dagegen erkennt man in Abbildung 4.4-7, dass nach der Auslösung des Abgangsrelais beim UFLA, die aktivierte ROCOF-Funktion (eingestellt auf 2 Hz/s) im Entkuppelungsschutz greift und zur Auslösung des Entkuppelungsschutzes führt. Die ROCOF-Funktion im Entkuppelungsschutz detektiert den Frequenzanstieg vom Unterfrequenzfall im System zur versuchten Wiederherstellung der Frequenz durch den VCI im Inselnetz. Die Auslösung des Entkuppelungsschutzes führt zur Trennung des VCI vom Netz und damit zur Vermeidung einer Inselnetzbildung.

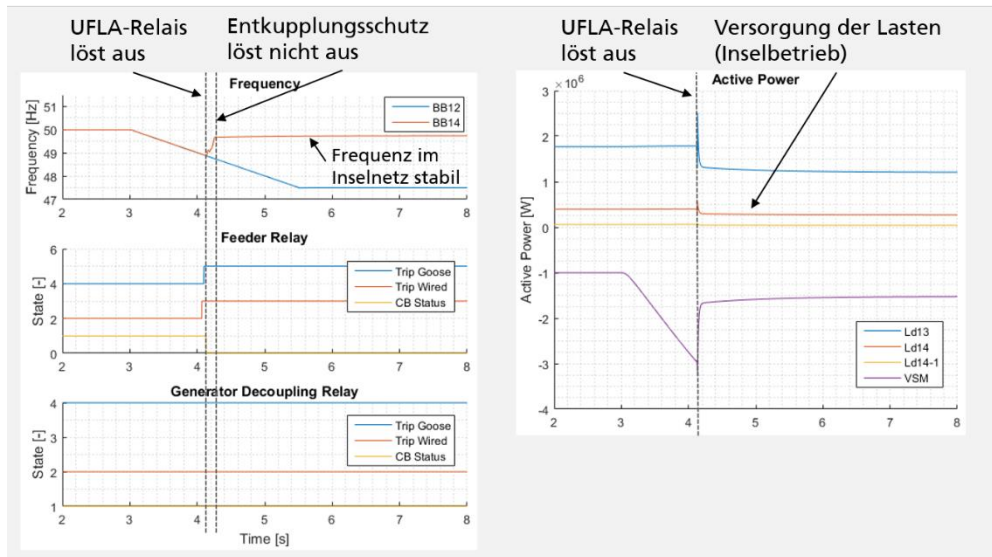


Abb. 4.4-6: Verhalten der Schutzrelais bei UFLA

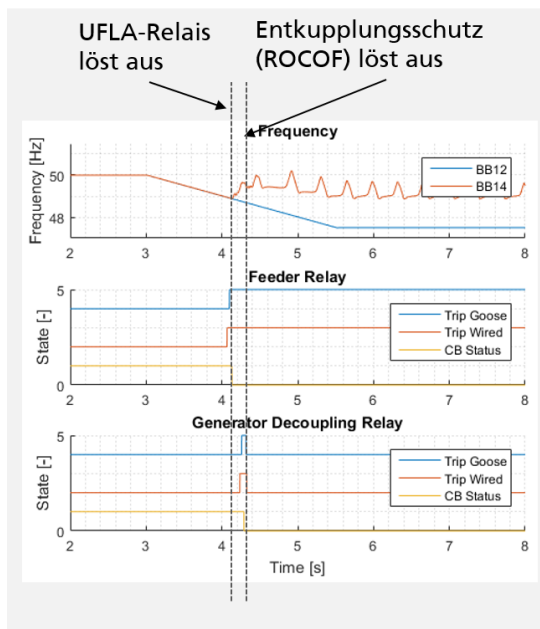


Abb. 4.4-7: Verhalten der Schutzrelais bei UFLA mit ROCOF

Allerdings entsteht dann die Problematik, dass ein ROCOF-Ereignis in einem Teilnetz aufgrund von übergeordneten Störereignissen (z. B. System Split) oder durch die Abtrennung des Teilnetzes (z. B. Leitungsschutz oder UFLA) verursacht werden kann. Im ersten Fall soll die EZA am Netz verbleiben, insbesondere bei Bereitstellung von elektrischer Trägheit. Im zweiten Fall soll sich die EZA vom Netz trennen, um eine ungewollte Inselnetzbildung zu vermeiden. Allein durch eine lokale ROCOF-Messung lassen sich die Fälle nicht sicher unterscheiden.

Die von den Strom- und Spannungswandlern gelieferten Messgrößen bewirken einen Anlauf und einen Aus-Befehl des Schutzes mit der anschließenden Unterbrechung der Ströme durch den Leistungsschalter. Die von der HiL-Simulation gelieferten Ergebnisse stimmen mit den Erwartungen und auch den Resultaten der Offline-Simulationen überein.

4.4.5 Zusammenfassung

Netzbildende Stromrichter im Verteilnetz begünstigen die Inselnetzbildung in Teilnetzen, die aufgrund von Störereignissen vom Verbundnetz abgetrennt werden. Entsprechende Szenarien zur Automatischen



Wiedereinschaltung und zum Unterfrequenzlastabwurf wurden in einer Protection Hardware-in-the-Loop-Testumgebung untersucht.

Die untersuchten Fälle zeigen, dass die heute im MS-Netz üblichen Methoden der lokalen Frequenz- und Spannungsmessung zur Inselnetzerkennung nicht mehr immer zuverlässig funktionieren oder im Widerspruch zum Systemschutz stehen können. Mögliche Lösungsansätze wie Mitnahmeschaltungen oder die Entwicklung und Anwendung erweiterter Inselnetzerkennungsverfahren müssen weiter untersucht werden.

4.4.6 Literatur

- [1] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, Dissertation, TU München, 2010
- [2] Cigré, „Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources“, Technical Brochure 575, Cigré Task Force C6.04, 2014
- [3] D. Duckwitz, F. Welck, and C. Glöckler, “Operational Behavior of the Virtual Synchronous Machine in 12. GMA/ETG-Fachtagung Netzregelung und Systemführung, Berlin, 2017



4.5 Untersuchungen zur Inselnetzbildung

Björn Oliver Winter

4.5.1 Einleitung

Die Teilnetzbildung bezieht sich auf die Abtrennung und den vom Verbundnetz losgelösten Betriebszustand eines Netzabschnitts nach einem Fehler oder einer Anforderung. Die Behandlung der Teilnetzbildung in Fehlerfolge variiert je nach Spannungsebene. Im Übertragungsnetz ist die Aufrechterhaltung, Stabilisierung, Resynchronisation und Wiedereinschaltung der gebildeten Teilnetze aufgrund der Folgen eines Ausfalls von größter Bedeutung. Im Verteilnetz hingegen wird aufgrund geringerer Mess- und Eingriffsmöglichkeiten, potenziellem Risiko für Wartungspersonal und Betriebsmitteln, Gefahr der asynchronen Wiedereinschaltung und geringerer Auswirkungen eines Ausfalls die Abschaltung eines gebildeten Teilnetzes gefordert.

Ein fehlerbedingtes Teilnetz auf der Niederspannungsebene wird gemäß dem aktuellen Begriffsverständnis als Inselnetz bezeichnet [1]. Hier wird ein Beitrag aller umrichterbasierten Anlagen zur Abschaltung gefordert, indem diese eine Inselnetzbildung erkennen, gegebenenfalls gewollt destabilisieren und sich vom Netz trennen, um eine Abschaltung zu provozieren. Dadurch kann nach Fehlerbehebung der Netzabschnitt schwarz wieder zugeschaltet werden und Anforderungen an den Netzschutz im Teilnetzbetrieb und Resynchronisation entfallen.

Im Regelfall bedeutet die Auftrennung für den jeweiligen Netzabschnitt ein dort auftretendes starkes Wirk- und/oder Blindleistungsungleichgewicht, da der bisherige Netzbezug/-einspeisung schlagartig entfällt. Die infolgedessen auftretenden Verletzungen zulässiger Frequenz- oder Amplitudengrenzen führen zur Abschaltung der verbleibenden Anlagen über den jeweiligen Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz), woraufhin der Netzabschnitt schwarzfällt. Bei zufällig grob ausgeglichener Leistungsbilanz im Netzabschnitt aufgrund hoher Durchdringung dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen (EE) mit netzfolgendem Umrichter kann unter bestimmten Umständen der jeweilige Abschnitt einen semistabilen Zustand annehmen und ungewollt weiter aktiv sein. Dieser Zustand wird im Verständnis dieser Forschungsfrage als Inselnetz bezeichnet.

Zur Erfüllung dieser Anforderungen werden von allen Anlagen passive und aktive Verfahren zur Inselnetzerkennung gefordert. Im Falle der unteren Spannungsebenen sind diese in den jeweiligen Umrichtern integriert. Erstere versuchen, die Trennung vom Verbundnetz anhand dabei auftretender charakteristischer Merkmale rein passiv gemessener Netzgrößen, bspw. Phasensprünge, hohe Frequenzgradienten, Oberschwingungen zu erkennen und eine Trennung der Anlage vom Inselnetz zu bewirken. Letztere greifen aktiv durch Beeinflussung der vom Umrichter gestellten Ausgangsgrößen in das Netz ein, um im Falle des Versagens passiver Erkennungsverfahren gebildete Inselnetze gezielt zu destabilisieren. Hierdurch sollen die Netzgrößen Frequenz und/oder Spannungsamplitude gezielt außerhalb der Grenzen getrieben, um einen Schwarzfall innerhalb weniger Sekunden durch Trennung aller Einspeiser zu provozieren.

Die Zuverlässigkeit dieser Verfahren hängt von den individuellen Konstellationen im jeweiligen Inselnetz ab und muss daher über Variation verschiedener Ausgangsbedingungen hinweg geprüft werden. Diejenigen Ausgangsbedingungen, in denen eine Erkennung fehlschlägt, wird Non-Detection-Zone (NDZ) genannt und ist ein Maß für die Effektivität des jeweiligen Verfahrens.

Das Projekt widmet sich der Forschungsfrage, wie sich die zukünftige Präsenz netzbildender Technologie im Verteilnetz auf die Wahrscheinlichkeit der Bildung sowie die Effektivität bestehender Erkennungsverfahren, gemessen an ihrer NDZ, im Netz auswirkt. Zudem werden Ansätze aufgezeigt, wie eine gemeinsame Inselnetzerkennung zwischen Bestandsanlagen und netzbildenden Umrichtern ermöglicht werden kann.

Um eine möglichst realitätsnahe Abschätzung der Auswirkung netzbildender Regelung auf die Effektivität der Erkennung von Bestandsumrichtern zu erhalten, wurden Simulationsreihen durchgeführt, die den Erfolg der Erkennung unter variierenden Eingangsbedingungen bewerten. In der hierfür verwendeten Testbench wurde versucht, alle relevanten Einflussgrößen auf die Inselnetzerkennung abzubilden. Daher besteht das Modell aus mehreren Niederspannungssträngen mitsamt Betriebsmitteln, in denen stromeinprägende Bestandumrichter, die die Einspeisung von PV-Anlagen darstellen. Auf diesen Umrichtern wurden



die Netzstützungsfunktionen $Q(U)$ und $P(f)$, ein rudimentärer NA-Schutz und verschiedene gebräuchliche passive und aktive Erkennungsverfahren konform nach [2] implementiert. Das Modell umfasst mehrere variierbare lineare Lasten, sodass lokaler Verbrauch und Erzeugung zum Zeitpunkt der Trennung aufeinander abgestimmt werden können. Zum Vergleich der Auswirkung kann ein netzbildender Umrichter, der ebenfalls identische statische Netzstützungsverfahren, jedoch keine eigene Erkennung implementiert hat, dem Modell hinzugefügt werden. In diesem Modell werden dann im Rahmen der jeweiligen Simulationsreihe diejenigen Parameter, die auf das zu untersuchende Erkennungsverfahren bekanntermaßen einen hohen Einfluss haben, variiert und die Anzahl derjenigen Durchläufe mit erfolgreicher Erkennung ausgewertet. Der Einfluss von Netzbildnern ergibt sich aus dem Vergleich der Simulationsreihen.

4.5.2 Untersuchungsmodell

Ein möglichst realitätsgetreues Modell eines stromeinprägenden Bestandsumrichters wurde mit technisch üblichen Verfahren zur passiven (RoCof, RoCoP) sowie der aktiven Inselnetzzerkennung (Slip-Mode Frequency Shift) ausgestattet und die korrekte Funktionsweise dieser simulativ in einem Schwingkreistest verifiziert. Das Modell wurde weiterhin mit den statischen Netzstützungsverfahren $Q(U)$ und $P(f)$ und einem N/A-Schutz nach [1] ausgestattet, da sich diese bei vorab erfolgten Analysen als relevant für die Inselnetzzerkennung dargestellt haben.

Ein weiteres für diese Untersuchungen konzipiertes Modell bildet einen netzbildenden Umrichter ab, der ebenfalls über Netzstützungsverfahren verfügt, jedoch kein eigenes aktives oder passives Inselnetzzerkennungsverfahren besitzt. Der prinzipielle Aufbau dieser Modelle ist in Abbildung 4.5-1 und Abbildung 4.5-2 dargestellt. Das Modell wird verwendet, um die prinzipiellen Auswirkungen netzbildender Umrichter im Netz auf die Erkennung der Inselnetzbildung im Bestand darzustellen.

Die folgenden Abbildungen zeigen den grundlegenden Aufbau der verwendeten Umrichtermodelle.

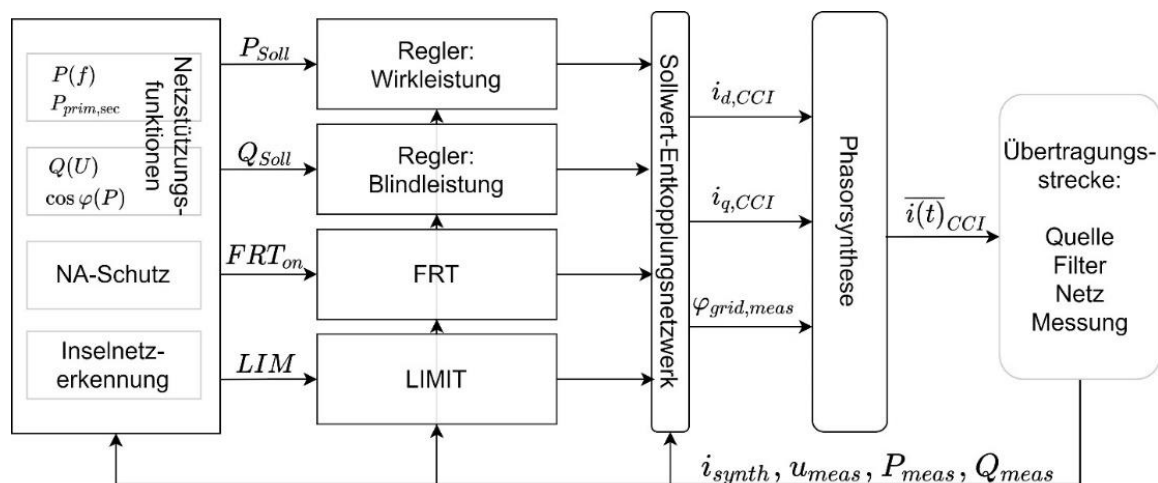


Abb. 4.5-1: Verwendetes Modell eines stromeinprägenden Umrichters

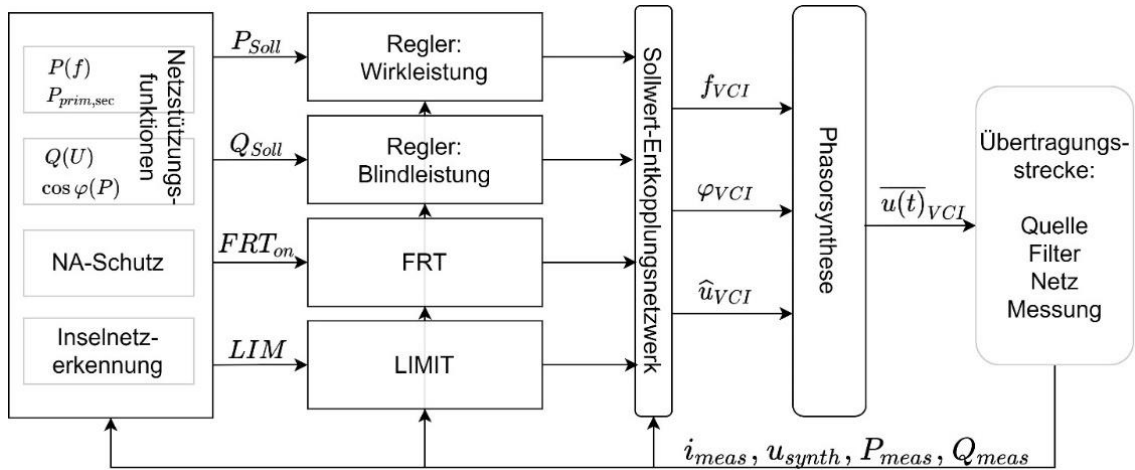


Abb. 4.5-2: Verwendetes Modell eines spannungseinprägenden Umrichters

Auf dem stromeinprägenden Umrichter wurden die folgenden Erkennungsverfahren implementiert:

Passive Inselnetzerkennungsverfahren

Der Ansatz passiver Verfahren beruht darauf, ein Inselnetz direkt bei der Entstehung zu detektieren und nicht in das Netzgeschehen einzugreifen. Die folgenden passiven Verfahren wurden in der vorliegenden Untersuchung betrachtet: Der Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) wurde als Grundlage für die Trennung vom Netz gemäß der Technischen Richtlinie (Norm VDE-AR-N 4105) implementiert.

Änderungsgeschwindigkeit der Netzfrequenz – ROCOF: Das ROCOF (Rate of Change of Frequency) Verfahren versucht, eine Inselnetzbildung anhand der Netzfrequenzänderung df innerhalb eines festgelegten Zeitfensters dt zu ermitteln. Hierbei gilt Gleichung (1):

$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2 \cdot H \cdot P_{E,ges}} \cdot f \quad (1)$$

Die Änderung der Wirkleistungserzeugung wird durch ΔP beschrieben. Diese wird hervorgerufen, indem sich ein Netzabschnitt durch einen Schaltvorgang oder einen Fehlerfall vom Verbundnetz trennt und ein Inselnetz entsteht. H ist das Massenträgheitsmoment aller Synchrongeneratoren im jeweiligen Netzabschnitt. $P_{E,ges}$ ist die gesamte Wirkleistungserzeugung im Stromnetz. In einem Inselnetzfall kann H und $P_{E,ges}$ im Vergleich zum Verbundnetzbetrieb als klein angenommen werden. Hierdurch ergeben sich bei Inselung mitunter sehr hohe RoCoFs, die im Verbundnetz aufgrund der vorhandenen Trägheit nicht auftreten können. Auf diesem Unterschied basiert das entsprechende Erkennungsverfahren.

Da ROCOF-Relais Frequenzänderungen von Beginn an detektieren können, sind diese schneller als Frequenzrelais und haben somit den Vorteil, dass ein entstandenes Inselnetz schneller erkannt werden kann. Grundsätzlich müssen Wechselrichter nach [1] in der Lage sein, schnelle Frequenzänderungen zwischen $47,5Hz$ und $51,5Hz$ ohne Trennung vom Netz zu durchfahren. Diese Anforderung gilt so lange, bis die Grenzwerte der Frequenzänderungsgeschwindigkeit des ROCOF-Verfahrens überschritten werden. Eine Über- oder Unterschreitung dieser Grenzwerte führt zur Trennung des Wechselrichters vom entsprechenden Netzabschnitt. [3], [1].



Die einzustellenden ROCOF-Grenzwerte sind dabei wie folgt definiert:

<ul style="list-style-type: none"> • $\pm 2 \text{ Hz/s}$ für ein gleitendes Zeitfenster von 0,5 s oder
<ul style="list-style-type: none"> • $\pm 1,5 \text{ Hz/s}$ für ein gleitendes Zeitfenster von 1 s oder
<ul style="list-style-type: none"> • $\pm 1,25 \text{ Hz/s}$ für ein gleitendes Zeitfenster von 2 s.

Die Dauer der Frequenzmessung darf 500ms nicht überschreiten. Zusätzlich muss die Frequenzmessung eine minimale Genauigkeit von $\pm 50\text{mHz}$ gewährleisten. [1], [4]

Weitere passive Verfahren:

Neben den oben beschriebenen Verfahren existieren andere gängige Möglichkeiten, die bspw. einen Phasensprung (PSD – Phase Jump Detection) oder eine hohe Änderung der Ausgangsleistung (RoCoP – Rate of Change of Power) zur Inselnetzerkennung nutzen. Diese werden in der vorliegenden Betrachtung nicht modelliert.

Aktive Inselnetzerkennungsverfahren

Slip-Mode-Frequency Shift: In diesem Verfahren wird eine gemessene Frequenzabweichung von der Nominalfrequenz f_0 in der Netzspannung auf den Phasenverschiebungswinkel φ des gestellten Stroms über eine spezifische Kennlinie zurückgekoppelt. Die Kennlinie folgt der Vorgabe:

$$\varphi_{SMS} = \frac{2\pi}{360} \cdot \varphi_m \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f - f_0}{f_m}\right) \quad (2)$$

Mit individuell parametrierbarer Amplitude φ_m und Streckfaktor f_m .

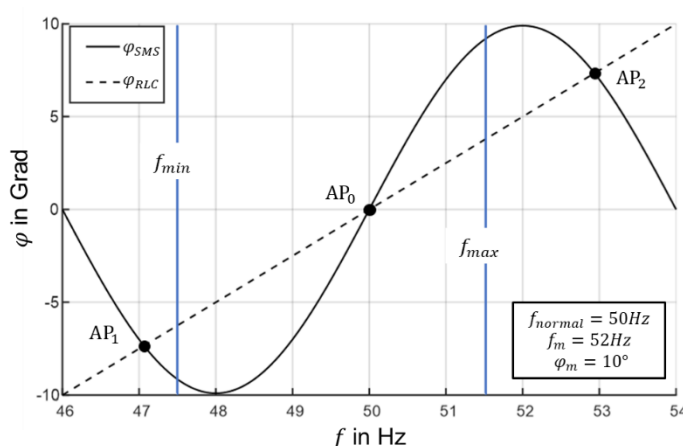


Abb. 4.5-3: Verlauf des Phasenwinkels φ_{SMS} und Darstellung des Phasengangs einer parallelen RLC-Last in Abhängigkeit der Frequenz nach [3]

Eine erfolgreiche Erkennung durch dieses Verfahren setzt voraus, dass der geinselte Netzabschnitt auf eine Veränderung des Phasenverschiebungswinkels mit einer weiteren Frequenzabweichung reagiert, sodass sich bis zum Erreichen der Frequenzgrenzen kein stabiler Arbeitspunkt einstellt. Dies ist oben in Abbildung 4.5-3 schematisch abgebildet. Der Sinus stellt die SMS-Kennlinie des Umrichters nach der obigen Vorschrift dar, während die gestrichelte Linie die Winkel-Frequenz-Beziehung des Netzes darstellt, dessen Verlauf, insbesondere Steigung je nach Netzabschnitt unterschiedlich sein kann. Liegen die stabilen



Schnittpunkte AP_1 und AP_2 außerhalb des zulässigen Frequenzbereichs kann hiermit prinzipiell eine erfolgreiche Inselnetzerkennung gewährleistet werden. Stellt das verbleibende Netz eine hohe Schwingungsneigung (hohe Güte eines äquivalenten Schwingkreises) dar, wird die Insel nur bei hohen Amplituden φ_m erkannt. Diese aggressivere Parametrierung des Inselnetzerkennungsverfahrens birgt jedoch die Gefahr einer Verschlechterung der Netzstabilität im Normalbetrieb, weshalb hier entsprechende Abwägungen getroffen werden müssen. Aus diesem Grund wird nach [3] ein φ_m zwischen $10^\circ - 15^\circ$ und ein f_m von 2-3Hz vorgeschlagen.

Das SMS-Verfahren wurde in das stromeinprägende Umrichtermodell integriert und wird im Folgenden für die Untersuchungen verwendet.

4.5.2.1 Validierung im Schwingkreistest

Die Wirksamkeit und korrekte Modellierung der Verfahren wurde durch simulative Durchführung eines Schwingkreistests nach DIN EN 62116 [5] am modellierten stromeinprägenden Wechselrichter validiert. In diesem Test wird ein Prüfling im Parallelbetrieb an einem auf ihn abgestimmten RLC-Schwingkreis definierter Leistung, Güte, Nennfrequenz und Austauschleistung in multiplen Versuchsreihen vom Verbundnetz getrennt. Die Erkennung oder Destabilisierung der entstehenden Insel durch den Prüfling und die folgende Einstellung der Einspeisung innerhalb einer vorgegebenen Zeit nach der Inselung ist Voraussetzung für das Bestehen des Schwingkreistests, welche die Voraussetzung für die Anerkennung des zu prüfenden Erkennungsverfahrens nach Stand der Technik darstellt. In Abbildung 4.5-4 ist dieser Aufbau abgebildet. An diesem Kreis werden drei Prüfreiheiten A-C durchgeführt. In Prüfung A wird die bei Inselung wegfallende Austauschleistung $\Delta P_{Netz}, \Delta Q_{Netz}$ durch Variation von R und L variiert. Der Prüfling muss die Inselung jeweils unter 2s erkennen. Prüfung B und C verändert die Blindleistungsbilanz bei gleichbleibender Wirkleistung. Der Prüfling muss u.a. zeigen, dass sich die Erkennungszeit bei höherem Blindleistungsdefizit verringert. Die weiteren Angaben zur Durchführung des Tests sind in [5] aufgeführt.

Die Ergebnisse der Testreihen, welche sich in drei Prüfreiheiten A-C gliedern, sind in der Abbildung 4.5-5 und Abbildung 4.5-6 dargestellt.

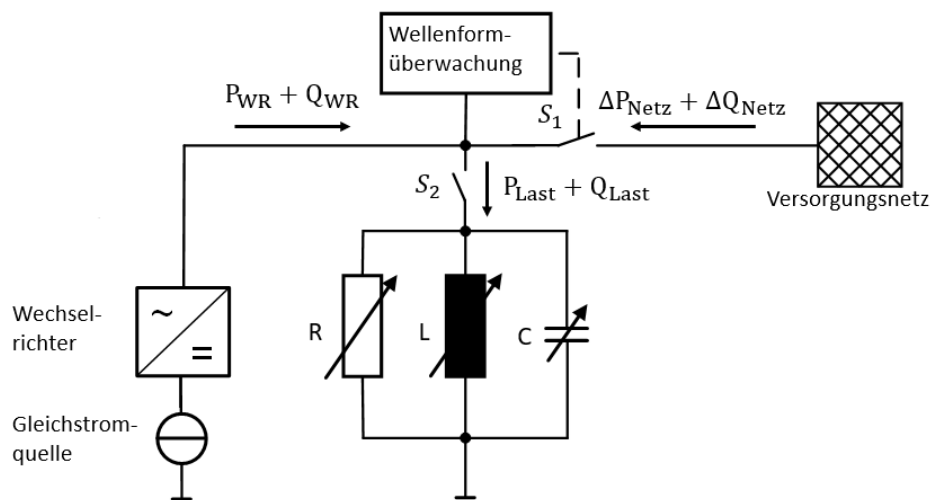


Abb. 4.5-4: Aufbau der Prüfschaltung zur Durchführung des Schwingkreistests nach [5]

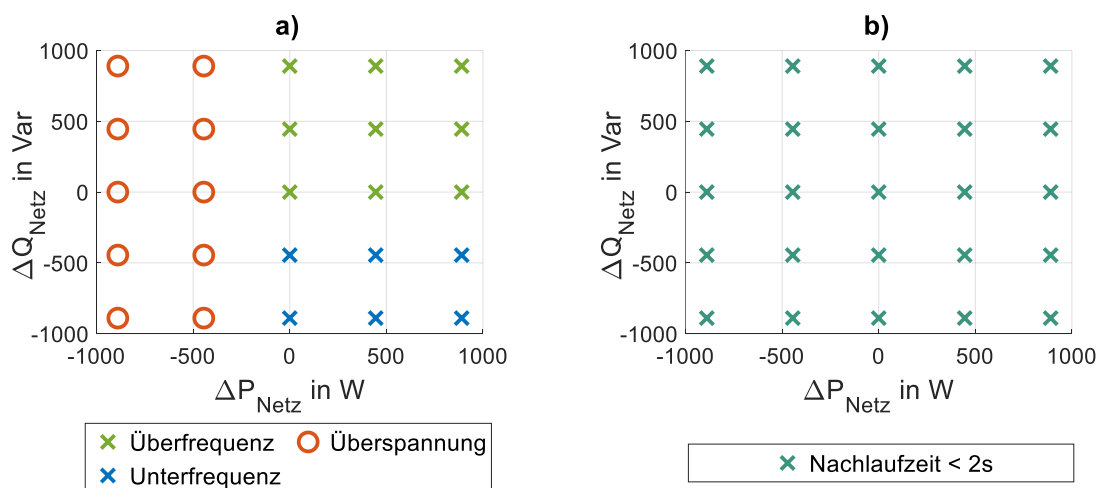


Abb. 4.5-5: Prüfungsergebnisse der Prüfbedingung A mit integriertem SMS-Verfahren.; a) NDZ des SMS-Verfahrens; b) Überprüfung und Nachweis der Nachlaufzeit

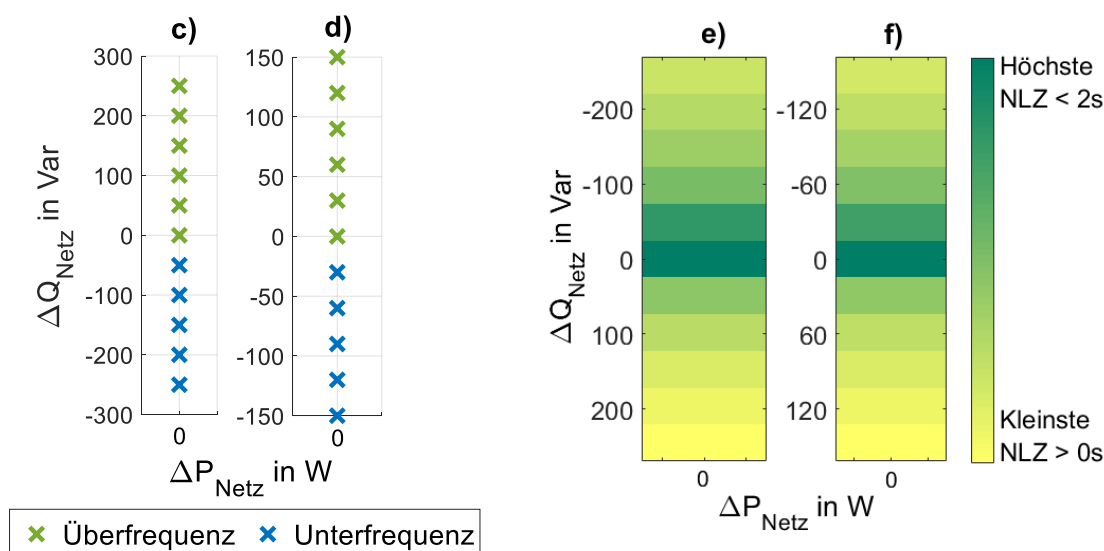


Abb. 4.5-6: Prüfungsergebnisse der Prüfbedingungen B und C mit integriertem SMS-Verfahren. c) NDZ Prüfbedingung B; d) NDZ Prüfbedingung C; e) Überprüfung der Nachlaufzeit für Prüfbedingung B; f) Überprüfung der Nachlaufzeit für Prüfbedingung C

Die Plots in Abbildung 4.5-5 sind eine typisch gewählte Darstellungsweise der Ergebnisse einer Serie von Schwingkreistests. Jeder Eintrag steht für einen Versuchsdurchlauf, in dem eine auf den Achsen dargestellte Austauschleistung mit dem Netz eingestellt wird. Die Form und Farbe des Eintrags bezieht die jeweilige Erkennung des NA-Schutzes, welche die Einstellung der Einspeisung auslöst. Aus Abbildung 4.5-5 wird ersichtlich, dass alle vorgegebenen Konstellationen zu einer erfolgreichen Erkennung innerhalb der vorgegebenen Zeit führen. In Abbildung 4.5-6 wird die geforderte Erkennungsgenauigkeit bei abnehmender Nachlaufzeit deutlich. Das Implementierte Verfahren würde somit den Schwingkreistest bestehen. Die Wiederholung des Tests unter Hinzunahme der passiven RoCof-Erkennung (nicht dargestellt) verringert insbesondere die Nachlaufzeit noch einmal deutlich.

Implementierung des Netzmodells

Während die implementierten Verfahren zur Validierung im Schwingkreis getestet wurden, stellt der hierfür definierte Prüfaufbau notwendigerweise eine starke Vereinfachung des Netzbetriebs dar. Dieser bildet insbesondere Reaktionen verzweigter Netzabschnitte und die Interaktion zwischen mehreren Umrichtern nicht ab. In Vorabuntersuchungen besaßen insbesondere die Interaktionen zwischen mehreren Umrichtern wie auch der umgebenden Netzinfrastruktur und Lasten einen nicht vernachlässigbaren Einfluss. Dies



motiviert die Verwendung eines umfassenderen realitätsgetreueren Netzmodells, welches in der Lage ist, diese Effekte in die Untersuchungen mit einzubeziehen, anstelle der Untersuchungen in Schwingkreistests. Diese ist an ein in [6] definiertes, ‚typisches Dorfnetz‘ angelehnt und umfasst zwei Niederspannungsstränge, die über einen Transformator mit der Mittelspannungsebene verbunden sind. Diese ist an ein in [6] definiertes, ‚typisches Dorfnetz‘ angelehnt und umfasst zwei Niederspannungsstränge, die über einen Transformator mit der Mittelspannungsebene verbunden sind.

Der prinzipielle Aufbau der Testumgebung für die Inselnetzzerkennung ist in Abbildung 4.5-7 dargestellt.

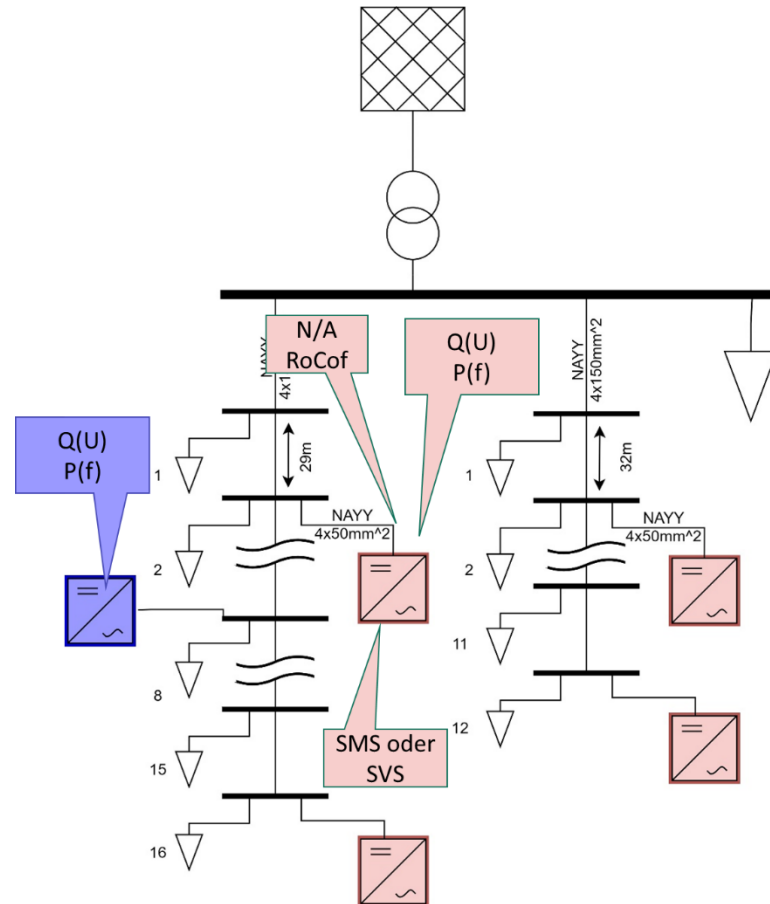


Abb. 4.5-7: Inselnetz-Testbench zur Untersuchung der Effektivität von Inselnetzzerkennungsverfahren im Verbundbetrieb

Der Prüfaufbau umfasst die folgenden Komponenten:
Betriebsmittel:

- Leitungen als kumulierte Impedanzen entsprechender Niederspannungskabel zur Entkopplung der Umrichter nach Tabelle 4.5-1.
- Lasten als lineare Verbraucher. Die kumulierte Einspeiseleistung aller jeweils verwendeten Umrichter wird gleichmäßig auf die Lasten verteilt. Die Lasten können darüber hinaus mit einem Offset versehen werden, der eine definierte Austauschleistung mit dem Netz ermöglicht. Zur Abbildung der Reaktion von Erkennungsverfahren auf schwingungsfähige Lasten können diese mit einem induktiven und kapazitiven Anteil versehen und individuell auf eine definierte Güte und Resonanzfrequenz abgestimmt werden. Die im Netz dargestellten Lasten wurden zur Erzielung besserer Simulationsperformance zwischen den Umrichtern aggregiert.
- Mittelspannungsabgang/Transformator: Abstrahiert als Schütz zur Trennung des Netzabschnitts nach Abklingen etwaiger Einschwingvorgänge und Start der Inselnetzprüfung.

Umrichter:

- Bis zu 4 stromeinprägende Umrichter nach Abbildung 4.5-2 mit NA-Schutz, passiver RoCof-Erkennung (2Hz/s, Abtastung 100ms) und je nach Versuch eingeschalteter aktiver Inselnetzzerkennung



mittels SMS-Verfahren, zudem nach [1] parametrisierten statischen Netzstützungsverfahren P(f) und Q(U).

- Je nach Versuch ein spannungseinprägender Umrichter nach Abbildung 4.5-2 mit statischer Netzstützung, jedoch keiner eigenen Inselnetzerkennung. Der spannungseinprägende Umrichter fungiert somit als ‚Störer‘, dessen Auswirkung seiner Präsenz auf die Inselnetzerkennung nach Stand der Technik von stromeinprägenden Umrichtern evaluiert werden kann.

Die weiteren Parameter können der folgenden Aufstellung entnommen werden.

Tabelle 4.5-1: Parametrierung des Netzmodells

Elemente	Parameter		Wert	
Netzparameter und Leitungs- impedanzen	Netzspannung (Phase-Ground) U_{Netz} [V]		325	
	Phasenverschiebung φ		120°	
	Netzfrequenz f_{Netz} [Hz]		50	
	Leitungsimpedanz $NAYY\ 4x150mm^2$	R_{l_1} [W]	23,92m	
		L_{l_1} [H]	33,64 μ	
		R_{l_2} [W]	19,86m	
		L_{l_2} [H]	33,64 μ	
Leitungsimpedanz $NAYY\ 4x50mm^2$	R_{l_3} [W]	16,75m		
	L_{l_3} [H]	8,12 μ		
Wechselrichter	VCI- und CCI Nennleistung	$S_{nen,WR}$ [kVA]	20,0	
	CCI Sollwirk- und Sollblindleistung	P_{soll} [kW]	9,0	
		Q_{soll} [kVar]	0	
	VCI Sollwirk- und Sollblindleistung	P_{soll} [kW]	9,0	
Q_{soll} [kVar]		0,35		
RLC-Last 1 bis 4	Wirk- und Blindleistungsaufnahme VR I. und VR III. (ohne VCI)	$P_{RLC,0}$ [kW]	VR I.	4,5
			VR II.	9
		$Q_{RCL,0}$ [kVar]	VR I.	4,5
			VR II.	9
	Wirk- und Blindleistungsaufnahme VR II. und VR VI. (mit VCI)	$P_{RLC,0}$ [kW]	VR III.	6,75
			VR VI.	11,25
		$Q_{RCL,0}$ [kVar]	VR III.	6,75
			VR VI.	11,25
Gütefaktor $G_{f,0}$			10 ⁰	
Resonanzfrequenz $f_{res,0}$ [Hz]			50	

4.5.3 Untersuchungsmethodik

Im Rahmen der Untersuchung wurde zunächst die Wirkungsweise von Bestandsverfahren im Netz verifiziert und anschließend der Einfluss eines Wechselrichters mit netzbildender Regelung auf diese untersucht.

Eine Untersuchung gliedert sich hierzu in eine Reihe von Simulationen, in denen die für die jeweils zu prüfende Inselnetzerkennung sensitiven Anfangsbedingungen systematisch variiert werden. Im Falle passiver Inselnetzerkennung wird, die vor der Inselung mit dem Netz bestehende Austauschleistung durch Einstellen der Leistung der Lasten variiert, da diese auf die entstehenden Veränderungen in den Netzparametern bei Inselung reagiert. Im Falle aktiver Inselnetzerkennung wird die Austauschleistung zu Null gesetzt, da Inseln erkannt und destabilisiert werden sollen.

Im Verlauf jeder Simulation wird einer Einschwingzeit die Verbindung zum überlagerten Netz getrennt. Ab diesem Zeitpunkt gilt die Inselnetzerkennung als erfolgreich, wenn der jeweils betrachtete Umrichter sicher innerhalb einer Zeit von 5 Sekunden [7] über Auslösen des NA-Schutzes vom Netzabschnitt trennt. Geschieht dies, wird die Art der Auslösung über den jeweiligen Ausgangsparametern aufgetragen.

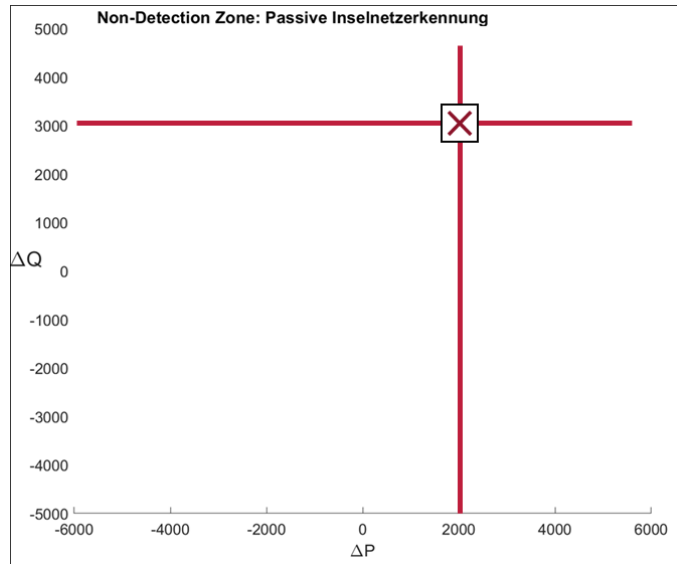


Abb. 4.5-8: Ergebnis eines Simulationsdurchlaufs mit eingestellter Austauschleistung

Ist eine Beendigung innerhalb der vorgegebenen Zeit nicht möglich, gilt die Erkennung als fehlgeschlagen. Die Summe aller fehlgeschlagenen Erkennungen bildet die sogenannte Non-Detection-Zone eines Erkennungsverfahrens.

4.5.3.1 Non-Detection Zone

Die Non-Detection Zone ist ein Maß für die Zuverlässigkeit einer Inselnetzerkennungsmethode. Sie stellt eine grafische Repräsentation der Zustände dar, unter denen die Erkennung einer Inselnetzbildung nicht erfolgreich ist.

Abbildung 4.5-9 zeigt beispielhaft den prinzipiellen Aufbau einer NDZ in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene. Mithilfe der NDZ in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene kann das Verhalten von passiven Inselnetzerkennungsverfahren abhängig von der derzeitigen Erzeugung und des Verbrauchs dargestellt werden. [8], [3]

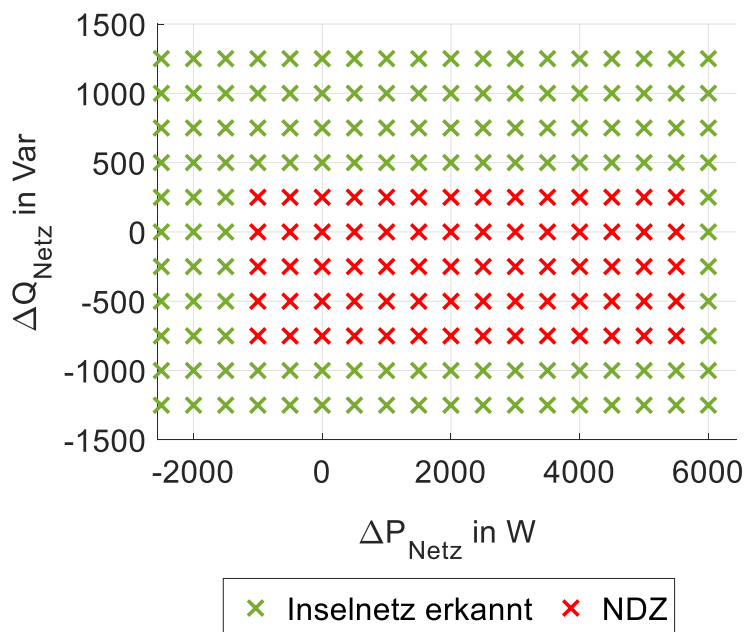


Abb. 4.5-9: Beispielhafte NDZ in der $\Delta P/\Delta Q$ -Ebene

Der für rein passive Inselnetzerkennung kritischste Fall ist die nicht existente Austauschleistung mit dem Netz. In diesem Fall entstehen keine Änderungen der Frequenz und Amplitude, das passive Verfahren hat damit keinen Ansatz, eine Inselung zu erkennen.



Die NDZ in der f_{res}/G_f -Ebene wird in Abbildung 4.5-10 beispielhaft dargestellt und kommt vor allem zur Bewertung aktiver Inselnetzerkennungsverfahren auf Basis von Frequenz- und Spannungsverschiebungsverfahren zum Einsatz. Auf der Ordinate ist der Gütefaktor G_f und auf der Abszisse die Resonanzfrequenz f_{res} aufgetragen.

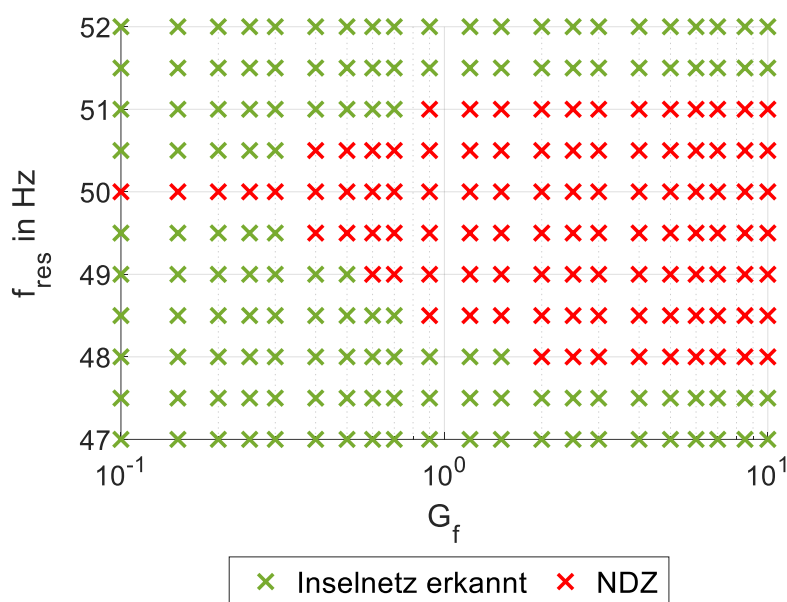


Abb. 4.5-10: Beispielhafte NDZ in der f_{res}/G_f -Ebene

Bei dieser Darstellungsform werden ausschließlich ausgeglichene Leistungsbilanzen betrachtet. Demzufolge gilt zum Zeitpunkt der Inselnetzbildung $\Delta P_{Netz} = 0 \text{ W}$ und $\Delta Q_{Netz} = 0 \text{ var}$. Weiterhin kann angenommen werden, dass sich die RLC-Last in Resonanz befindet ($Q_L = Q_C$). Demnach gilt bei Annahme einer Resonanzfrequenz im Bereich um 50 Hz [7]:

$$Q_L = Q_C = G_f \cdot P_R \quad (3)$$

$$R = \frac{U^2}{P_R} \quad (4)$$

$$L = \frac{U^2}{2\pi f \cdot G_f \cdot P_R} \quad (5)$$

$$C = \frac{G_f \cdot P_R}{U^2 \cdot 2\pi f} \quad (6)$$

Unter Anwendung von Gleichung (3) bis (6) können die in der Simulation einzustellenden Parameter L und C in Abhängigkeit des Gütefaktors G_f und der Resonanzfrequenz berechnet werden.

4.5.4 Ergebnisse:

Auswirkung der Präsenz netzbildender Umrichter auf die passive Inselnetzerkennung: Zur Untersuchung der Wirkung auf die passive Erkennung wurden zunächst zwei stromeinprägende Umrichter mit



deaktivierter aktiver Erkennung im Netz ausgeführt. Die folgende Abbildung 4.5-11 zeigt das Ergebnis der Variation der Austauschleistung mit dem Netz zur Prüfung der passiven Erkennung:

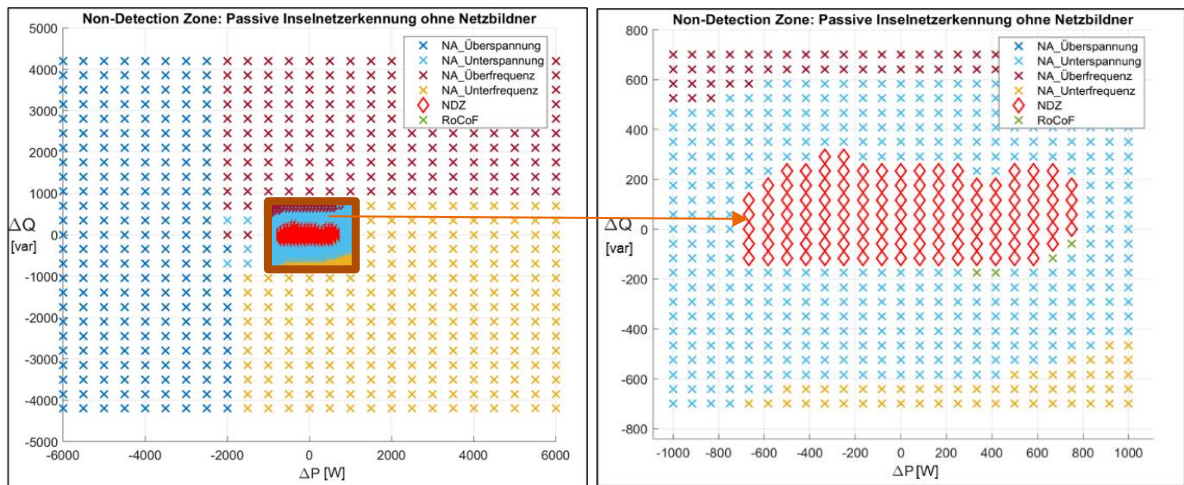


Abb. 4.5-11: Effektivität passiver Inselnetzerkennung mit stromeinprägenden Umrichtern ohne Netzbildner

In Abbildung 4.5-11 ist die sich ausbildende NDZ bei kleinen Austauschleistungen um $\pm 800W$ und *ca.* $\pm 200var$ abgebildet. Höhere Austauschleistungen führen zu Veränderungen der Netzgrößen, die von der passiven Erkennung detektiert werden können. Die Grafik, insb. die Größe der NDZ ist hierbei spezifisch für die gewählte Netzanordnung und Parametrierung der Komponenten. Qualitativ lässt sich insbesondere bei hohen Wirkleistungsdifferenzen ein Auslösen des Spannungsschutzes und bei hohen Blindleistungsdifferenzen ein entsprechendes Auslösen des Frequenzschutzes feststellen. Die RoCoF-Detektion spricht hier nur in Grenzfällen an, in denen der NA-Schutz nicht auslösen würde, da die Auslösecharakteristik gegenüber diesem verzögert ist.

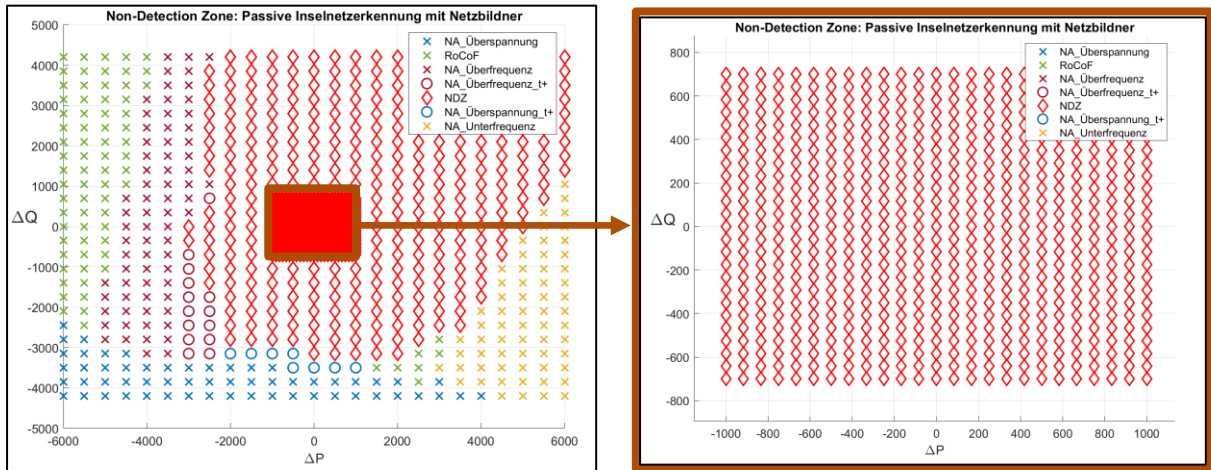


Abb. 4.5-12: Effektivität passiver Inselnetzerkennung mit stromeinprägenden Umrichtern mit Netzbildner

In Abbildung 4.5-12 wird die Versuchsreihe mit aktiviertem netzbildendem Umrichter wiederholt. Es wird erkennbar, dass sich die NDZ stark vergrößert. Ursache hierfür ist die stark dämpfende Wirkung des Netzbildners auf die transienten Sprünge in Frequenz und Spannungsamplitude, die infolge der Inselung mit Austauschleistung auftreten und die durch die passiven Verfahren zur Erkennung genutzt werden.

Auswirkung der Präsenz netzbildender Umrichter auf die aktive Inselnetzerkennung:

Zur Prüfung der Wirkung netzbildender Einheiten auf die aktive Erkennung von Bestandsanlagen am Beispiel des SMS-Verfahrens wird die Versuchsreihe mit aktiviertem Verfahren wiederholt. Die Austauschleistung mit dem Netz wird hierbei stets auf 0 minimiert, um eine stabile Bildung einer Insel zu forcieren. Im Versuchsverlauf werden die Parameter Güte und Resonanzfrequenz der Netzlast nach Gleichung (3) bis (

6) variiert und die Zeitdauer bis zur Erkennung der Insel aufgezeichnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.5-13 abgebildet:

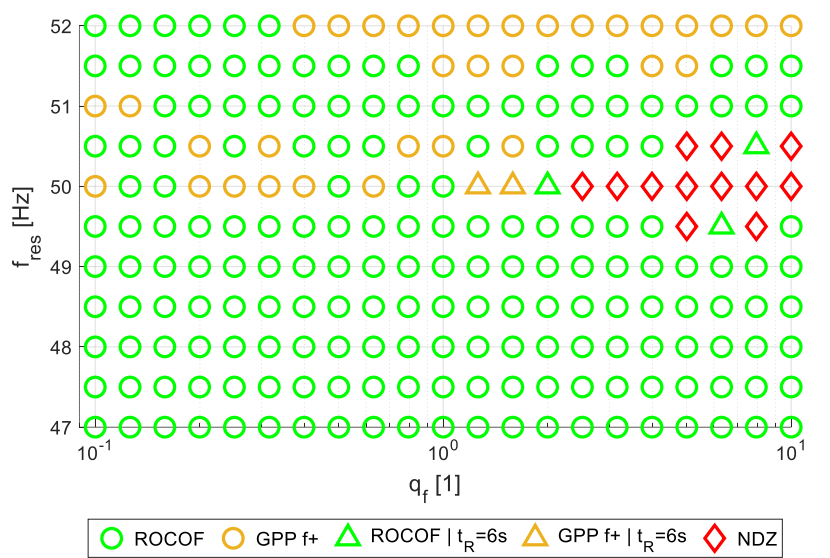


Abb. 4.5-13: Effektivität aktiver Inselnetzerkennung mit stromeeinprägenden Umrichtern ohne Netzbildner

Im Referenzszenario kann die aktive Inselnetzerkennung das gebildete Teilnetz in den meisten Simulationen innerhalb der geforderten 5 s beenden. Aufgrund der hohen Rate der Frequenzänderung im gebildeten Teilnetz ist der RoCof häufiger Auslöser der Erkennung. Da dieser oftmals aber nur knapp vor anderen Überwachungen, beispielsweise der Überfrequenz auslöst, ist das Bild hier nicht einheitlich. Mit höherer Lastgüte schlägt die Erkennung aufgrund zu langsamer Destabilisierung im Resonanzbereich der Last um die Netzfrequenz vermehrt fehl. Insgesamt entspricht die ermittelte NDZ qualitativ den Literaturwerten [8].

Bei Wiederholung unter Hinzunahme des netzbildenden Umrichters ergibt sich das in Abbildung 4.5-14 dargestellte Bild:

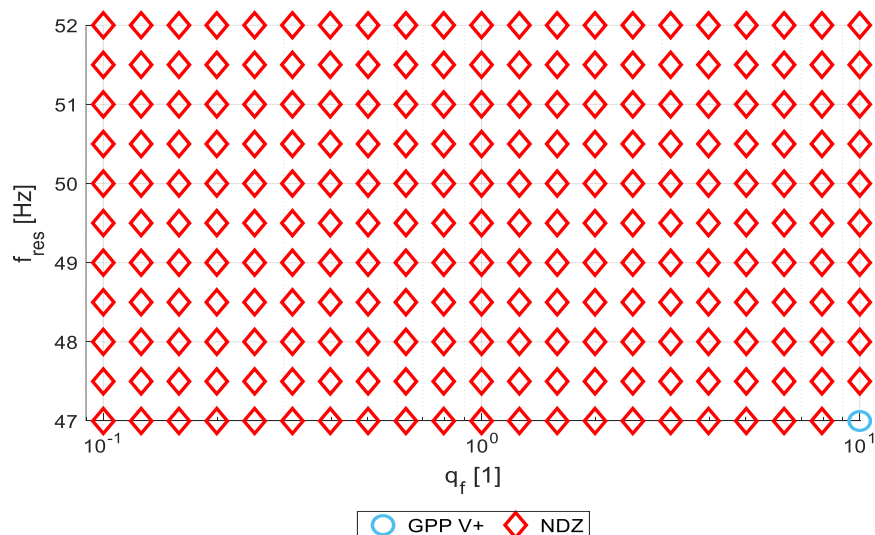


Abb. 4.5-14: Effektivität aktiver Inselnetzerkennung mit stromeeinprägenden Umrichtern mit Netzbildner

Wie erkennbar, erschwert die Präsenz eines Netzbildners die aktive Inselnetzerkennung auf den Bestandsanlagen stark. In der überwiegenden Anzahl der Fälle wird die Insel nicht innerhalb der geforderten 5 s erkannt, in den meisten Szenarien bleibt die Insel bis über die Simulationsdauer von 20 s hinweg aktiv. Die Präsenz eines netzbildenden Umrichters ohne eigene Fähigkeit wirkt den Simulationsergebnissen nach stark stabilisierend auf gebildete Inseln und verschlechtert die Bestandserkennung in hohem Maße. Dies



motiviert die Konzeptionierung eigener Verfahren für Netzbildner, die auf die speziellen Eigenschaften spannungsstellender Geräte zugeschnitten sind, im Projekt.

4.5.5 Aktives Inselnetzerkennungsverfahren für netzbildende Umrichter

Im Projekt wurde die Implementierung eines aktiven Inselnetzerkennungsverfahrens für netzbildende Umrichter untersucht. Die Verfahren müssen sich an den Eigenschaften netzbildender Technologie orientieren, die andere Größen aktiv regeln kann als die bis dato verfügbare stromeinprägende Technologie.

Im Projekt wurde die Implementierung einer q-f-Sensitivität untersucht, die die vom oben dargestellten SMS-Verfahren auf stromeinprägenden Umrichtern erwartete Verkopplung von Blindleistung und Frequenz künstlich wiederherstellt. Dies kann im einfachsten Fall in Form einer -Q(f)-Statik geschehen. Das negative Vorzeichen deutet an, dass die Rückkopplung gewollt destabilisierend wirkt, jedoch nur wirkt, wenn sie nicht durch Vorhandensein eines externen Netzanschlusses übersteuert wird. Fällt dieser weg, sorgt die Statik ähnlich wie oben dargestellt dafür, dass kein stabiler Arbeitspunkt in beliebigen Kombinationen aus Strom- und spannungsgeregelten Umrichtern innerhalb der zulässigen Frequenzgrenzen gefunden werden kann und ein Inselnetz somit destabilisiert wird. Die folgende Abbildung stellt eine Prinzipskizze der verwendeten Statik dar:

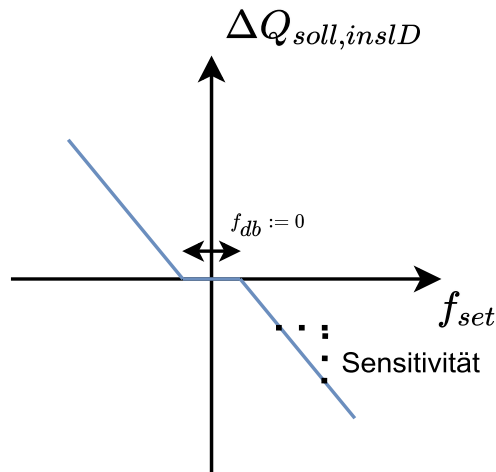


Abb. 4.5-15: Prinzipskizze der -Q(f)-Statik zur aktiven Inselnetzerkennung für netzbildende Umrichter

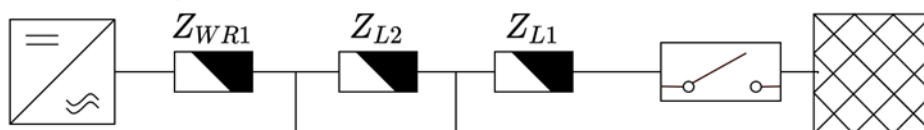
Die Statik besitzt kein Totband ohne Steigung, kann innerhalb eines engen Frequenzbandes jedoch mit niedrigerer Steigung und geringerer Dynamik eingestellt werden, um in gutmütigeres Verhalten in schwachen Netzen zu ermöglichen. Im Hauptbereich der Statik verkoppelt diese Blindleistung und Frequenzabweichung des Umrichters mit linearer Statik und einstellbarer Dynamik.

Die Funktionsweise zukünftiger Inselnetzerkennungsverfahren sollte insbesondere im Parallelbetrieb mit anderen Umrichtersystemen desselben oder anderen Typs getestet werden, um eine negative gegenseitige Beeinflussung, insbesondere bestehender Inselnetzerkennungsverfahren auszuschließen. Die Funktionsweise der Statik wurde somit im Projektverlauf stichprobenartig simulativ überprüft. Der folgende Aufbau in Abbildung 4.6-16 verdeutlicht das Prüfsetup:



NBWR im Verbundbetrieb

Netzbildner 1:
Inselnetzerkennung



Netzbildner 2:
Normalbetrieb/ 'Störer'



Abb. 4.5-16: Prüfsetup zur Validierung der -Q(f)-Statik zur Inselnetzerkennung

In der folgenden Prüfung wird der Parallelbetrieb mehrerer netzbildender Umrichter am Schwingkreis geprüft. Der Netzbildner 1 führt hierbei jederzeit die -Q(f)-Statik aus, der zweite Netzbildner besitzt lediglich die statische Netzstützung, agiert also in Hinblick auf die Inselnetzerkennung des ersten Netzbildners als ‚Störer‘. Im Versuch können generell beliebig viele weitere Umrichter als Störer oder mit eigener Inselnetzerkennung hinzugeschaltet werden, um die Performance des neuen oder von bestehenden Verfahren im Setup zu evaluieren. Ein exemplarischer Versuchsdurchlauf, dargestellt in Abbildung 4.5-17, zeigt die Erkennung mit einer Statik von $10\%S_{\text{nom}}/\text{Hz}$, aktiviert auf einem Umrichter:

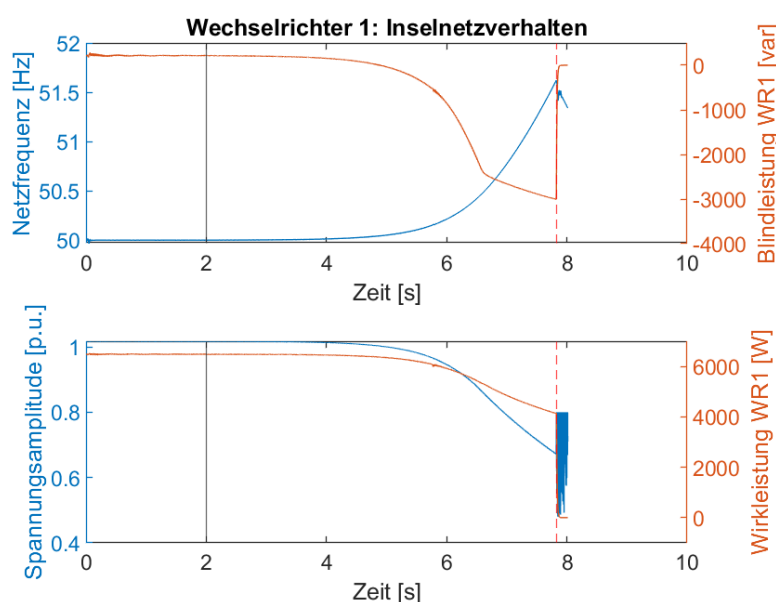


Abb. 4.5-17: Inselnetzerkennung im Parallelbetrieb mit -Q(f)-Statik auf einem netzbildenden Umrichter

Die Inselnetz-Erkennungs-Statik ist hierbei ständig auf dem Umrichter aktiv. Im Netzgebundenen Fall zeigt sich zunächst dennoch ein stabiles Verhalten, da der externe Netzanschluss die Frequenz starr vorgibt. Nach 2 s wird die Verbindung zum Netz geöffnet. Anschließend zeigt sich, dass sowohl die Frequenz als auch die Amplitude aktiv destabilisiert werden, die stabilisierende Wirkung des zweiten Umrichters wird aufgrund der Wirkung der Statik in der Querverkopplung zwischen Blindleistung und Frequenz umgangen. Die Umrichter stellen ihren Betrieb 5,68s nach Inselnetzbildung ein.

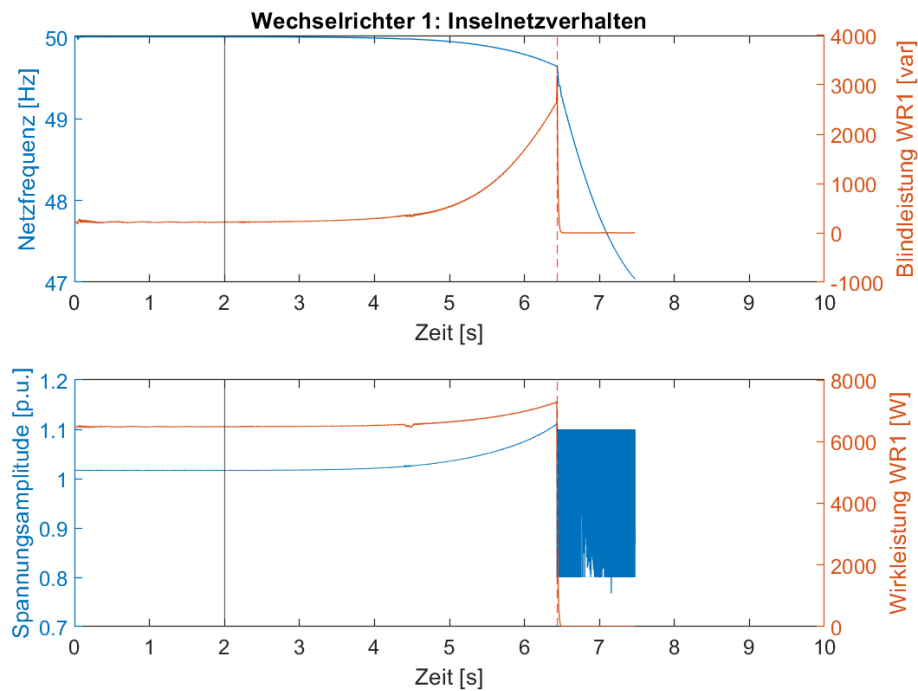


Abb. 4.5-18: Inselnetzerkennung im Parallelbetrieb mit $-Q(f)$ -Statik auf beiden netzbildenden Umrichtern

In Abbildung 4.5-18 wird der Durchlauf mit Aktivierung der Statik auf beiden Umrichtern wiederholt. Die Ergebnisse zeigen ein qualitativ besseres Verhalten der beiden Umrichter in der Erkennung, im kombinierten Betrieb werden die Netzgrößen schneller destabilisiert als durch einen einzelnen Umrichter. Die Speisung der Insel endet 4,43 s nach der Auslösung.

Die im Projekt durchgeführten ersten simulativen Untersuchungen zeigen, dass die Inselnetzerkennung im Verbundbetrieb, mit spannungs- als auch mit stromeinprägenden Einheiten, prinzipiell funktionieren kann. Vertiefende Untersuchungen der Inselnetzerkennung in komplexen Verbundscenarien mit dem Ziel der Beantwortung von Fragen um die Zuverlässigkeit in tatsächlichen Netzabschnitten, der richtigen Parametrierung und der Auswirkungen auf die zukünftige Gestaltung von Anforderungen sind Gegenstand von Untersuchungen nachfolgend zu Netzregelung 2.0.

4.5.6 Prüfung zukünftiger Inselnetzerkennungsverfahren am Schwingkreistest

Die Grundlage für die Zulassung neuer Inselnetzerkennungsverfahren stellt bis dato der Schwingkreistest nach DIN EN 62116 dar [5]. Ein Verfahren gilt demnach als hilfreich für die Inselnetzerkennung, falls der damit ausgestattete Umrichter im alleinigen Betrieb an einer einzelnen Last die Inselnetzbildung zuverlässig erkennt. In Konsequenz dessen sind die heute existenten Verfahren stark auf die günstige Wirkung an Schwingkreisen optimiert. Der Parallelbetrieb mit anderen Quellen ist hingegen nicht Teil der Untersuchungen. Hierdurch ergibt sich die spezielle Problematik, dass insbesondere netzbildende Anlagen diese Verfahren teils stark stören können. Speziell für Inselnetzerkennungsverfahren für netzbildende Anlagen scheint der Schwingkreistest zudem nicht unbedingt ein sinnvoller Maßstab zu sein: Während stromeinprägende Anlagen die Systemspannung indirekt durch Wirkung ihres Ausgangsstroms auf den Schwingkreis destabilisieren müssen, die Erkennung demnach also eine gewisse technische Herausforderung darstellt, hätten netzbildende Anlagen in demselben Setup als einzige direkte und vollständige Kontrolle über die Systemspannung und ihre Parameter. Es sind somit beliebig viele Erkennungsverfahren denkbar, in denen der Umrichter in regelmäßigen Abständen versuchen kann, die Netzspannung zu stören und diese bei einfachem Gelingen in die Begrenzung zu treiben. Als Beispiel ließe sich ein Verfahren erdenken, in dem der Netzbildner die Spannungsamplitude senkt, bis eine definierte Antwort der Blindleistung erreicht ist [9]. Während ein netzbildender Wechselrichter, ausgestattet mit diesen Verfahren den Schwingkreistest bestehen würde, wären die Verfahren in ihrer Wirkung im Verbundbetrieb mit anderen Umrichtern im Netz stark in ihrer Wirkung beschränkt.

In zukünftigen Prüfungen wäre also die Wirkung von neuen Verfahren auf Bestandsanlagen wie auch die Wirkung von neuen Verfahren im Verbundbetrieb sinnvoller Gegenstand der Tests, um eine Kompatibilität zu gewährleisten.

Grundlegende Konzepte für mögliche Erweiterungen des Prüfaufbaus wurden im Projekt behandelt. Eine mögliche Kombination wäre als Prinzipskizze in der folgenden Grafik dargestellt:

In der Abbildung 4.5-19 wird dargestellt, dass der zu prüfende Umrichter, hier mittig mit netzbildender Regelung, im kombinierten Betrieb mit einem hier sog. Verbund-Wechselrichter (als Referenzgerät, wechselseitig mit strom- und spannungseinprägender Regelung betrieben) verschaltet wird. In diesem Prüfaufbau könnte grundsätzlich die Wirkung des Prüflings auf etablierte und in der Literatur beschriebene Bestandsverfahren, ausgeführt auf dem Verbund-WR geprüft werden, in dem die Veränderung der NDZ des Verbund-WRs durch das neue zu prüfende Verfahren gemessen wird. Hiermit könnte die Kompatibilität mit Bestandswechselrichtern besser untersucht werden. Zeitgleich könnte die Wirkung des neuen Verfahrens im Beisein eines weiteren Wechselrichters durch Auswertung der NDZ des Prüflings in diesem Setup geprüft werden und somit eine effektive Wirkung im Verbundbetrieb an neue Verfahren sichergestellt werden. Solche Aufbauten würden eine entsprechend umfassende und genaue Beschreibung der Anforderungen an den Verbund-WR und seiner Implementierung im Prüfaufbau voraussetzen und sind daher lediglich als erste generelle Anregung für die Gestaltung zukünftiger Prüfverfahren zu verstehen.

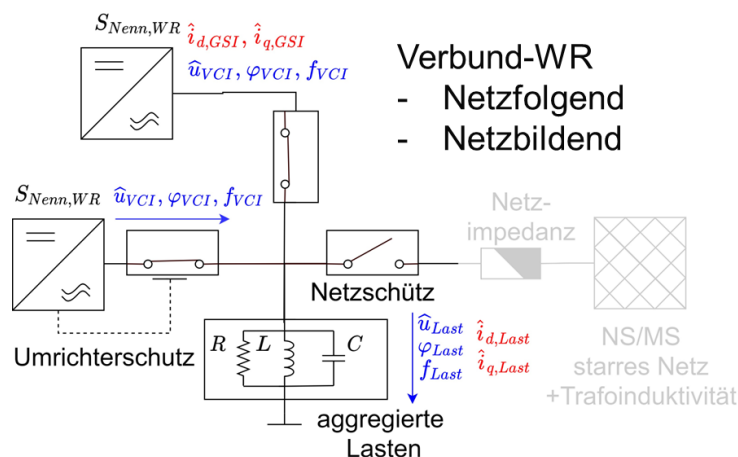


Abb. 4.5-19: Prinzipskizze zu möglichen Erweiterungen für zukünftige Prüfungen von Inselnetzerkennungsverfahren

4.5.7 Literatur

- [1] Norm VDE-AR-N 4105, November 2018: TAR 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, zuletzt geprüft am 13.05.2019.
- [2] Meyer, Marc; Dietmannsberger, Markus; Schulz, Detlef (2017): Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung. DENA. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/ausgestaltung-robuster-und-sicherer-regelungssysteme-zur-vermeidung-ungewollter-inselnetzbildung/>, zuletzt geprüft am 06.05.2019.
- [3] M. Sc. Markus Dietmannsberger (2015): Wirksame Verfahren zur Inselnetzerkennung in 0,4-kV-Netzen. Studie im Auftrag des Forums Netztechnik und Netzbetrieb im VDE, zuletzt geprüft am 19.03.2021.
- [4] Markus Dietmannsberger (2015): Wirksame Verfahren zur Inselnetzerkennung in 0,4-kV-Netzen.
- [5] Norm IEC 62116:2014, November 2014: Photovoltaik-Wechselrichter für den Anschluss an das Stromversorgungsnetz - Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung, zuletzt geprüft am 13.05.2019.



- [6] Kerber, Georg (2011b): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. München, Technische Universität München, Diss., 2011. Universitätsbibliothek der TU München, München.
- [7] Palm, Sebastian (2019): Untersuchung und Bewertung von Verfahren zur Inselnetzerkennung, -prognose und -stabilisierung in Verteilnetzen. [S.l.]: BOOKS ON DEMAND. Online verfügbar unter <https://books.google.de/books?id=Cx-gDwAAQBAJ&lpg=PP6&ots=oOln-hjbYmN&dq=Palm%20TU%20Dresden&hl=de&pg=PA52#v=onepage&q=Palm%20TU%20Dresden&f=false>.
- [8] Meyer, Marc; Dietmannsberger, Markus; Schulz, Detlef (2017): Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung. DENA. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/ausgestaltung-robuster-und-sicherer-regelungssysteme-zur-vermeidung-ungewollter-inselnetzbildung/>, zuletzt geprüft am 06.05.2019.
- [9] B. O Winter; F. Rauscher; B. Engel (2021): Islanding Dependencies and Detection in low-Voltage grids with grid forming Inverters. In: The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021). The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021) (2021), S. 25–30.



4.6 Untersuchungen zur Spannungsqualität

Gunter Arnold, Thorsten Reimann, Nils Schäfer

4.6.1 Einleitung

Die Spannungsqualität beschreibt den Grad der Reinheit der 50 Hz Spannungsschwingung nach Amplitude und Sinusform. Elektrische Geräte sind für eine gewisse Mindestqualität des Spannungssignals ausgelegt. Abweichungen von dieser Qualität können sich negativ auf den Betrieb der elektrischen Geräte auswirken, bis hin zum Ausfall der Funktionen oder Fehlfunktionen. Schalthandlungen, Leistungsänderungen und Phasenanschnitte sowie pulsförmige Signale beeinträchtigen die Qualität der 50 Hz Sinusspannung. Hierdurch können Änderungen der Spannungsamplitude verursacht und die Spannungsform durch andere Frequenzen, abweichend von der Grundfrequenz, überlagert werden. Entsprechend ihrer Art werden diese Überlagerungen als Oberschwingungen, Flicker oder Spannungsunsymmetrien bezeichnet. Die Untersuchungen zu diesen Effekten werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Die unterschiedlichen Technologien der Energiewandler und zukünftig insbesondere der Stromrichter haben unmittelbaren Einfluß auf die Spannungsqualität. In den kommenden Jahren bedeutet das konkret, dass Synchronmaschinen, die inhärent ein gewisses Maß an Spannungsqualität sichergestellt haben, weggelassen und durch Stromrichter ersetzt werden. Stromeinprägend geregelte Stromrichter leisten zunächst keinen Beitrag zur Spannungsqualität, während netzbildende, spannungseinprägend geregelte Stromrichter grundsätzlich Abweichungen von der idealen Sinusform der Spannung kompensieren können. Ziel ist es den Einfluss dieser neuartigen Stromrichterregelungen auf die Spannungsqualität zu untersuchen.

4.6.2 Flicker

4.6.2.1 Flickermeter

Für die Erfassung von Flickern im Netz, gibt es sogenannte Flickermeter die Spannungsschwankungen gemäß IEC 61000-4-15, entsprechend den sichtbaren Auswirkungen der Spannungsqualität bei dem Betrieb von konventionellen Leuchtmitteln (Glühlampe) bewerten. Für die Untersuchungen in diesem Projekt wurde ein Flickermeter in der Programmiersprache Python implementiert und validiert. Da Glühlampen mittlerweile jedoch weitgehend durch elektronische Leuchtmittel ersetzt werden, welche anders auf die Spannungsqualität reagieren, gibt es Überlegungen Flicker zukünftig entsprechend neu zu bewerten. Es gibt hierfür bereits Untersuchungen und Vorschläge, die jedoch noch nicht in Normen aufgenommen wurden. Das neu implementierte Flickermeter bietet die Möglichkeit entsprechend angepasst und weiterentwickelt zu werden [1].

4.6.2.2 Flicker in Netzen mit netzbildenden Stromrichtern

Ein Simulationsmodell der Testnetze am Laborstandort IEE-SysTec wurde genutzt, um durch spätere Messungen die Simulation zum Verhalten des entwickelten Flickermeter-Prototyps validieren zu können. Die simulierten spannungseinprägenden netzbildenden Stromrichter (GFI, „grid forming inverter“) haben jeweils eine Bemessungsleistung von 45 kVA und in der Simulation einen Sollwert von 36 kW. Im Simulationsmodell werden die Halbleiterventile selbst nicht nachgebildet.

In der Simulation wurden die Flicker durch Leistungsänderung an einer Last (HH0 Last) erzeugt. Die Laständerung beträgt $\Delta P = 50 \text{ kW}$ und $\Delta Q = 10 \text{ kvar}$, diese Änderung erfolgt pulsförmig und wird für eine Sekunde beibehalten. Die Simulation wurde mit drei Konfigurationen durchgeführt: (1) Netz ohne GFI als Referenz, (2) mit einem GFI (HH0 NA GFI) und (3) mit drei GFI (HH0 NA GFI, SSS1 NS und SSS2 NS).



Tabelle 4.6-1: Ergebnisse für den Referenzfall ohne GFI

P _{st} – Werte Konfiguration 1 – keine GFI				
Phase	HH0 Last	HH0 NA GFI	SSS1 NS	SSS2 NS
1	2,61	1,84	0,25	0,13
2	18,14	1,88	0,36	0,26
3	9,36	1,81	0,27	0,16

Tabelle 4.6-2: Ergebnisse für die Konfiguration 2, ein GFI

P _{st} – Werte Konfiguration 2- ein GFI				
Phase	HH0 Last	HH0 NA GFI	SSS1 NS	SSS2 NS
1	2,49	1,65	0,18	0,11
2	17,99	1,70	0,31	0,27
3	9,31	1,63	0,24	0,17

Tabelle 4.6-3: Ergebnisse für die Konfiguration 3, drei GFI

P _{st} – Werte Konfiguration 3, drei GFI				
Phase	HH0 Last	HH0 NA GFI	SSS1 NS	SSS2 NS
1	2,49	1,64	0,17	0,10
2	17,97	1,69	0,31	0,27
3	9,30	1,62	0,25	0,18

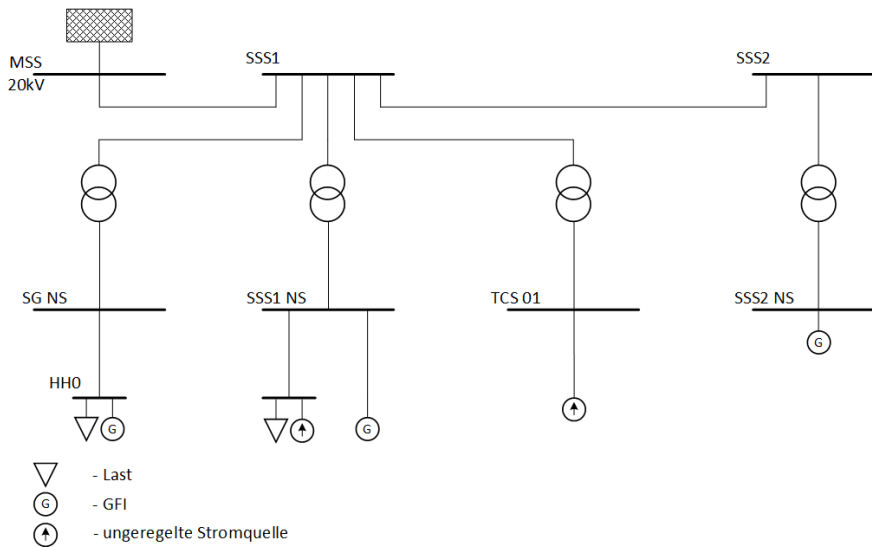


Abb. 4.6-1: Struktur des Simulationsmodells (IEE SysTec Netz)

Die Werte für die Konfigurationen 1-3 zeigen eine Reduzierung der Flickerwerte (P_{st}) durch die GFI. In den Ergebnissen zur Konfiguration 3 lässt sich eine Wirkung der GFI erkennen, die über die Mittelspannung gekoppelt sind. Die flickerreduzierende Wirkung ist jedoch deutlich geringer, da durch die elektrische Distanz die P_{st} -Werte an deren Anschlussstellen geringer sind.

Zusätzlich wurden in einem ländlichen Mittelspannungs-Netzmodell aus dem Projekt SimBench weitere Konfigurationen untersucht. Die Flicker wurden durch eine Laständerung auf der Mittelspannungsebene verursacht. Die Flicker-Werte waren für die Erzeuger auf der Niederspannungsebene geringer als am Niederspannungspunkt „HH0 Last“ des Testnetzes. Entsprechend waren die kompensierenden Wirkungen der verteilten Stromrichter weniger deutlich ausgeprägt.

4.6.2.3 Zusammenfassung der Flickeruntersuchungen

GFI reduzieren durch ihre Spannungseinprägung Flicker in der Netzspannung. Die simulationsbasierten Untersuchungen haben gezeigt, dass Flicker durch den Einsatz von GFI ohne besondere Regelung reduziert werden und sich dies auch über Spannungsebenen hinweg auswirkt.



4.6.3 Oberschwingungen

4.6.3.1 Methodik und verwendetes Simulationsmodell

Für die Untersuchungen zum Betrieb netzbildender Stromrichter in überschwingungsbelasteten Netzen wurde ein Simulationsmodell der Testnetze am IEE-Laborstandort SysTec verwendet, um eine Validierung der Simulationsergebnisse anhand nachfolgender Labormessungen vornehmen zu können.

Das PowerFactory-Netzmodell musste für die Oberschwingungsanalyse durch Nachbildung aller Netzkomponenten erweitert werden. Besonders hervorzuheben ist hierbei die Nachbildung der Mittelspannungskabel anhand geometrischer Modelle, da bei Verwendung der hinterlegten Standardmodelle für Oberschwingungsuntersuchungen keine verlässlichen Ergebnisse erzielt werden können. Für die Validierung der Komponenten Transformator und Mittelspannungskabel wurden am IEE vorliegende Messdaten aus einem Photovoltaik-Park genutzt.

In dieses Netzmodell wurde für die Oberschwingungsuntersuchungen ein Matlab/Simulink-Modell der Regelung des am Fraunhofer IEE entwickelten netzbildenden Stromrichters über eine DLL (dynamic-link library) integriert. Die Nachbildung der leistungselektronischen Stromrichterventile und deren Auswirkung auf die Spannung war im Simulationsmodell nicht beinhaltet. Der Fokus wurde hier auf den Einfluss der Regelung des netzbildenden Stromrichters gelegt.

4.6.3.2 Simulationsmodell und Durchführung der Oberschwingungsuntersuchungen

Das für die Untersuchungen als Netzmodell zu Grunde gelegte Mittel- und Niederspannungstestnetz am IEE-Laborstandort „SysTec“ ist in Abbildung 4.6-2 dargestellt. Das Labornetz ist an der Mittelspannungsstation „MSS“ an das öffentliche 20-kV-Netz angeschlossen. Es verfügt über mehrere Mittelspannungsstationen, die über Erdkabel miteinander verbunden sind. An der Mittelspannungsstation „SSS1“ ist über einen Transformator mit einer Leistung von 630 kVA niederspannungsseitig ein konfigurierbares Niederspannungstestnetz angebunden, das Kabelsegmente unterschiedlichen Querschnitts und Länge sowie drei Haushaltsnachbildungen (inkl. konventioneller stromeinprägend geregelter Photovoltaik-Stromrichter) umfasst. Der zu untersuchende spannungseinprägend geregelte, netzbildende Stromrichter ist an dieses Niederspannungstestnetz angeschlossen. Der Schaltzustand der Abgangsfelder in den Mittelspannungsstationen erlaubt eine Versorgung der Station „SSS1“ wahlweise über zwei verschiedene Strompfade bzw. Leitungsstrecken; einerseits kann die Versorgung direkt von der Station „MSS“ aus über eine Kabelstrecke von 100 m erfolgen und andererseits über die Stationen „MBMVS“ und „SSS2“ über eine Kabelstrecke von in Summe etwa 650 m. Für die Untersuchungen wurde hauptsächlich die letztere Variante mit der längeren Erdkabelstrecke zu Grunde gelegt, um den Einfluss des Mittelspannungskabels deutlicher untersuchen zu können.

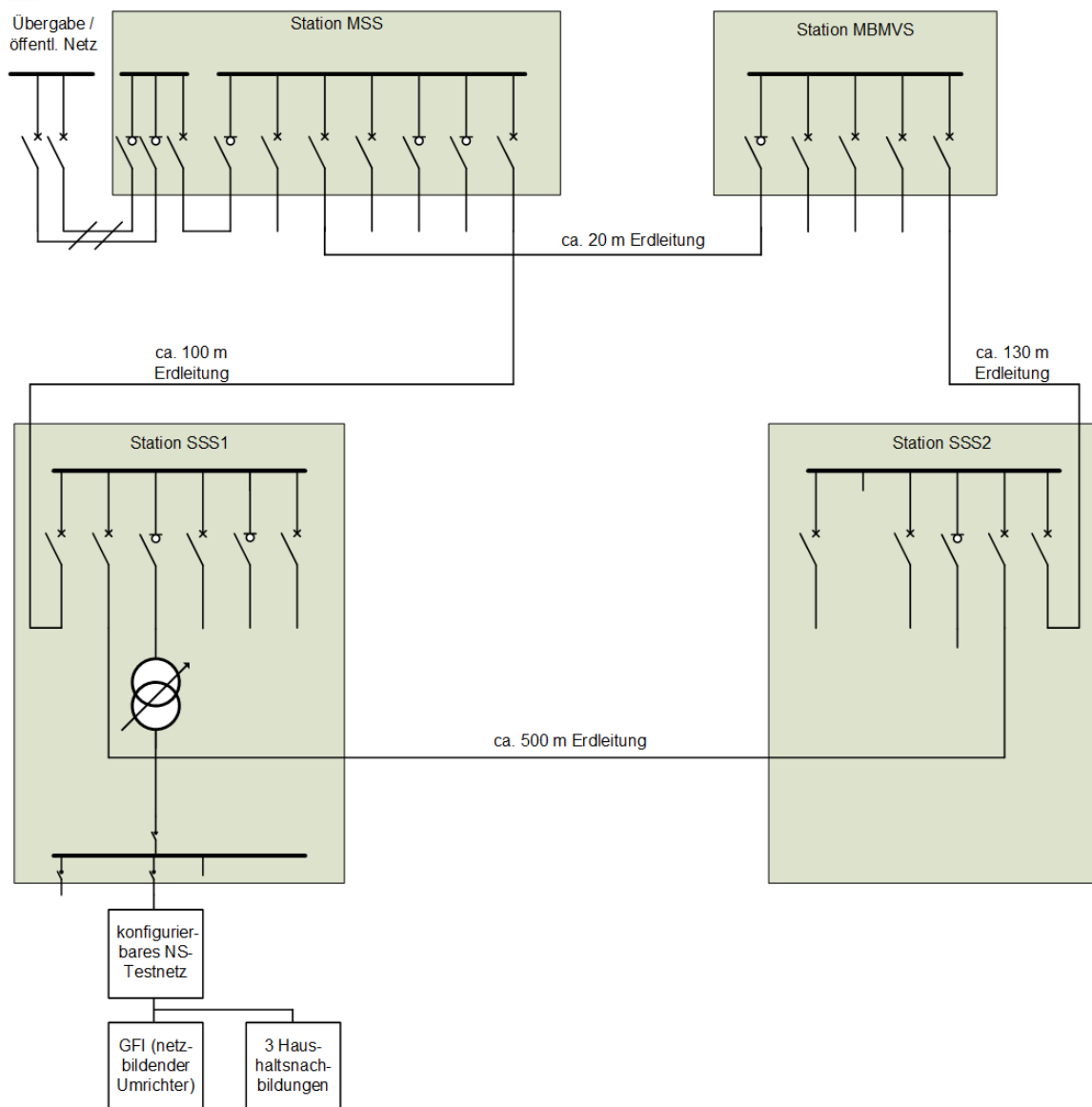


Abb. 4.6-2: Mittel- und Niederspannungstestnetz des Fraunhofer IEE am Laborstandort SysTec

4.6.3.3 Nachbildung von Mittelspannungskabel und Transformator

Das Netzmodell für die Oberschwingungsanalyse wurde in der Simulationsumgebung PowerFactory bezüglich der Netzkomponenten Mittelspannungskabel sowie Mittel-/Niederspannungs-Transformator detailliert. Für die Mittelspannungskabel erfolgte eine geometrische Nachbildung, die die Verlegeart (Anordnung der einzeladrigen Kabel zueinander im Boden) sowie den Schichtaufbau der Kabel (Leiter, Isolationsmaterialien, Schirm / Bewehrung) berücksichtigt. Wie anhand Abbildung 4.6-3 a) ersichtlich sind die Mittelspannungskabel des Testnetzes im Bündel verlegt, was so auch im Modell berücksichtigt wurde. Anhand technischer Datenblattangaben des dreiadrig verlegten Kabels vom Typ NA2XS(F)2Y 1x150RM/25mm² 12/20(24) kV wurde der Schichtaufbau der Mittelspannungskabel ermittelt. Mit Hilfe der Eingabemaske der Simulationssoftware, dargestellt in Abbildung 4.6-3 b), wurde der Kabeltyp individuell angelegt. Seine spezifischen Charakteristika, d.h. Anordnung, Materialien und Dicken der einzelnen Schichten, wurden hinterlegt.

Für den Mittel-/Niederspannungs-Transformator an der Station „SSS1“ erfolgte eine detaillierte Modellbildung anhand der technischen Daten des Transformators. Für die Oberschwingungsanalyse müssen neben der Erfassung der Hauptinduktivität auch die Streuinduktivitäten der Primär- und Sekundärseite nachgebildet werden.

Eine Validierung der Nachbildungen von Mittelspannungskabel und Transformator erfolgte anhand von Oberschwingungs-Messdaten aus einem Photovoltaik (PV)-Park mit vergleichbaren Betriebsmitteln. Die zu



Grunde gelegten Messdaten stammten dabei von der Niederspannungshauptverteilung des aus String-Wechselrichtern bestehenden PV-Parks sowie vom Netzanschlusspunkt des Parks an das Mittelspannungsnetz des Verteilnetzbetreibers (Oberspannungsseite des Transformators zzgl. etwa 500 m Mittelspannungskabel).

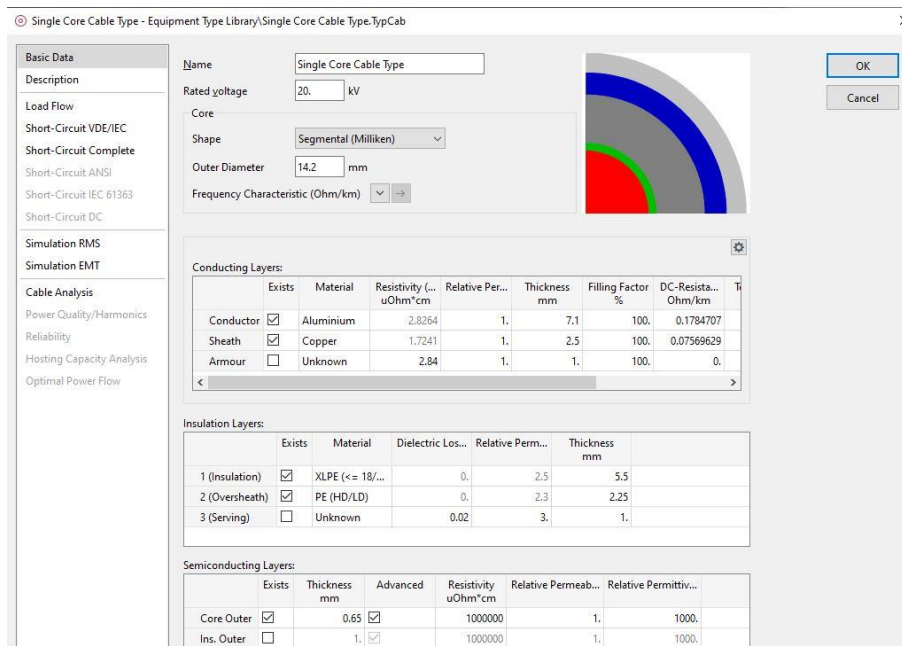


Abb. 4.6-3:

- a) Verlegeart der Mittelspannungskabel im Testnetz (oben);
 b) Schichtaufbau der Mittelspannungskabel in der Eingabemaske der Simulationssoftware (unten)

4.6.3.4 Integration des netzbildenden Stromrichters in die Simulationsumgebung

Die Integration des Matlab/Simulink-Modells der Regelung des netzbildenden Stromrichters erfolgte mittels Einbindung einer DLL über das PowerFactory-Element „Statischer Generator“. Die DLL liefert die Eingänge für den „Statischen Generator“ und die Simulationsschrittweite muss fest gewählt werden. Das Modell ist eine geregelte AC-Spannungsquelle. Effekte wie die Emission von Oberschwingungen, die aus



der Hardware resultieren, sind wie oben bereits erwähnt in der DLL nicht berücksichtigt. Es wurde sich darauf beschränkt, die Reaktion der netzbildenden Regelung auf eine verzerrte Netzspannung bzw. eingeprägte Oberschwingungsvorbelastungen hin zu untersuchen.

Die für die Untersuchungen zur Verfügung stehende DLL erlaubte nur die Durchführung von Electromagnetic Transient (EMT)-Simulationen. Das direkte Ausführen einer harmonischen Lastflussberechnung zur Ermittlung der Oberschwingungsanteile war somit nicht möglich. Für die Oberschwingungsuntersuchungen musste deshalb zweistufig vorgegangen werden; nach erfolgter EMT-Simulation wurde bei den Untersuchungen in einem zweiten Schritt jeweils eine Fourieranalyse durchgeführt, um die Oberschwingungsanteile zu bestimmen.

4.6.3.5 Ergebnis

Bei einer der Netzspannung aufgeprägten Oberschwingungsvorbelastung wurde in einem der Untersuchungsszenarien der Einfluss eines konventionellen, stromeinprägend geregelten Stromrichters mit dem eines spannungseinprägend geregelten, netzbildenden Stromrichters verglichen. In Tabelle 4.6-4 ist das exemplarische Ergebnis bei einer Stromrichterleistung von 90 kW für vier verschiedene Oberschwingungsordnungen dargestellt.

Tabelle 4.6-4: Vergleich des Einflusses einer stromeinprägenden zu einer spannungseinprägenden, netzbildenden Regelung bei verschiedener Oberschwingungsvorbelastung

Oberschwingungs- Ordnung	eingeprägte Oberschwin- gungs-Vorbe- lastung	Spannung am Netzanschlusspunkt		
		ohne Stromrichter	strom- einprägende Regelung	spannungsein- prägende Re- gelung
5.	5%	5,019%	5,008%	4,615%
7.	5%	5,039%	5,044%	4,638%
11.	5%	5,097%	5,107%	4,668%
13.	3%	3,083%	3,090%	2,828%

Die Simulationen haben gezeigt, dass Oberschwingungen durch den Einsatz netzbildender Stromrichter, auch ohne eine gezielte Regelung zur Bedämpfung der Oberschwingungen, reduziert werden können.

4.6.4 Literatur

- [1] D. Bin Habib Khan, Creation and Validation of a Robust Flicker Meter, Masterarbeit an der Hochschule Darmstadt, 2021.
- [2] W. Akbar, Development and validation of simulation environment for grid with harmonic distortion including grid-following and grid-forming power converter, Masterarbeit an der Universität Rostock, 2022.



4.7 Selbstschutz und netzdienliches Verhalten in unsymmetrischen Netzen

Björn Oliver Winter

Die Zunahme neuartiger Betriebsmittel im Netz, d. h. ein- oder zweiphasig verteilte erneuerbare Energiequellen und Ladestationen in Wohngebieten, kann zu einem erhöhten Auftreten von Spannungsungleichgewichten im Netz führen. Diese Spannungsabweichung in den einzelnen Phasen führt zu einer Belastung der angeschlossenen dreiphasigen Verbraucher und Betriebsmittel, was deren Lebensdauer und Effizienz beeinträchtigen kann (M.H.J. Bollen und F. Hassan 2011). Heutige netzstützende Wechselrichter (GSI) sind in der Lage, in solchen Umgebungen zu arbeiten, solange die Unsymmetrie begrenzt ist. Langfristige schädliche Auswirkungen und Leistungsverluste, insbesondere bei rotierenden Geräten und Transformatoren, aber auch bei der dreiphasigen Leistungselektronik, könnten jedoch in Zukunft zunehmen.

Das Ausmaß der im Netz tolerierten Asymmetrie unterliegt einem iterativen Interessenausgleich zwischen dem Bedarf an ein- bzw. zweiphasigen Geräten, die in der Herstellung billiger sind, um hohe Strommengen einzuspeisen, und der Anforderung des Netzes, mit hoher Spannungsqualität zu operieren, um Betriebsgeräte zu erhalten. Vor diesem Hintergrund erscheinen netzbildende Wechselrichter (GFI) als potenzielle neue Anlagenkategorie für den Einsatz im Netzbetrieb. Ihre vorteilhaften Eigenschaften als neue Trägheitsquelle im Netz in Zeiten abnehmender Anteile rotierender Generatoren aus fossilen Kraftwerken, dem derzeitigen Hauptversorger, motivieren vor allem die Diskussion um ihre mögliche zukünftige Rolle als reguläre Betriebsmittel im Netz. Voraussetzung für ihren Einsatz ist die volle Übereinstimmung mit den Netzanforderungen und die Kompatibilität mit allen bestehenden Geräten.

Vor diesem Hintergrund werden hier die Belastbarkeit der netzbildenden Wechselrichter und ihrer Auswirkungen auf das Netz sowie mögliche Regelungsstrategien in einer Netzstruktur, die mit Spannungsungleichgewichten externen Ursprungs konfrontiert ist, untersucht. Ausgehend von einer ersten theoretischen Betrachtung, die auf ein vereinfachtes Niederspannungsnetzmodell übertragen wird, werden die allgemeinen Auswirkungen von Spannungsungleichgewichten auf GFI untersucht. Die Erkenntnisse werden dann genutzt, um in der Simulation eine Regelungsstruktur zu entwerfen und zu implementieren, die einen robusten Betrieb des Wechselrichters an seinem Kopplungspunkt unter unsymmetrischen Bedingungen ermöglicht. Diese Regelung ermöglicht es GFI, auf unterschiedliche Weise auf Unsymmetrien zu reagieren, die anschließend aufgezeigt und getestet werden.

In einphasigen Systemen ist die momentane Wirkleistung eine oszillierende Größe mit einer 100Hz-Schwingung. Angenommen, Spannung und Strom sind gleichphasig:

$$\underline{u}(t) * \underline{i}(t) = \hat{u}e^{j\omega t} * \hat{i}e^{j\omega t} = \hat{p}e^{j(2*\omega)t}$$

Dies ist unter anderem ein Grund für den breiten Einsatz von Drehstromnetzen, die als symmetrische Systeme mit 120°-Phasenverschiebungen in der Versorgungsspannung mit gleicher Amplitude ausgelegt sind. In diesen Systemen neutralisiert sich die oszillierende Komponente der momentanen Stromversorgung rechnerisch und ermöglicht eine konstante Stromversorgung in der Summe aller Phasen. Wird jedoch eine ungleiche Spannung in diese Systeme eingebracht, beginnt ein symmetrischer Verbraucher, jeder Phase ungleiche Mengen an Strom zu entnehmen, was zu einer unvollständigen Kompensation der Schwingung und somit zu einer oszillierenden Stromversorgung führt. Aus diesem Grund begrenzen die Anforderungen verschiedener Länder die Gegensystemkomponente (NSC), ein Maß für Unsymmetrie, auf Werte von 2 % im 95 %-Intervall der Messungen (Norm DIN EN 50160:2011-02) oder 2,5 % bis 3 % (Ghahderijani et al. 2020) der Netzspannung. In praktischen Feldversuchen konnten unter besonderen Umständen wesentlich höhere Anteile der Unsymmetrie gemessen werden, wobei eine Phase bis zu doppelt so viel Strom wie die anderen Phasen führt (Jaksic et al. 2013).

Unsymmetrien können durch eine Reihe von Ursachen in das Netz eingebracht werden (Jayatunga et al. 2014 - 2014). Während Lastunsymmetrien (Erzeugungsunsymmetrien) durch eine ungleiche Leistungsaufnahme in den Phasen durch angeschlossene Geräte verursacht werden, werden Leitungsunsymmetrien durch Ungleichheiten in der Leitungsimpedanz, z. B. durch nicht verlegte Leitungen im Netz, verursacht. Darüber hinaus werden Hintergrundunsymmetrien durch Interferenzen mit entfernten Sammelschienen verursacht und durch weiter oben liegende Quellen in den betrachteten Netzabschnitt eingebracht. Der letztgenannte Fall wird hier berücksichtigt. Schließlich können noch größere Ungleichgewichte häufig auf



Fehler, z. B. Kurzschlüsse oder Unterbrechungen einzelner Leitungen, zurückgeführt werden. Die folgenden Betrachtungen konzentrieren sich hauptsächlich auf stationäre, nicht störungsbedingte Situationen.

Bei der Beschreibung von unsymmetrischen Systemen ist es sinnvoll, zwischen der Unsymmetrie von Spannung und Strom zu unterscheiden. Sind ein- oder zweiphasige Betriebsmittel an das Netz angeschlossen, so speisen sie einen unsymmetrischen Strom in das Netz ein bzw. entnehmen ihn aus dem Netz. Die daraus resultierende unterschiedliche Belastung jeder einzelnen Leitung führt dann zu unterschiedlichen Spannungsfällen über der Netzimpedanz, die sich auf andere Verbraucher im Netz übertragen. Das resultierende Spannungsungleichgewicht hängt daher von den Leitungsparametern ab: Längere Leitungen mit höherer Impedanz sind anfälliger für Ungleichgewichte als kurze Verbindungen, während einphasige Geräte in der Nähe des Netztransformators weniger Spannungsungleichgewichte verursachen würden, wenn sie denselben unsymmetrischen Strom beziehen, als Geräte am Ende einer langen Leitung. Das X/R-Verhältnis der Leitung bestimmt die Art der Spannungsungleichheit, d. h. ob sich die Phasen der Spannung in der Amplitude oder in der Phase verschieben, wenn beispielsweise eine bestimmte Menge an Wirkstrom entnommen wird.

Als hilfreiches Werkzeug zur präzisen Beschreibung unsymmetrischer Systeme wurde hier die Fortescue-Transformation genutzt, die ein beliebiges unsymmetrisches System in drei verschiedene Komponenten unterteilt, die per Definition immer symmetrisch sind (Hase 2007). Daher kann jede dieser symmetrischen Komponenten durch die Beschreibung eines einzelnen ihrer dreiphasigen Vektoren vollständig definiert werden. Eine dreiphasige Systemspannung beispielsweise wird in einem stationären Koordinatensystem vollständig durch einen Mitsystem-Phasor V_p (*positive-sequence component*, PSC) beschrieben, der mit der Netzfrequenz in positiver Richtung rotiert, einen Gegensystem-Phasor V_n (*negative-sequence component*, NSC), der in entgegengesetzter Richtung rotiert, und einen Nullsystem-Phasor V_0 (*zero-sequence component*, ZSC) mit überlappenden Phasenvektoren mit positiver Drehung. In einem symmetrischen System gibt es nur den Phasenvektor mit positiver Drehung, so dass man den "symmetrischen Anteil" in der PSC und den "unsymmetrischen Anteil" in der NSC und ZSC ausdrücken und nach ihrer Extraktion unterschiedliche Steuerungen auf jedes System getrennt anwenden kann. Der Schwerpunkt der Untersuchungen in NR2.0 liegt auf der PSC und der NSC.

Für die folgenden Erläuterungen wird exemplarisch eine grafische Darstellung der Systemzustände gewählt (Shonin et al. 2017). Dazu kann unter den im Folgenden betrachteten stationären Bedingungen die Projektion von V_p eines symmetrischen Systems auf die komplexe Ebene anschaulich als Kreis dargestellt werden, wie in Abbildung 4.7-1 zu sehen ist. Die Summe von V_p und V_n in einem unsymmetrischen System hingegen wandelt als Summe zweier gegenläufiger Vektoren den Kreis in eine elliptische Form. Symmetrische Komponenten von Spannungen und Strömen werden in den folgenden Betrachtungen verwendet. In ähnlicher Weise kann jede Impedanz in eine positive und eine negative Folgeimpedanz, Z_p und Z_n , zerlegt werden, auf die die jeweiligen Folgekomponenten unabhängig voneinander wirken. Für die hier verwendeten passiven Elemente und Lasten kann angenommen werden, dass $Z_p=Z_n$ (Hase 2007). Diese Annahme gilt jedoch nicht grundsätzlich, beispielsweise nicht bei rotierenden Lasten, die jedoch in den folgenden Ausführungen nicht betrachtet werden.

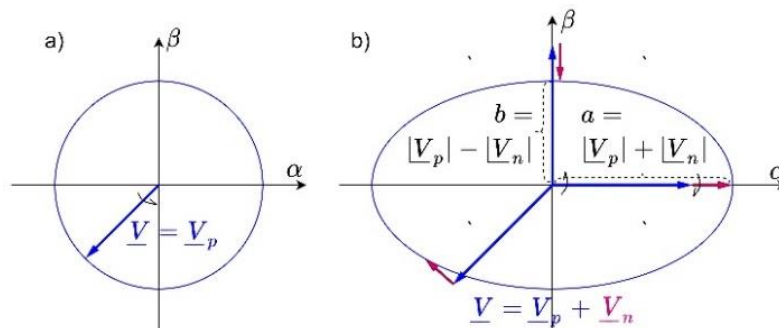


Abb. 4.7-1: Darstellung des Zeigersystems in der komplexen stationären Ebene. a) Symmetrischer PSC-Zeiger auf einem Kreis b) Asymmetrischer Zeiger mit PSC und gegenläufigem NSC bildet eine Ellipse

Ein Wechselrichter, der unsymmetrischen Systemen ausgesetzt ist, muss die schwankende Leistungseinspeisung durch seine internen Zwischenkreiskondensator abdecken. Während dies das Standard-Betriebs-szenario für einphasige Wechselrichter ist, die für diesen Betrieb ausgelegt sind, werden die vergleichsweise kleineren internen Zwischenkreiskondensatoren von dreiphasigen Wechselrichtern, die für eine



konstante Stromversorgung ausgelegt sind und kritische Komponenten für die Lebensdauer des Wechselrichters darstellen, unter unsymmetrischen Bedingungen stärker belastet (H. R. Andersen et al. 2008). Die Bedingungen für den Betrieb eines Wechselrichters unter asymmetrischen Netzbedingungen werden deshalb im Folgenden untersucht.

Es wird ein vereinfachtes Modell einer Niederspannungsverteilsnetzleitung, wie in Abbildung 4.7-2 dargestellt, betrachtet. Der Prüfstand besteht aus einer dreiphasigen starren Spannungsquelle, die eine definierte Gegenspannung für die nachfolgende Leitung stellen kann und damit als Quelle für eine Spannungsunsymmetrie im Netz wirkt, die sich entweder über große Verbraucher, Generatoren oder das Versorgungsgebiet ausbreiten. Letzteres besteht aus zwei pauschal parametrisierten Leitungsimpedanzen, die jeweils eine 400-V-Leitung von 500 m Länge darstellen (Heuck et al. 2010), wodurch sich eine recht lange und schwache Netzanbindung für den Wechselrichter ergibt. Die Leitung ist in der Mitte mit einem aggregierten Lastelement verbunden, das auf eine Wirkleistung von 9 kW eingestellt ist und andere symmetrische Verbraucher repräsentiert, deren Spannungsqualität im Laufe der folgenden Versuche bewertet werden soll. Am Ende der Leitung befindet sich ein netzbildender Wechselrichter mit einer willkürlich gewählten Nennleistung von $S_{GFI,nom} = 10 \text{ kVA}$ eingestellt, wobei nur eine Wirkleistung von $P_{GFI} = 5 \text{ kW}$ eingespeist wird.

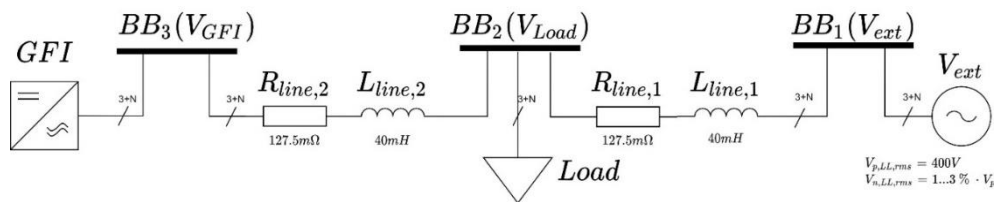


Abb. 4.7-2: Verwendetes Niederspannungs-Netzmodell

Da hochdynamische Effekte für den Prüfstand von keinem besonderen Interesse sind, wird der Wechselrichter als gemittelte dreiphasige Modellspannungsquelle implementiert, die so gesteuert wird, dass sie ihren Wirk- und Blindleistungsausgang aktiv stabilisiert, indem sie den Parametern der vorgegebenen Spannung folgt. Der implementierte Regelalgorithmus ist der im Projekt weiterentwickelte VCI-Regler, dargestellt in Abbildung 4.7-3 (Laudahn et al. 2016; Unruh et al. 2020a). Bei diesem Regler wird die Wirkleistung des Wechselrichters im Allgemeinen durch Anpassung des Spannungsphasenwinkels relativ zum externen Netz und die Blindleistung durch Nachführung der Spannungsamplitude des Wechselrichters relativ zur externen Spannungsamplitude geregelt. Erstere steht hier im Mittelpunkt, die Blindleistung wird auf null geregelt. Zwischen diesen Parametern bestehen Wechselwirkungen, die jedoch durch geeignete Entkopplungsverfahren beseitigt werden können.

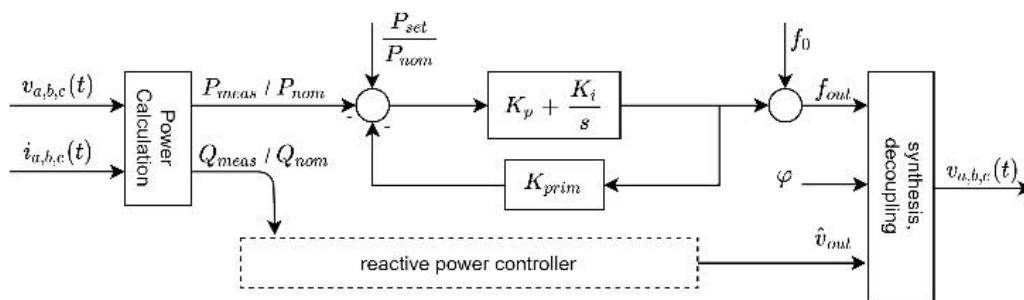


Abb. 4.7-3: Leistungsregelung des netzbildenden Wechselrichters

Die für den Regler verwendeten Parameter sind in Tabelle 4.7-1 dargestellt.



Tabelle 4.7-1: Parameter des Leistungsreglers

GFI	Leistungsregler	
	<i>Parameter</i>	<i>Wert (p.u.)</i>
	K _p	0,063
	K _i	0,52
	K _{prim}	0,1
	T _{powerCalc} (PT1)	0,1 s

Bei dieser Regelung muss die externe Spannung nicht bekannt sein, da die Ausgangsleistung des Wechselrichters als indirekter Indikator dient. Folglich muss ein GFI-Regler nicht mit einer Phasenregelschleife (PLL) oder ähnlichen Mitteln zur Bestimmung des Phasenwinkels des Netzes ausgestattet sein, wenn die Ausgangsleistung des Wechselrichters durch momentane Spannungs- und Strommessung unter Verwendung der Theorie der Momentanleistung, wie in (Akagi et al. 2007), bestimmt wird. Die Messung der Momentanleistung setzt jedoch implizit die Symmetrie der gemessenen Abtastwerte voraus. Wenn diese Annahme verletzt wird, weicht die gemessene Leistung vom physikalischen Leistungsfluss ab und beeinflusst die Leistung des Reglers. Als grundlegende Demonstration der Auswirkungen einer solchen Regelung in unsymmetrischen Netzen wird die folgende Simulation durchgeführt.

In der Simulation wird der Wechselrichter zunächst streng als symmetrische Spannungsquelle betrieben, wobei die gemessene Momentanleistung als Eingang in den Leistungsregler eingespeist wird. Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 4.7-4 dargestellt. Bei $t_{start} = 0,5$ s erhält die Gegenspannung V_{ext} ein Offset von $|V_{n,ext}| = 3\% * |V_{p,ext}|$ bis $t_{stop} = 1,5$ s. Das erste Diagramm in der Abbildung zeigt die an der externen Quelle und am Anschlusspunkt des GFI gemessene Gegensystemspannung. Das zweite Diagramm zeigt die momentane Leistung des GFI (blau) sowie die berechnete Schwingungsamplitude der GFI-Leistung um ihren Sollwert (orange).

Wie man sieht, beginnt die Ausgangsleistung des Wechselrichters in dem Moment, in dem ein größerer Anteil an Gegenspannung im Netz auftritt, stark um den früheren stationären Sollwert von 5 kW bei 100 Hz zu schwingen. Die Amplitude der Oszillation ist für reale Geräte nicht unbedingt aussagekräftig, da ihr Ausgangsfilter auch zur Dämpfung der Oszillation dienen sollte. Es kann jedoch festgestellt werden, dass die aufgezwungene Gegensystemspannung auf der stromaufwärts gelegenen Seite der Leitung vollständig durch den Wechselrichter kompensiert wird, der weiterhin eine symmetrische Spannung auf der stromabwärts gelegenen Seite der Leitung erzwingt, wodurch sich auch die Spannungsqualität für die Last verbessert.

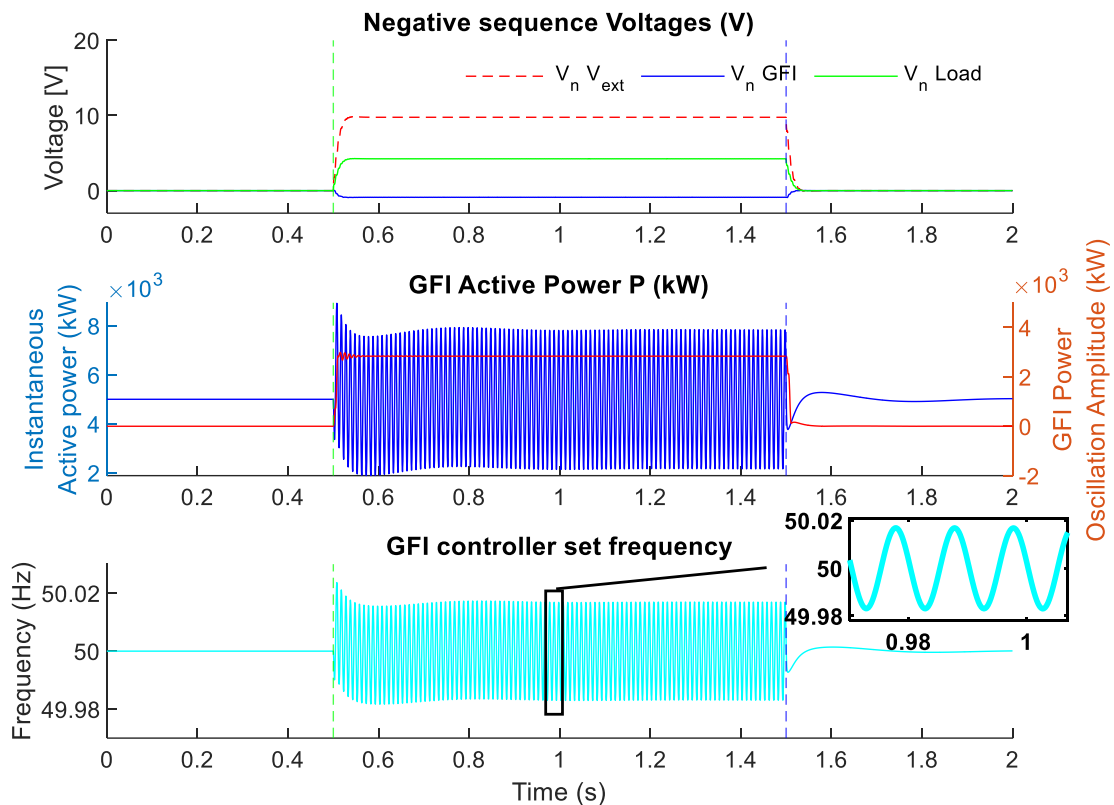


Abb. 4.7-4: Betrieb eines netzbildenden Wechselrichters mit Momentanleistungsmessung an einem unsymmetrischen Netz

Wie oben beschrieben, überträgt der Wechselrichter, dessen Leistungsabgabe über eine Leitung von der Spannungsdifferenz abhängt, unterschiedliche Leistungsmengen über jede Phase, was zu einer Oszillation führt. Dies führt wiederum dazu, dass der Sollwert des Wirkleistungsreglers entsprechend seiner Bandbreite mit 100 Hz oszilliert. Die Kleinsignalübertragungsfunktion des Reglers von der Frequenz zur Leistungsmessung kann anhand von Abbildung 4.7-3 berechnet werden zu:

$$\frac{\partial f_{out}}{\partial P_{meas}} = -\frac{1}{P_{nom} K_{prim} K_p T_{PT1} s^2 + (K_i + T_{PT1} + 1)s + K_i + 1} (K_p s + K_i) \quad (7)$$

Die Empfindlichkeit des Reglers gegenüber einer 100-Hz-Schwingung beeinflusst daher die Frequenzschwingung in der betrachteten Auslegung um:

$$\left. \frac{\partial f_{out}}{\partial P_{meas}} \right|_{s=j*(2\pi*100\text{Hz})} = -1.59 * 10^{-6} \frac{\text{Hz}}{\text{W}} \quad (8)$$

Diese Oszillation der Leistungsabgabe wäre unter realen Netzbedingungen nicht akzeptabel und würde zu schnellen Ausfällen der Leistungselektronik führen. Daher musste die Wechselrichtersteuerung für den Betrieb in unsymmetrischen Umgebungen erweitert werden. Der hier vorgestellte Ansatz identifiziert die einzelnen symmetrischen Komponenten der gemessenen Spannungen und Ströme des Wechselrichters und implementiert verschiedene Regler, um die Stabilität des Wechselrichters im Netz zu erhöhen. Um dies zu erreichen, wird eine entkoppelte Doppelsynchronreferenz-PLL (*Decoupled Double Synchronous Reference Frame*, DDSRF-PLL) für die Phaseninformation und Komponentenextraktion der Messungen implementiert. Die DDSRF-PLL transformiert nach der arithmetischen Extraktion der Nullsequenz das unsymmetrische dreiphasige Eingangssignal mit Hilfe der Park-Transformation in zwei rotierende Bezugszeiger. Einer der Bezugszeiger rotiert in positiver Richtung mit der Netzfrequenz, der andere in negativer Richtung. Unter



der Annahme korrekter Phaseninformation in diesem Bezugssystem ist also entweder das Mitlauf- oder das Gegenlaufsignal konstant, während das andere nun mit ± 100 Hz oszilliert.

Der konstante Anteil jedes Zeigers wird als Schätzer für die Komponente verwendet und zum Antrieb eines Oszillators mit doppelter Netzfrequenz genutzt. Diese 100-Hz-Oszillation wird verwendet, um die oszillierende Komponente im jeweils anderen System arithmetisch zu eliminieren, wodurch die Bezugszeiger "entkoppelt" werden und eine saubere Extraktion der positiven und negativen Phasenkomponenten in Verbindung mit einem Tiefpass-Ausgangsfiler ermöglicht wird. Wenn die Phaseninformation korrekt ist, kann gezeigt werden, dass die Komponentenextraktion asymptotisch stabil und genau ist und selbst bei kleinen Oberwellen, die dem Signal überlagert sind, gut funktioniert (Teodorescu et al. 2011a). Wenn die Phaseninformation nicht genau ist, ergibt die positive und negative Referenztransformation eine q-Komponente, die zur Nachführung der PLL-Einheit und damit zur Extraktion der Phaseninformation aus dem Signal verwendet wird. Je nach Design kann eine DDSRF-PLL die korrekten symmetrischen Komponenten innerhalb einer Phasenperiode extrahieren. Eine genauere Beschreibung dieser Einheit findet sich unter (Rodriguez et al. 2007). Eine vereinfachte Übersichtsdarstellung der DDSRF-PLL ist in Abbildung 4.7-5 zu sehen.

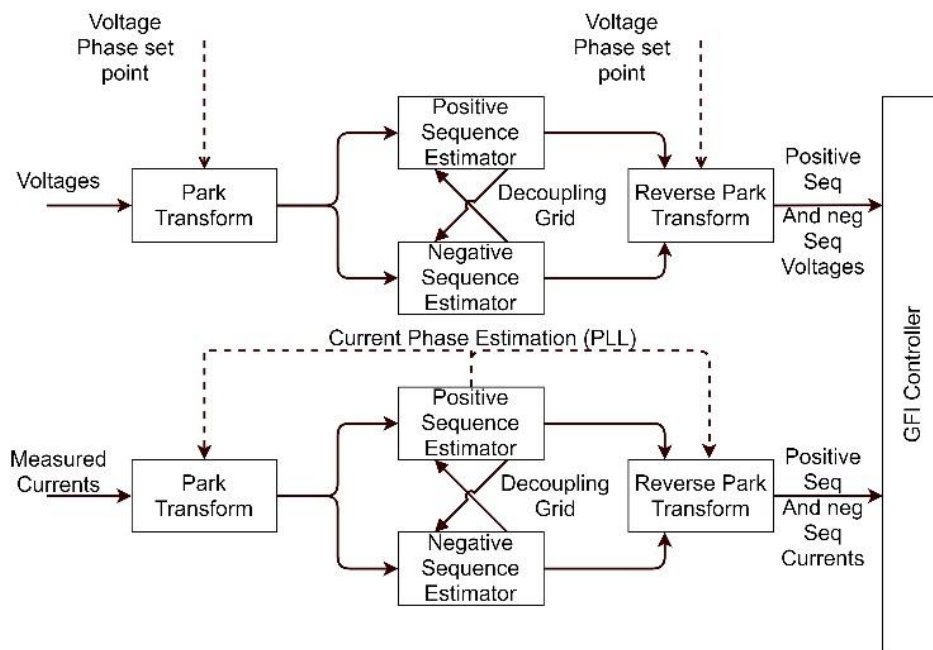


Abb. 4.7-5: Überblick über den Aufbau der modellierten DDSRF-PLL

Der mit der PLL ausgestattete Wechselrichter wird so gesteuert, dass er im folgenden Versuch nur die Mitsystemspannung und den Mitsystemstrom als Eingänge für seinen internen Sollwert verwendet. Die anderen Simulationsparameter bleiben identisch mit denen des letzten Versuchs. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.7-6 dargestellt. Das dritte Diagramm in dieser Grafik zeigt, dass die internen Regler des Wechselrichters nur zu Beginn und am Ende des in das Netz eingebrachten Ungleichgewichts vorübergehende Abweichungen in ihren Sollwerten erfahren, während sich die PLL einpendelt. Der Effekt einer symmetrischen Spannungsquelle, die unsymmetrischen Strom liefert, bleibt jedoch bestehen. Für das Netz ist dieser Effekt hilfreich, da er das Ausmaß der Unsymmetrie verringert, die eine dritte Komponente, wie die aggregierte Last im Modell, erfahren würde.

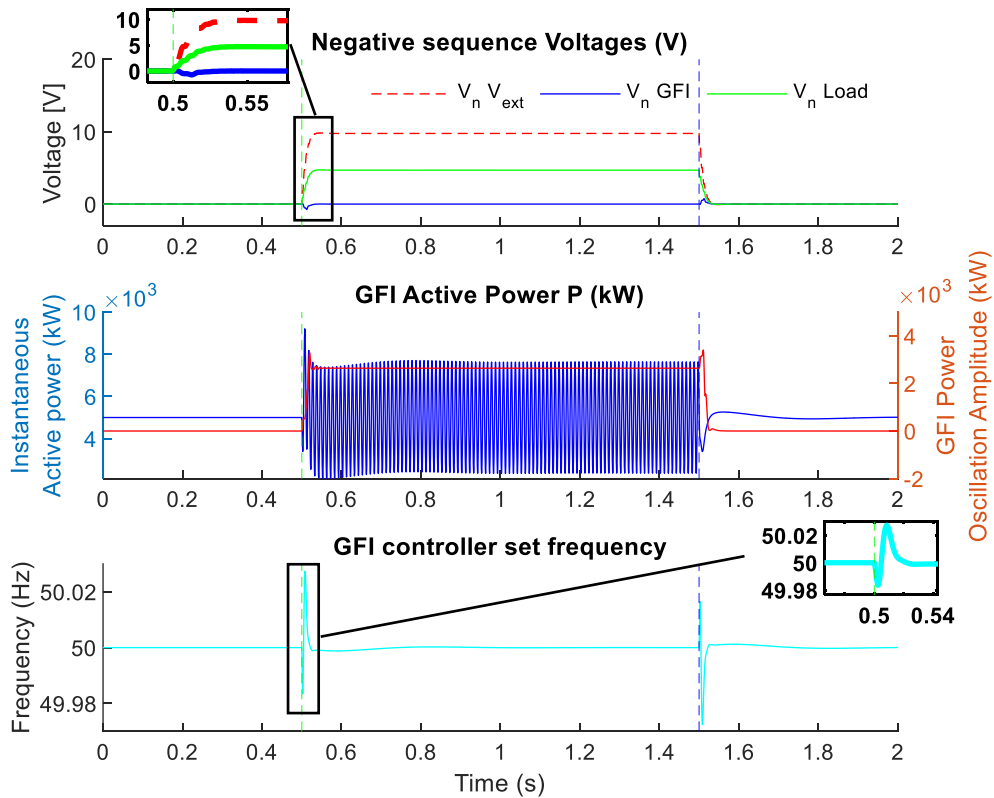


Abb. 4.7-6: Der netzbildende Wechselrichter, erweitert um eine DDSRF-PLL bei unsymmetrischem Netz

Dieser Effekt wird insbesondere dann deutlich, wenn man die Gegensystemspannung an der Last mit und ohne Wechselrichter im Netz vergleicht, wie in Abbildung 4.7-7 dargestellt. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Betrieb eines GFI als symmetrische Spannungsquelle zwangsläufig zu Leistungsschwankungen führt, da dem Wechselrichter Gegensystemstrom entnommen wird. Es zeigt sich jedoch auch, dass ein netzbildender Wechselrichter, der nur auf die Mitstromkomponente geregelt wird, wirksam zur Reduzierung der Spannungsasymmetrie im Netz beitragen kann.

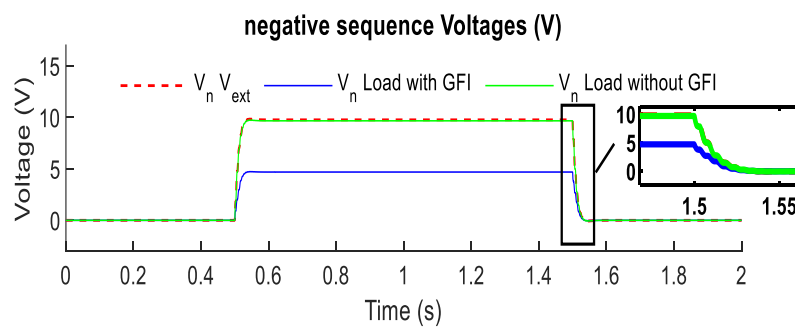


Abb. 4.7-7: Verlauf der Gegensystemspannung an der Last mit und ohne GFI

Die Aufteilung der Spannungs- und Strommessung in ihre symmetrischen Komponenten erweitert die Regelungsstrategien des Wechselrichters um verschiedene Freiheitsgrade und ermöglicht die Entwicklung völlig unterschiedlicher Verhaltensweisen des Wechselrichters in jeder Komponente. Die zusätzlichen Informationen über die Höhe des vom Wechselrichter entnommenen Gegenstroms ermöglichen es ihm beispielsweise, auf unterschiedliche Weise auf unsymmetrische Bedingungen zu reagieren. In jedem Fall müsste das mögliche Reaktionsspektrum die Belastung des Wechselrichters, hier dargestellt in Form von Leistungsschwankungen, gegen die Auswirkungen auf das Netz abwägen. Neben der Möglichkeit, Spannungsunsymmetrien bei höheren Leistungsschwankungen zu verringern, könnte ein weiteres, häufiger angestrebtes Regelungsziel darin bestehen, solche Schwankungen im Hinblick auf den Schutz des



Wechselrichtersystems zu minimieren. Diese beiden Fälle werden als Extrema im Folgenden betrachtet und anschließend bewertet.

Zunächst wird die Wechselrichterregelung so ausgelegt, dass Spannungsunsymmetrien aktiv ausgeglichen werden. Dieses Regelungsziel kann sich dabei auf einen einzelnen Punkt, z.B. den Anschlusspunkt einer empfindlichen Last, oder auf mehrere Punkte, an denen die Unsymmetrie ausgeglichen werden soll, beziehen. Eine Motivation dafür könnte beispielsweise sein, auf diese Art den Netzausbau von Abschnitten, in denen Spannungsunsymmetrien nur sporadisch auftreten, zu vermeiden. Für explizite Punktverschiebungen benötigt der Wechselrichter die entsprechenden Informationen mittels Spannungsmessungen am Zielort, was in den hier vorgestellten Simulationen vorausgesetzt wird.

Der Unsymmetrie-Regler könnte also die Aufgabe erhalten, die Spannungsasymmetrie in einem ausgewählten Teil des Netzes zu minimieren. Dazu müsste der Wechselrichter selbst zu einer unsymmetrischen Spannungsquelle werden. Zu diesem Zweck überlagert der Unsymmetrie-Regler des Wechselrichters die Ausgangsspannung mit einer Gegensystemkomponente, um das Regelungsziel zu erreichen. Ein doppelter Spannungsteiler am Aufbau in Abb. 4.7-2 zeigt, dass der Wechselrichter die Gegensystemspannung an der Last beeinflussen kann. Vorausgesetzt, dass die Gegensystemspannung vollständig kompensiert werden soll, gilt:

$$\underline{V}_{n,load} = Y_{n,A} * (\underline{Z}_{n,l1} * \underline{V}_{n,GFI} + \underline{Z}_{n,l2} * \underline{V}_{n,ext}) \stackrel{!}{=} 0 \tag{9}$$

Mit:

$$Y_{n,A} = \frac{\underline{Z}_{n,load}}{\underline{Z}_{n,l1}^2 + \underline{Z}_{n,load}(\underline{Z}_{n,l1} + \underline{Z}_{n,l2})} \tag{10}$$

Die Lösung für den erforderlichen GFI-Spannungsausgang ergibt sich zu:

$$\underline{V}_{n,GFI} = -\underline{V}_{n,ext} * (\underline{Z}_{n,l2} / \underline{Z}_{n,l1}) \tag{11}$$

Wie gezeigt, muss der Wechselrichter eine lokale unsymmetrische Spannung in entgegengesetzter Richtung aufrechterhalten, um eine Fern-NSC-Spannungsverschiebung zu erreichen, was sich wiederum negativ auf seine lokale Spannungsqualität auswirkt. Eine qualitative Skizze der Phasoren in dieser Situation ist in Abbildung 4.7-8 dargestellt.

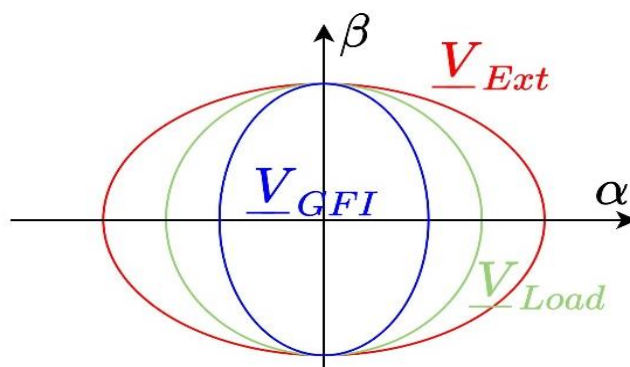
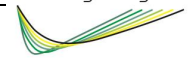


Abb. 4.7-8: Prinzipskizze zur Verbesserung einer Spannungsunsymmetrie an einem entfernten Punkt durch den Einsatz eines GFI

Da in diesem Prüfstand GFI, Last und externe Quelle durch gleich große Leitungsimpedanzen getrennt sind, würde sich die Größe der Gegensystemspannung in diesem speziellen Fall genau ausgleichen. Die Gegensystemspannung am GFI müsste mit größerem Abstand zwischen dem Wechselrichter und dem Regelziel erhöht werden. Da $\underline{V}_{n,ext}$ dem GFI nicht bekannt ist, wird ein Regler $\underline{V}_{n,GFI}$ auf der Grundlage von Gl. (7) anpassen. Da die Strecke in Gl. (6) keine dynamischen Elemente enthält, wird der Gegensystem-Spannungsregler als einfacher Integrator implementiert, um stationäre Genauigkeit zu erreichen:



$$V_{n,GFI,set} = T_i / S * (V_{n,load,set} - V_{n,load,meas}) / V_{p,GFI} \quad (12)$$

Mit $T_i / V_{p,GFI} := 1, V_{n,load,set} := 0$.

In Abbildung 4.7-9 wird der Umrichter mit aktiviertem Unsymmetrieregler ausgeführt:

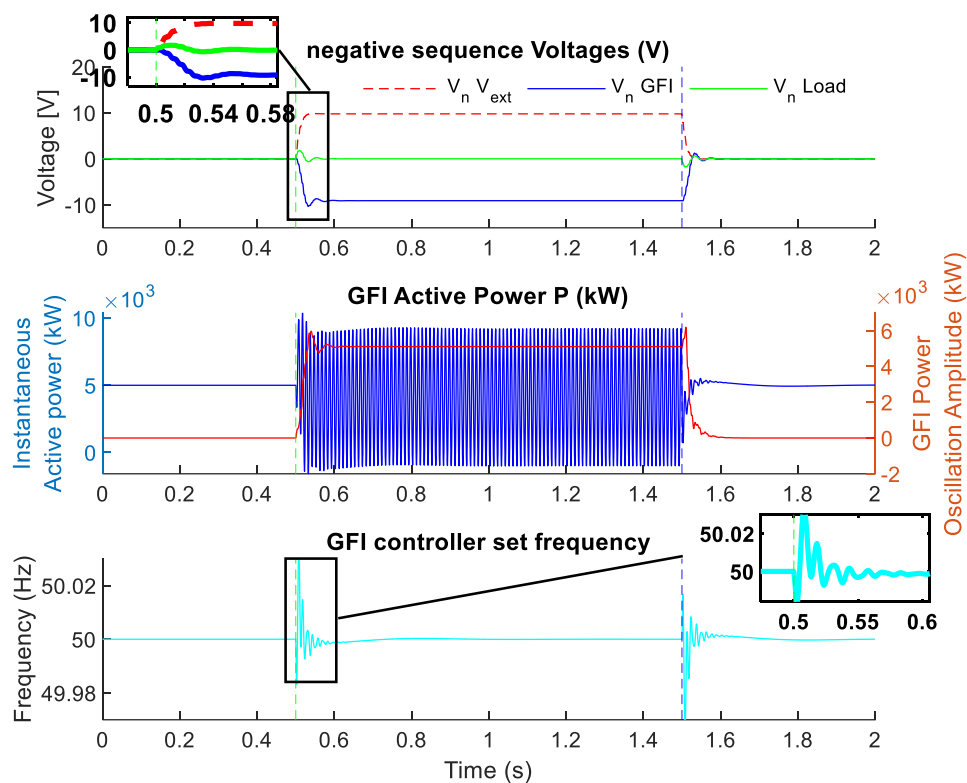


Abb. 4.7-9: Betrieb des Unsymmetriereglers zur Kompensation der Gegensystemspannung im Netz

Die Ergebnisse zeigen, dass der Wechselrichter aktiv Gegensystemkomponenten ausgleichen und somit die Spannungsqualität an entfernten Orten verbessern kann, wenn Messungen von diesem Ziel vorliegen ($V_{n,load} = 0$). Dieser Betrieb geht jedoch mit einer noch höheren Leistungsschwingung einher, da der Wechselrichter gegen einen steileren Unsymmetriegradierten über die Leitung arbeiten muss. Natürlich muss die Zielgegensystemspannung nicht vollständig ausgeglichen werden, es ist auch möglich, ihre Größe nur zu verringern, um die Belastung des Wechselrichters zu begrenzen. Dieser Modus funktioniert am effektivsten bei empfindlichen Lasten in geringer elektrischer Entfernung zum Wechselrichter. Während Spannungsunsymmetrien bei höherer Leistungsschwingung verringert werden können, könnte ein weiteres häufig genutztes Regelungsziel auch darin bestehen, solche Schwingungen mit dem Schutz des Wechselrichtersystems als Ziel zu minimieren. Im Folgenden werden mögliche Implementierungen von Steuerungen diskutiert, die dieses Ziel erreichen. Zunächst wird der Ansatz versucht, die negative Folgestromkomponente des Wechselrichters zu minimieren. In diesem Szenario wird die Gegensystem-Ausgangsspannung des Wechselrichters so gesteuert, dass der Gegensystem-Ausgangsstrom des Wechselrichters minimiert wird: Bei der Beschreibung der Übertragungsfunktion des Anlagenstroms auf den NSC-Spannungsausgang des Wechselrichters kann aus Abbildung 4.7-2 die folgende Beziehung hergestellt werden.“

$$I_{n,GFI} = \frac{U_{n,Ext} - U_{n,GFI}}{Z_{n,l1} + Z_{n,l2}} \quad (13)$$



Da diese Beziehung identisch mit der Standardkonfiguration ist, über die der GFI im Mitsystem gesteuert wird, wie im Detail in (Laudahn et al. 2016) beschrieben, gelten dieselben Überlegungen für zwei Spannungsquellen, die durch eine Netzimpedanz getrennt sind, und ein identischer Regler wurde für das Gegensystem verwendet. Die folgende Simulation aus Abbildung 4.7-10 zeigt das Ergebnis dieses Reglers im Betrieb:

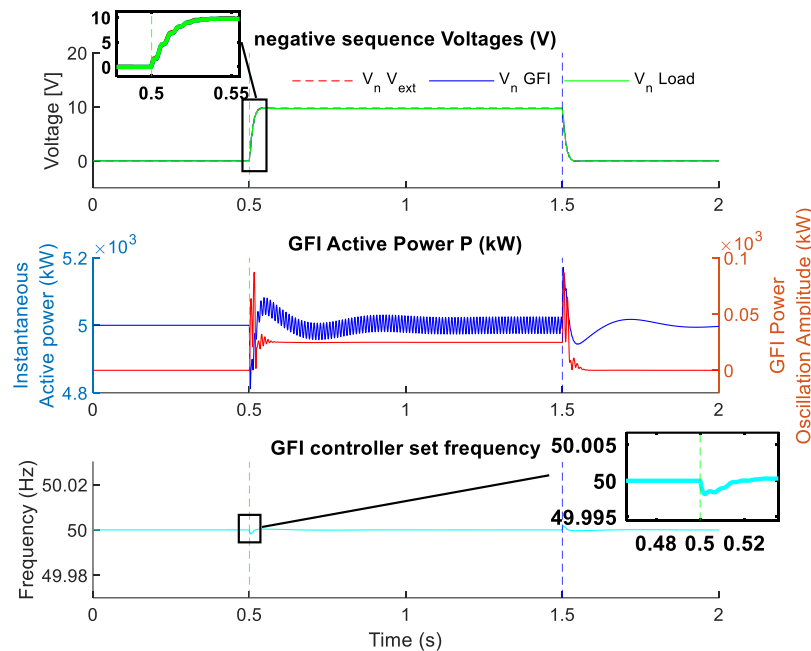


Abb. 4.7-10: Betrieb des Gegensystemreglers zur Ausregelung des Gegensystemstroms beim netzbildenden Umrichter

Wie dargestellt, verringert der Betrieb des Wechselrichters als asymmetrische Spannungsquelle, um die Asymmetrie in seinem Stromausgang zu minimieren, die Leistungs- und Frequenzschwingung erheblich. Symmetrischer Strom wird erreicht, wenn der Wechselrichter die negative Folgenkomponente in der Spannung nachahmt, die von der externen Spannungsquelle auferlegt wird. Daher hat der Wechselrichter auch fast keinen positiven Effekt auf die Verbesserung des Spannungsungleichgewichts im Netz durch diesen Betriebsmodus. Die Frage bleibt, ob dieser Betriebspunkt auch ein absolutes Minimum an Leistungsschwingung bedeutet, das für den Wechselrichter erreicht werden kann. Bei dem Versuch, dies weiter zu optimieren, wird der GFI für einen längeren Zeitraum derselben Unsymmetrie wie oben ausgesetzt und seine Gegensystem-Ausgangsspannung wird langsam variiert, während die Schwingungsamplitude des Wechselrichters um seinen Sollwert gemessen wird. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.7-11 dargestellt:

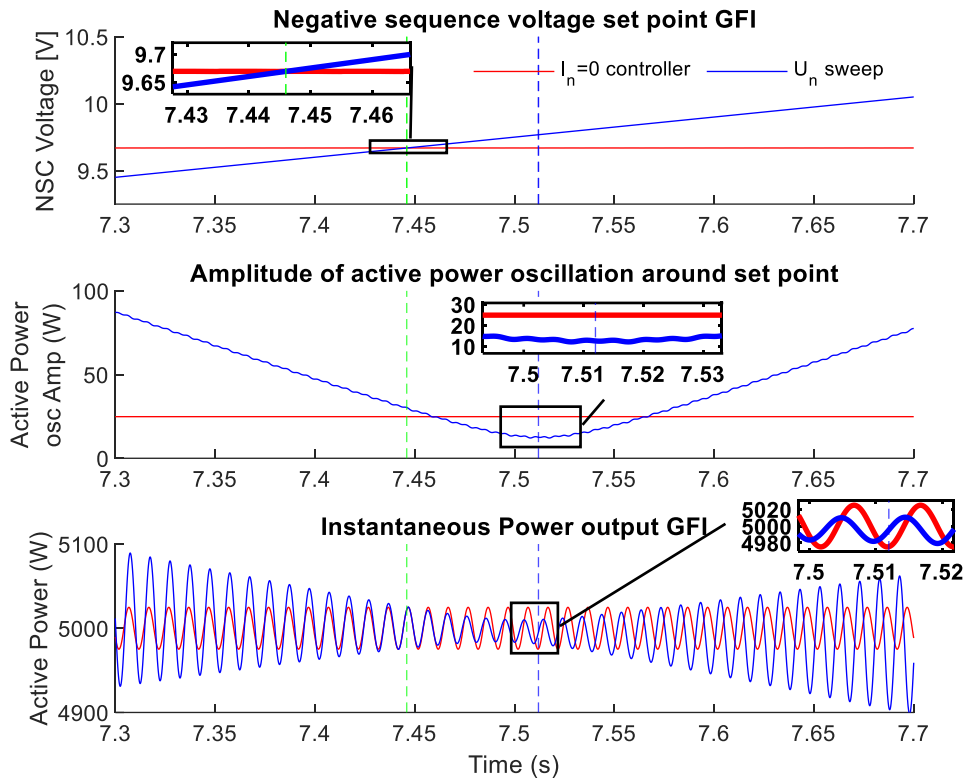


Abb. 4.7-11: Variation der Gegensystem-Spannung und Darstellung der Leistungszosillation

In diesem Diagramm wird dieser Durchlauf (blau) mit der Leistung des Controllers verglichen, der versucht, $I_{(n,GFI)}$ (rot) zu minimieren. Im Vergleich dazu kann man sehen, dass das Minimieren von $I_{(n,GFI)}$ (grüne gestrichelte Linie) nicht optimal ist, wenn man versucht, die Leistungsschwankungen zu minimieren. Stattdessen erscheint in der Durchsicht ein Betriebspunkt als optimaler Betriebspunkt (blaue gestrichelte Linie), der die GFI-Leistung um etwa 60 % weniger (~10 V statt 25 V Schwingungsamplitude) schwanken lässt. Wenn $I_{(n,GFI)}$ minimiert wird, bleibt ein Restschwingung übrig, der daher rührt, dass bei $I_{(n,GFI)}=0$ identische Stromamplituden über die Phasen mit unterschiedlichen Spannungsamplituden (oder unterschiedlichen Phasenwinkelabweichungen) transportiert werden und dadurch ein Ungleichgewicht in der Leistungsübertragung entsteht. Dies ist qualitativ skizziert in Abbildung 4.7-12:

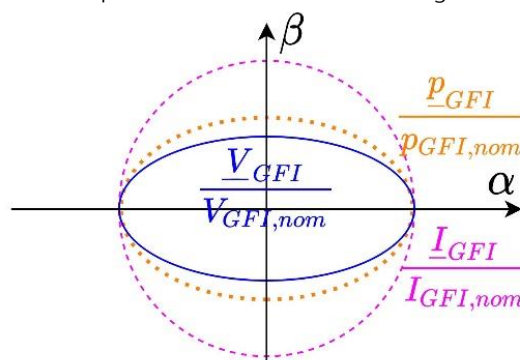


Abb. 4.7-12: Prinzipzeichnung: Leistungszosillation bei Transport von komplett symmetrischem Strom über eine unsymmetrische Spannung

Ein Minimum an Leistungsschwankungen wird erreicht, wenn $V_{n,GFI}$ etwas größer ist als der Gegensystem-Stromregler verlangen würde. Im Allgemeinen müsste der Wechselrichter, um Leistungsschwankungen zu minimieren, sowohl Gegensystemstrom- als auch -spannungskomponenten in das Netz einspeisen. Die zweite Grafik auf Abbildung 4.7-11 zeigt jedoch eine hochgradig nichtlineare Korrelation zwischen Leistungsschwankungen und $V_{n,GFI}$, die bei direkter Regelung durch einfache lineare PID-Regler nicht stabil wäre. Stattdessen ist es hilfreich, beim Versuch, den Betriebspunkt mit minimaler Schwingung zu finden, wieder auf die Ellipsen-Analogie von oben zurückzugreifen: Konstante Leistung sollte übertragen



werden, wenn die Spannung in Reaktion auf einen asymmetrischen Strom so eingestellt wird, dass das Produkt der beiden Ellipsen einen Kreis bildet:

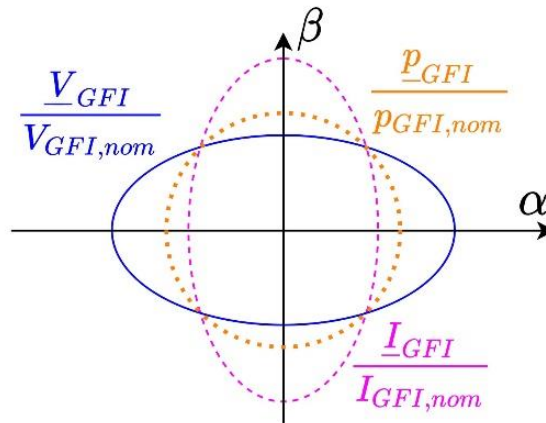


Abb. 4.7-13: Prinzipzeichnung: minimierte Leistungsoszillation bei Ausgleich von Unsymmetrie im Strom durch die gestellte Spannung

Wenn der Phasor für den Strom eine Ellipse mit der Hauptachse auf der Ordinate bildet, dann muss der Spannungsphasor seine Hauptachse auf der Abszisse haben. Wie in Abbildung 4.7-13 gezeigt, wird die Hauptachse beschrieben, wenn sich der positive und negative Phasor überlagern, die Nebenachse, wenn die Komponenten negativ interferieren. Wenn also der Stromphasor durch die Ellipsengleichung beschrieben wird:

$$\frac{x^2}{(I_p - I_n)^2} + \frac{y^2}{(I_p + I_n)^2} = 1 \quad (14)$$

Und der Spannungsphasor des Wechselrichters folgendermaßen dargestellt wird:

$$\frac{x^2}{(V_p + V_n)^2} + \frac{y^2}{(V_p - V_n)^2} = 1 \quad (15)$$

Muss das Produkt beider einen Kreis mit konstanter Leistung P_c auf beiden Achsen ergeben:

$$\left(\frac{x^2}{(I_p - I_n)^2} + \frac{y^2}{(I_p + I_n)^2} \right) * \left(\frac{x^2}{(V_p + V_n)^2} + \frac{y^2}{(V_p - V_n)^2} \right) \stackrel{!}{=} \frac{x^2}{P_c^2} + \frac{y^2}{P_c^2} \quad (16)$$

Bei $y = 0$, ergibt die rechte Seite der Gleichung $=1$ ergibt $x = P_c$, daher

$$P_c^2 = (V_p + V_n) * (I_p - I_n) \quad (17)$$

Bei $x = 0$, ergibt sich $y = P_c$:

$$P_c^2 = (V_p - V_n) * (I_p + I_n) \quad (18)$$

Die Lösung von Gleichung (17) and (18) nach V_n ergibt den Arbeitspunkt des Wechselrichters für minimierte Leistungsoszillation zu:

$$V_n = \frac{I_n}{I_p} * V_p \quad (19)$$

Die Implementierung dieses Reglers gestaltet sich in der Praxis schwierig bei kleinen Belastungen.

Mit kleinem I_p im Nenner zeigt der Wechselrichter Tendenzen, auf kleine Störungen mit großem V_n zu reagieren. Daher wird der Regler mit einer Schleife implementiert, die ähnlich wie der vorherige Regler V_n stellt, so dass ein Ziel- I_n aus Gleichung (19) gesetzt wird:

$$I_{n,set} = \frac{V_n}{V_p} * I_p \quad (20)$$

Die nachfolgende Abbildung 4.7-14 vergleicht die Performance des Reglers zum Sweep des vorherigen Durchlaufs:

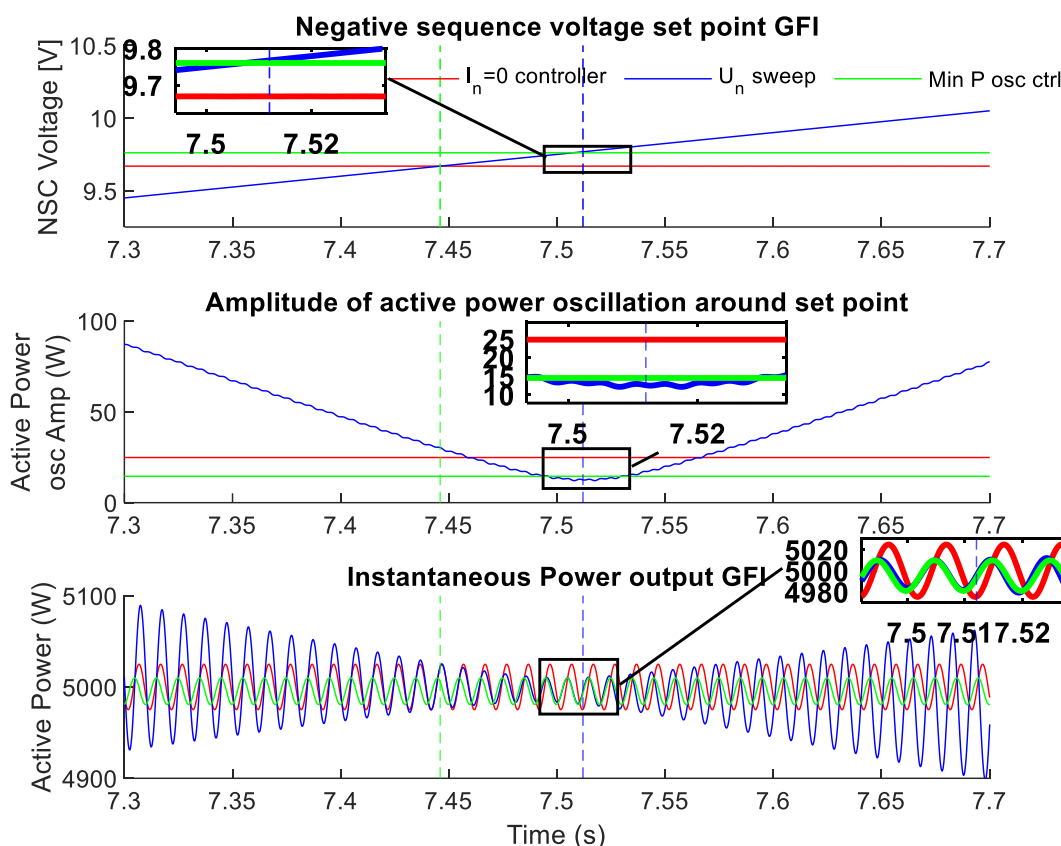


Abb. 4.7-14: Betrieb des Gegensystem-Reglers mit dem Ziel der minimalen Leistungsszillation im Vergleich zum sweep

Wie dargestellt, arbeitet der Regler stabil im Punkt der minimalen Schwingung, der im vorherigen Durchlauf erkennbar ist. Es ist jedoch immer noch eine kleine verbleibende Oszillation zu sehen.

In der Praxis sind möglicherweise weder das Betreiben mit vollständig symmetrischer Spannung noch das Minimieren von Leistungsschwankungen die gewünschten Betriebsziele. Stattdessen könnte ein Betriebspunkt, bei dem beide Ziele in geringerem Maße erreicht werden, eine machbare Strategie sein, um partielle Netzstützung bei gleichzeitigem Umrichterschutz zu erzielen. Um dies zu erreichen, kann ein $V_{n,set}$ zwischen Null und dem Betriebspunkt aus Gleichung (20) gewählt werden, entsprechend dem relativen Gewicht der beiden Ziele. Ein möglicher Ansatz zur Implementierung beider Ziele in derselben Einheit, der in diesem Arbeitspaket versucht wird, wäre die Erweiterung des obigen Reglers um eine virtuelle Gegensystemadmittanz $Y_{v,n}$, die im Mitsystem nicht vorhanden ist, wie in Abbildung 4.7-15 skizziert:

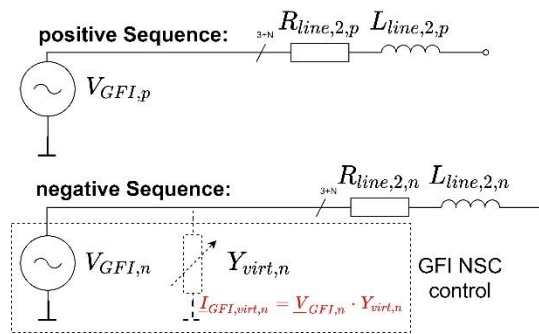


Abb. 4.7-15: Prinzipskizze zur virtuellen Gegenseystemadmittanz

Diese Admittanz wirkt als negative Rückkopplungsschleife, um einen höheren Grad an Symmetrie in der Ausgangsspannung durch Schwächung des Gegenseystemreglers zu erzwingen, abhängig von ihrer Auslegung. Da sie nur im Regler vorhanden ist, kann sie frei definiert und während des Betriebs geändert werden und beeinflusst nur das Gegenseystemverhalten des Wechselrichters. Die Implementierung im Regler ist in Abbildung 4.7-16 dargestellt:

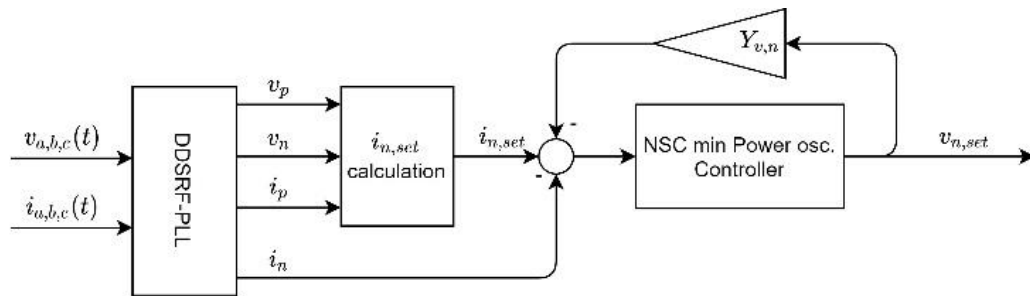


Abb. 4.7-16: Implementierung der virtuellen Gegenseystemadmittanz

Dieser Betrieb wird in der folgenden Simulation getestet. Nachdem der Wechselrichter bei $t=0,5$ s unsymmetrischen Bedingungen ausgesetzt wurde, agiert der Regler wie zuvor, um die Leistungsschwingungen zu minimieren. Bei $t=0,8$ s wird die virtuelle Admittanz anschließend in Schritten von $0,3$ S alle $0,2$ s bis $t=3$ s gemäß Abbildung 4.7-17 erhöht. Der Umrichter verbessert daraufhin die Spannungsqualität bei gleichzeitig stärkerer Leistungssoszillation. Dies kann natürlich auch stufenlos oder nach einem Regelungsziel erfolgen. Bei $t=3,5$ s wird die Unsymmetrie durch die externe Quelle beendet:

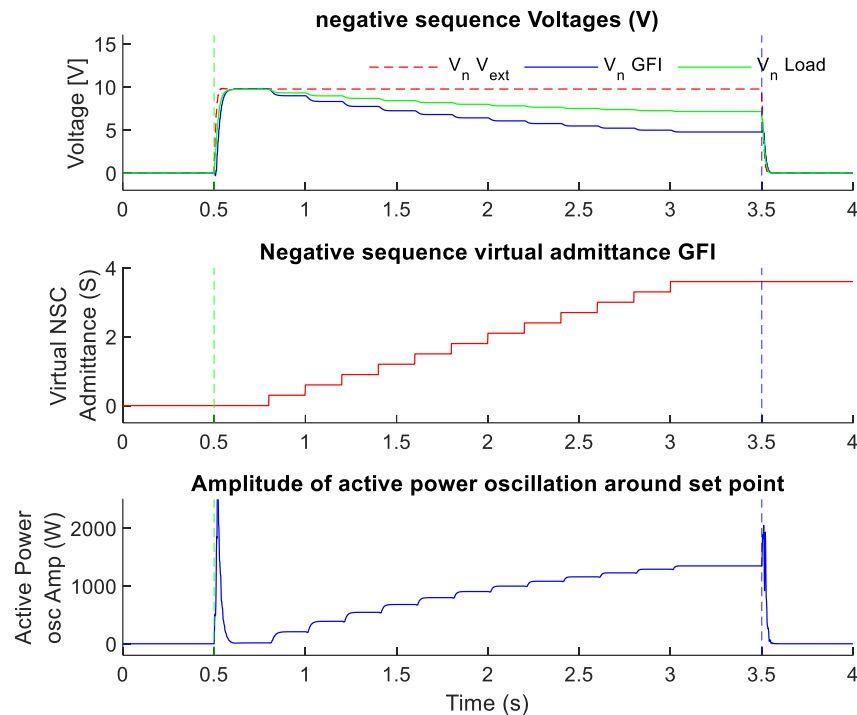


Abb. 4.7-17: Demonstration der Gegensystem-Admittanz zur Umsetzung verschiedener Regelungsziele im Netzbildner unter unsymmetrischen Bedingungen

Der Versuch zeigt, dass der Wechselrichter durch die Anpassung des Wertes der virtuellen Gegensystemadmittanz eine ausgeglichene Spannung bildet und somit die nahe gelegene Last teilweise entlastet, allerdings auf Kosten einer erhöhten Leistungsschwingung. Mit diesem Verfahren kann der Regler so eingestellt werden, dass er nahtlos zwischen den beiden Regelungszielen hin- und herwechselt, z. B. so lange, bis ein vordefinierter Schwellenwert für die Schwingung erreicht ist. Damit können mehrere Regelziele in einem einzigen Regler realisiert werden. Ob der Schutz des Geräts oder seine Fähigkeit zur positiven Beeinflussung von Spannungsunsymmetrien oder gar die Unterstützung von entfernten Regelungszielen vorzuziehen sind, ist, wie in dargestellt, nahtlos möglich, und hängt von einer Reihe von Umständen

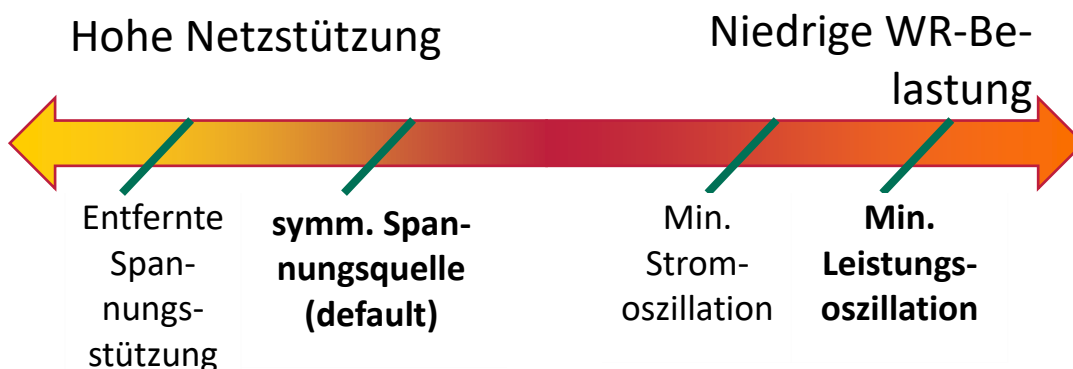


Abb. 4.7-18: Abwägung der Regelungsziele eines NBWR bei unsymmetrischer Netzspannung

ab.
Erstens von den technischen Voraussetzungen: Es wäre zu überlegen, ob und in welchen Umgebungen oder Situationen der positive Effekt von Wechselrichtern zum Ausgleich der Netzspannung den erhöhten technischen Aufwand und die Kosten wert ist und ob diese Betriebsweise von den Betreibern eines bestimmten Netzabschnitts erlaubt, vorgeschrieben oder verboten werden sollte. Während GFI als Spannungsquellen für den Spannungsausgleich gut geeignet sind, könnte diese Betriebsart möglicherweise auch in konventioneller Wechselrichtertechnik realisiert werden. Ob das Ergebnis so aussagekräftig ist wie bei GFI-Wechselrichtern, muss noch evaluiert werden.



Zweitens: die technischen Grenzen und der Aufwand: Reale Wechselrichter sind nicht in der Lage, Ungleichgewichte im Netz endlos auszuhalten. Wenn der Wechselrichter selbst an seine Grenzen stößt, erscheint es sinnvoll, der konstanten Leistungseinspeisung den Vorrang zu geben. Insbesondere wenn der Wechselrichter unter Volllast betrieben wird, sollten stationäre Überlastsituationen, die durch Unsymmetrie entstehen, sinnvollerweise unterdrückt werden. Gleiches gilt für Minimallast-Betriebspunkte, in denen die Gefahr besteht, dass der Wechselrichter kurzzeitig Leistung aufnimmt und seine Gleichbrückenspannung dadurch das Vorzeichen wechselt. Dazwischen müsste die Belastung der Brücke und der gleichstromseitigen Kondensatoren durch die 100-Hz-Komponente ermittelt werden. Außerdem muss der Wechselrichter Kapazität vorhalten, um bei Bedarf des Netzes ausgleichend wirken zu können.

Drittens: Kosten und Anreize: Der Betrieb solcher Geräte wäre für die Netzbetreiber und andere Verbraucher/Erzeuger im Netz potenziell von Vorteil. Für die Netzbetreiber könnte der Betrieb von Geräten, die als Nebeneffekt ausgleichend wirken, den Bedarf an Netzausbau verringern und die Lebensdauer der Versorgungsunternehmen sowie die Lebensdauer der rotierenden Anlagen im Netz verlängern. Einphasige oder zweiphasige Verbraucher oder Erzeuger könnten im Netz mit höherer Leistung betrieben werden, da ein Gerät deren Störung der Spannungsqualität ausgleicht. Für den Betreiber des GFI ist dieser Betrieb jedoch mit erhöhten Kosten für Auslegung, Kapazität, Hardware und für die Drosselung des Wechselrichters verbunden, um Kapazität für den Regelbetrieb zu sparen. Dieser Betrieb bietet sich somit als netzbildende Systemdienstleistung an und müsste daher als Zusatzdienstleistung finanziell gefördert oder vorgeschrieben werden, wenn der Einsatz von Netzbildnern zur Verbesserung der Spannungsqualität von den Netzbetreibern als vorteilhaft angesehen wird.

Eine netzabhängige Statik wäre ebenso denkbar. Ein möglicher Ansatz ist in Abbildung 4.7-19 dargestellt:

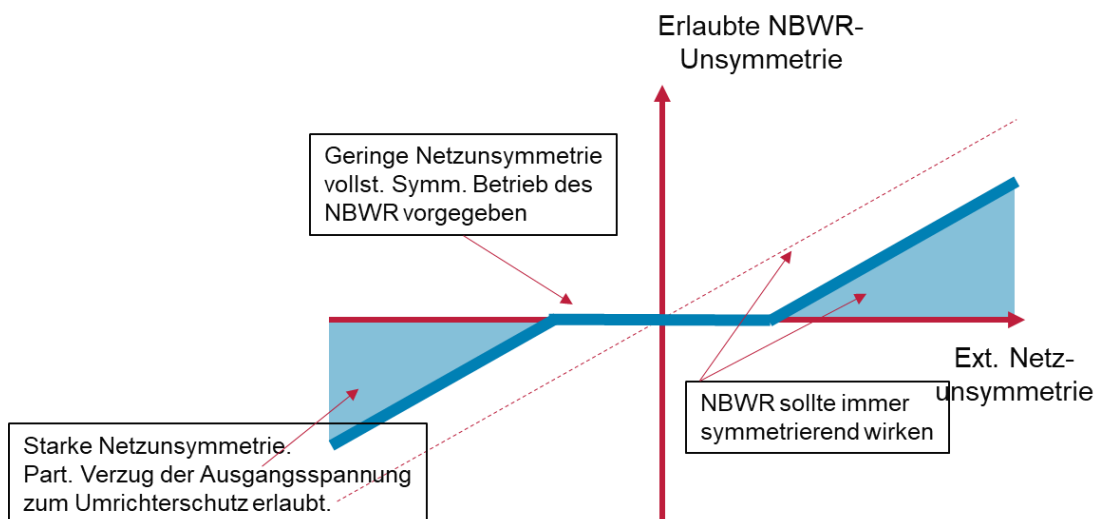


Abb. 4.7-19: Prinzipskizze einer Symmetrierungsstatik als mögliche netzbildende Systemdienstleistung

Je nachdem, wie viel Wechselrichterlast erträglich ist, könnte die Entwicklung eines Reglers, der nahtlos zwischen der vollen symmetrischen Spannungsquelle (oder sogar darüber hinaus) und dem vollen Wechselrichterschutz operieren kann, ein möglicher Weg sein, um die Netzbildner-Funktionen zur Förderung der lokalen Spannungsstützung in Netzen mit unsymmetrischen Verhältnissen zu nutzen.

Ausblick

In diesem Projekt wurde ein möglicher Weg zur Umsetzung der NBWR-Gegensystem-Regelung skizziert. Es müssen jedoch noch weitere Aspekte berücksichtigt werden. Erstens wurde die Simulation in einer sehr vereinfachten Umgebung durchgeführt. Es wäre notwendig, diese Überlegungen und den Betrieb des Reglers an Prototypen in Laborversuchen zu überprüfen, um die tatsächliche Belastung der Wechselrichter und die Auswirkungen abschätzen zu können. Darüber hinaus wurde in diesem Papier der Schwerpunkt auf das Gegensystem gelegt. Die Berücksichtigung des Nullsystems und deren Auswirkungen auf die Steuerung muss in einem zukünftigen Projekt noch dargelegt werden. Außerdem wurde der Wechselrichter in den obigen Simulationen nur mit Wirkleistung betrieben. Die Wechselwirkungen zwischen Blindleistungs-/Statikspannungsregelung und Ungleichgewichtsregelung konnten im Rahmen dieser Arbeit nicht ausführlich dargestellt werden. Schließlich würde die Erweiterung der Testumgebung mit realistischeren und komplizierteren externen Generatoren und Lasten, z. B. mit $Z_p \neq Z_n$, dazu dienen, die zahlreichen Wechselwirkungen zwischen Geräten in unsymmetrischen Systemen in Zukunft zu untersuchen.



4.8 Reduktion des Momentanreservebedarfs

Maria Nuschke

In klassischen Energieversorgungssystemen wird unter Systemträgheit die Fähigkeit von rotierenden Maschinen (Generatoren, direktgekoppelte motorische Lasten) verstanden, gespeicherte rotatorische Energie als elektrische Energie in das System abzugeben oder aus diesem aufzunehmen. Die rotatorische Energie wird durch eine Änderung der Systemfrequenz frei (Absenken der Systemfrequenz) bzw. aufgenommen (Erhöhung der Systemfrequenz). Die so eingespeiste bzw. aufgenommene Energie wird als Momentanreserve bezeichnet, vgl. [1]. Der Bedarf an Momentanreserve wird wesentlich durch die Höhe des Leistungsungleichgewichts bei Netzstörungen bestimmt. Die Definition eines Auslegungsereignisses für die Dimensionierung von Momentanreserve auf europäischer Ebene steht noch aus. Übergeordnetes Ziel ist die Begrenzung der Frequenzgradienten in Folge von Störereignissen auf maximal 1 Hz/s bzw. langfristig auf maximal 2 Hz/s [1].

Im Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan „Bewertung der Systemstabilität“ [2] haben die Übertragungsnetzbetreiber den Momentanreservebedarf in Deutschland für das Jahr 2035 abgeschätzt. Untersuchungen der maximal auftretenden Frequenzgradienten in der Auftrennungssituation des europäischen Verbundnetzes von November 2006, unter heutigen Rahmenbedingungen - größere Leistungstransite bei gleichzeitig mehr Windenergieeinspeisungen und geringerer synchron gekoppelter Trägheit durch konventionelle Synchrongeneratoren – bildeten dabei die Grundlage. Für die Einhaltung eines Frequenzgradienten von maximal 1 Hz/s sind im Störszenario von 2006 heute Reserven von summarisch 740 GWs notwendig. Aufgrund der in Deutschland nur geringen verfügbaren Momentanreserve, wurde der zusätzliche Bedarf an Momentanreserve für 2035 zu rund 600 GWs beziffert.

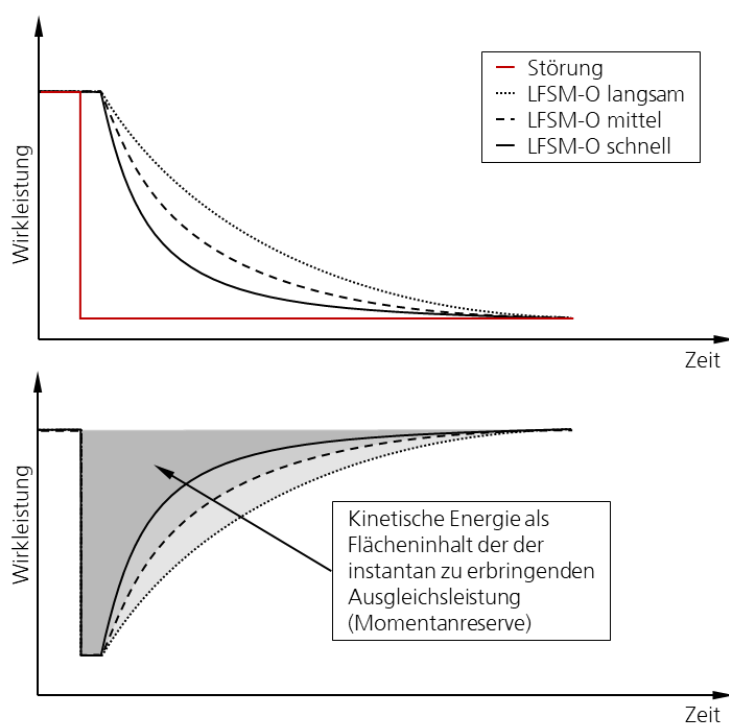
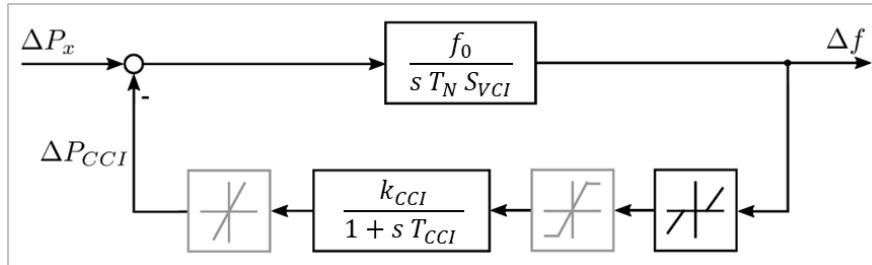


Abb. 4.8-1: Schematische Darstellung (qualitativ) zur Reduzierung der notwendigen Momentanreserve infolge eines plötzlich auftretenden Leistungsüberschuss bei schnelleren frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktionen.

Wesentliche Stellschraube zur Reduktion dieses Bedarfes an Momentanreserve ist eine schnellere Leistungsabregelung der Erzeugungsanlagen infolge von Frequenzabweichungen. In den Netzanschlussrichtlinien [3] sind die Anforderungen an das Zeitverhalten bei Frequenzabweichungen formuliert. Gegenwärtig ist eine Anregelzeit der Überfrequenz-Leistungsreduktion (LFSM-O) von höchstens 2 s verpflichtend für Erzeugungsanlagen, für Speicher gilt eine maximale Anregelzeit von 1 s. Würde jedoch die Leistungsanpassung dieser Anlagen auf Frequenzabweichung schneller geschehen, so reduzierte sich die notwendige Momentanreserve. Abb. 4.8-1 verdeutlicht den Zusammenhang graphisch.



Um also nicht nur die Frequenzgradienten zur Dimensionierung der notwendigen Momentanreserve zu berücksichtigen, sondern auch das Zeitverhalten der stromeinprägend geregelten Erzeugungsanlagen, wurde eine Methode zur Berechnung der mindest erforderlichen Trägheitszeitkonstante entwickelt. Abb. 4.8-2 zeigt das Bilanzmodell eines umrichterbasierten Energiesystems unter Berücksichtigung der durch netzbildende Umrichter bereitgestellten Momentanreserve sowie frequenzabhängiger Leistungsanpassung von konventionell stromeinprägend geregelten Anlagen.



Mit:

- ΔP_x Störgröße
- ΔP_{CCI} frequenzabhängige Wirkleistungsanpassung konventionell stromeinprägend geregelter Umrichter (LFSM-O)
- Δf Frequenzabweichung
- f_0 Nennfrequenz
- T_N Trägheitszeitkonstante netzbildender Einheiten
- S_{VCI} Leistung netzbildender Einheiten
- k_{CCI} Resultierender Statikfaktor LFSM-O, nach derzeit geltenden Richtlinien $k_{CCI} = 20 \frac{p.u.}{f_0} \cdot P_{act,CCI}$. Mit der aktuellen Wirkleistungseinspeisung vor dem Störereignis $P_{act,CCI}$.

Abb. 4.8-2: Blockdiagramm des Bilanzmodells zur analytischen Berechnung der mindest erforderlichen Trägheitszeitkonstante.

Unter Berücksichtigung des derzeit für LFSM-O geforderten Frequenztotbandes von 200 mHz lässt sich auf Grundlage des in Abb. 4.8-2 dargestellten Blockdiagramms das gekoppelte Differentialgleichungssystem aufstellen. Nach Lösung des Gleichungssystems nach $\Delta f(t)$ kann die Ableitung nach der Zeit zur Bestimmung des globalen Maximums Δf_{max} gebildet werden. Die so festgestellte Zeit des Frequenzmaximums t_{max} kann dann wiederum in die Gleichung $\Delta f(t)$ eingesetzt und nach T_N aufgelöst werden. Die ausformulierte Herleitung ist in [4] enthalten.

Abb. 4.8-3 zeigt die so aufgefundene mindest notwendige Trägheitszeitkonstante in Abhängigkeit der Anregelzeit des LFSM-O sowie der zu bewältigen Störung für eine beispielhafte Netzkonfiguration mit 22 % netzbildenden Einheiten. Im Ergebnis kann aus der Abbildung z. B. abgelesen werden, dass in der vorliegenden Konfiguration über den gesamten Bereich der betrachteten Störgrößen höchstens eine Trägheitszeitkonstante von 25 s bereitgestellt werden muss, solange die Anregelzeit des LFSM-O 1,2 s nicht überschreitet. Andersherum betrachtet zeigen die Ergebnisse bei einer Anregelzeit von 2 s und einer Trägheitszeitkonstante von 10 s, dass die Störung 55 % der installierten Leistung der netzbildenden Einheiten nicht überschreiten darf. Gemeinsam mit dem linearen Zusammenhang zwischen Störung und Trägheitszeitkonstante auf alleiniger Basis der Frequenzgradienten (Bewegungsgleichung der Synchronmaschine) kann die jeweils größere Anforderung identifiziert werden. Je nach Systemkonfiguration kann die Trägheitszeitkonstante mit Berücksichtigung des Zeitverhaltens der stromeinprägend geregelten Anlagen größer sein als bei alleiniger Berücksichtigung der Frequenzgradienten.

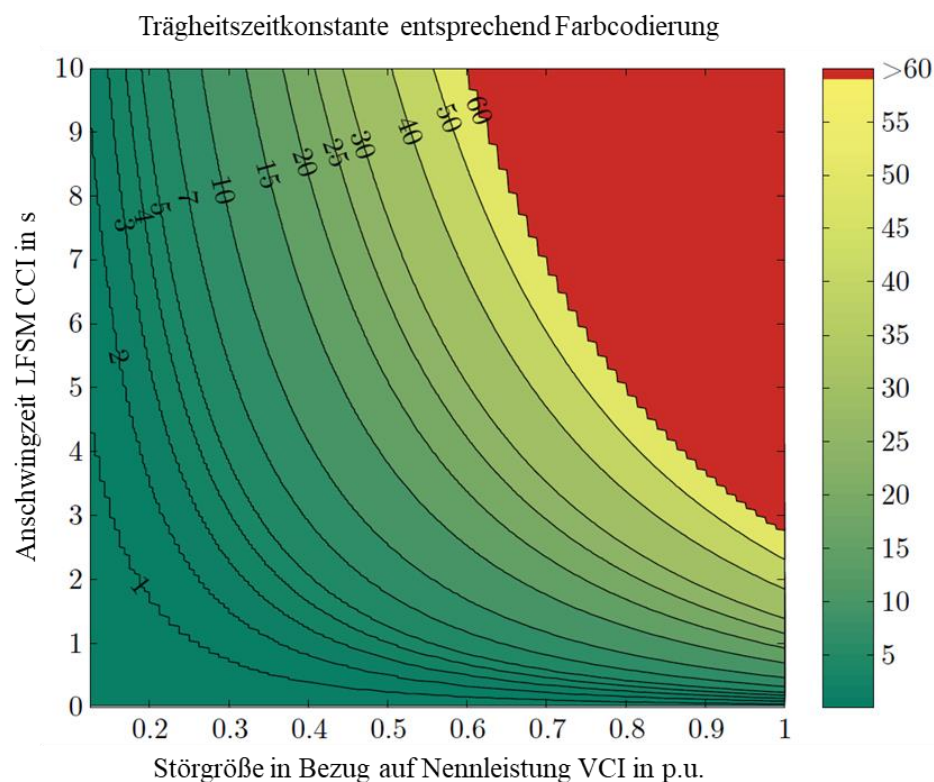


Abb. 4.8-3: Analytische Lösung der mindest erforderlichen Trägheit bei beispielhaft 22% spannungseinprägen-den Umrichtern für verschiedene Störungen und Anschlagzeiten LFSM-O.

Mit derartigen Grafiken kann sehr schnell und einfach ein Überblick über die notwendigen Trägheitszeitkonstanten geschaffen werden. Die hier gewählte Ergebnisdarstellung ermöglicht z. B. auch ein Design des notwendigen Zeitverhaltens bei gegebener Trägheitszeitkonstante und zu bewältigender Störung. Voraussetzung für die Anwendbarkeit der vereinfachten Methode ist jedoch, dass die stromeinprägende Regelung auch bei sehr großen Anteilen noch stabil bleibt. Andernfalls sind detaillierte Netzsimulationen notwendig. Eine Weiterentwicklung der Berechnungsmethode für neue Regelleistungsprodukte durch Umrichter ist denkbar und kann in Folgeaktivitäten untersucht werden.

4.8.1 Literatur

- [1] ENTSO-E, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe, Requirements and impacting factors“, RG-CE System Protection and Dynamics Sub Group, 2016.
- [2] Übertragungsnetzbetreiber, „Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf“, 26.04.2021
- [3] VDE FNN, Technische Anschlussrichtlinien VDE-AR-N 4110:2018-11 (TAR Mittelspannung), ebenso TARs Hoch- und Höchstspannung.
- [4] M. Nuschke, Frequenzstabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Fraunhofer Verlag, 2022.



4.9 Wirksamkeit der Momentanreservebereitstellung aus dem Verteilungsnetz

Florian Rauscher, Timo Sauer

Dieses Kapitel widmet sich der systemischen Integration von netzbildenden Wechselrichtern in das zukünftige Energieversorgungsnetz und insbesondere in das Verteilungsnetz. Hierfür wird analysiert, wie sich die Bereitstellung von Momentanreserve in den verschiedenen Spannungsebenen verhält [11].

4.9.1 Verwendetes spannungsebenenübergreifendes Netzmodell

Bei Substitution von konventionellen Kraftwerken durch netzbildende Wechselrichter verändert sich neben der einspeisenden Technologie zusätzlich die zu berücksichtigende Spannungsebene, in der diese Anlagen angeschlossen sind. Da der aus dem Kohleausstieg [1] resultierende Bedarf an Momentanreserve gedeckt werden muss, wird im aktuellen Netzentwicklungsplan [2] die Option in Betracht gezogen, dass zukünftig alle neuen Erzeugungseinheiten aus PV und Wind eine netzbildende Regelung aufweisen müssen. Bei einem Szenario mit einem breiten Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern bei zugebauten erneuerbare Energien Anlagen verteilen sich diese, neben größeren Erzeugungsparks in der Hochspannung, vorwiegend in den Mittel- und Niederspannungsnetzen.

Besonderes Potenzial liegt dabei zukünftig weiter in den dezentralen Heimspeichern, die bis jetzt bereits 300.000 Anlagen zählen mit insgesamt mehr als 2,5 GW Leistung und 4,4 GWh Energie [3]. Diese werden in der Regel zusammen mit einer PV-Anlage zur Erzeugung- und Lastverschiebung im Stundenbereich eingesetzt. Anforderungen, gerade auch im Kurzzeitbereich, können hierbei sinnvoll kombiniert eingesetzt werden [4].

Die Mehrzahl an Untersuchungen zur flächendeckenden Integration erneuerbaren Energien beschäftigen sich mit Fragestellungen des Lastflusses. In diesen wird stets angenommen, dass sich die elektrischen Energiesysteme im stationären Zustand befinden. Diese Lastflussuntersuchungen können z. B. auch mit ihren Momentanwerten zur Kurzschlussstromberechnung für die Auslegung der Kurzschlussstromes verwendet werden. Wird jedoch das Verhalten eines gesamten Systems betrachtet, muss geprüft werden, ob ein stabiler Betrieb weiterhin möglich ist. [5]

Ausgangspunkt für die hier durchgeführten Simulationen ist ein spannungsebenen-übergreifendes Netzmodell, welches als Kombination verschiedener Referenz- und Benchmarknetze aus der Literatur erstellt worden ist. Die Analysen werden in einem Übertragungsnetz [6] zusammen mit einem ergänzten Hochspannungsnetz [7] und mit einem unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetz durchgeführt, welches aus einer Kombination aus einem Cigre-Mittelspannungsnetz [8] und zwei typischen Niederspannungsnetzen aus [9] besteht. Die wesentliche Differenzierung erfolgt dabei in einem gemeinsamen Höchst- und Hochspannungsnetz sowie einem unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetz.

Höchst- und Hochspannungsnetz:

Das verwendete Höchstspannungsnetz nach [6] ist als Ringnetz aufgebaut, wobei die einzelnen Leitungsabschnitte jeweils durch zwei parallele Leitungen ausgeführt sind. Durch die vier Sammelschienen (Nord, Ost, Süd und West) lässt sich das Netz grundlegend in vier Bereiche unterteilen, welche jeweils symmetrisch durch zwei parallele 100 km Leitungen miteinander verbunden sind. Das Netz wird insgesamt durch drei Synchrongeneratoren mit einer Nennscheinleistung von je 425 MVA über jeweils einen 400/27-kV-Transformator an den Sammelschienen Nord, Ost und Süd gespeist. Über die externe ideale Spannungsquelle an der Klemme West werden Winkelsprünge als Störquelle in das Netz eingepreist. An den Sammelschienen Ost und West wird die Hochspannungsebene mit einem Doppelsystem über vier 400/110-kV-Transformatoren angeschlossen. Im Rahmen des Forschungsprojektes Netzregelung 2.0 wurde dieses Höchstspannungsnetz um ein unterlagertes Hochspannungsnetz erweitert [7]. Das kombinierte Netz aus der Höchst- und Hochspannung ist auf der nachfolgenden Abbildung 4.9-1 dargestellt.

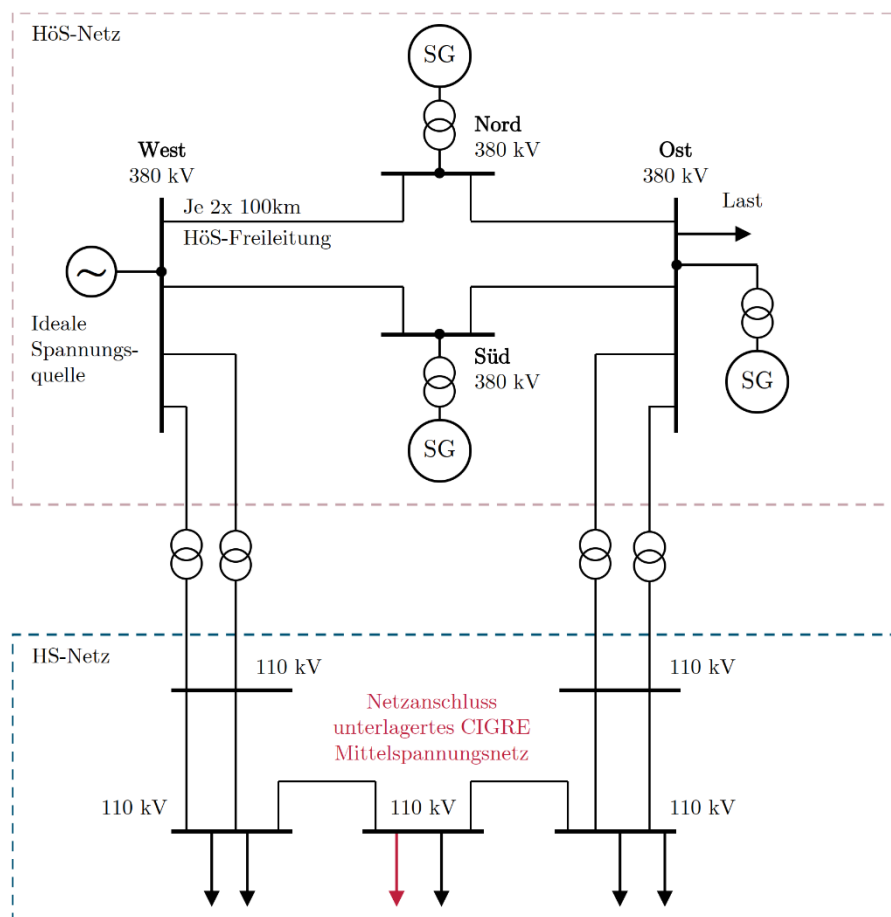


Abb. 4.9-1: Simulationsnetz mit einem 380 kV-Höchstspannungsnetz nach (Vennemann et al. 2018a) mit einem 110 kV-Hochspannungsnetz (Nuschke)

Das Modell der 110-kV-Hochspannungsebene wurde nach [7] in einer typischen Struktur aufgebaut, da übliche Betriebsmittel sowie ein mehrfach gespeistes Doppelsystem verwendet wurde. Um die unterlagerte Mittel- und Niederspannungsebene zu ergänzen, wurde die Gesamtlast der 110-kV-Hochspannungsebene von ca. 126,3 MVA um die summierte Last von ca. 47,5 MVA von der Hochspannungsebene in die Mittel und Niederspannungsebene verschoben. Damit bleibt die ursprüngliche Gesamtlast konstant. Der Anschlusspunkt des unterlagerten MS-Netzes wurde symmetrisch in der Mitte des Doppelsystems gesetzt und die beiden vorhandenen Lasten gleichmäßig auf jeweils ca. 39,4 MVA mit einem Leistungsfaktor von 0,95 reduziert.

Mittel- und Niederspannungsnetz:

Für das unterlagerte Mittelspannungsnetz wird die europäische Version des Cigre-Benchmark-Mittelspannungsnetz nach [8] verwendet, welches auf Abbildung 4.9-2 dargestellt ist. Nach zwei 110/20 kV-Transformatoren teilt sich das Mittelspannungsnetz in insgesamt 14 Sammelschienen auf. Die Schalter S1 und S2 sind hierbei geöffnet, sodass das Mittelspannungsnetz als offenes Ringnetz betrieben wird.

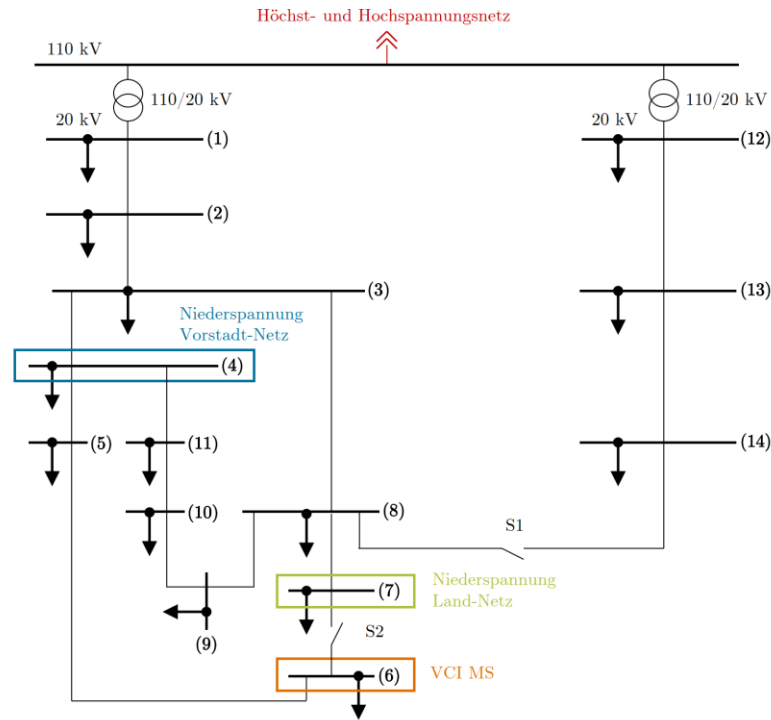


Abb. 4.9-2: Angepasstes Mittelspannungsnetz basierend auf dem Cigre-Benchmarknetz nach (Des électriques 2014)

An den Sammelschienen (4) und (7) sind jeweils die typisierten Niederspannungsnetze des Vorstadt- und Landnetzes angeschlossen. Die aggregierte Last aus den Niederspannungsnetzen entspricht dabei der im Cigre-Netz gezeigten Ersatzlasten, die mit den Sammelschienen verbunden sind. Zusätzlich ist noch ein einzelner netzbildender Wechselrichter mit einer Nennscheinleistung von 10 MVA an der Sammelschiene 6 positioniert. Dieser speist im Zuge dieser Untersuchungen stationär nicht ein und hat demnach eine Sollwirkleistung von 0 p.u. für die weiteren Betrachtungen. Für die Analyse der Niederspannungsebene wurden zwei typisierte Niederspannungsnetze ausgewählt, die ein Land- bzw. ein Vorstadtnetz nach [9] repräsentieren. Besonderes Augenmerk bei der Auswahl lag in der aggregierten Last, so dass einzelne Lasten im Mittelspannungsnetz durch ebendiese unterlagerten Niederspannungsnetze ersetzt werden können. Das Landnetz ist dabei in der Abbildung 4.9-2 mit der Sammelschiene 7 und das Vorstadtnetz mit der Sammelschiene 4 verbunden. Auch die jeweiligen Besonderheiten eines Landnetzes mit größeren Leitungslängen und nur wenigen Anschlussnehmern sowie ein vorstädtisches Netz mit ausgedehnterer Netzstruktur und mehreren Netzanschlussnehmern werden hierdurch berücksichtigt. Abbildung 4.9-3 stellt die einzelnen Netze mit den optional angeschlossenen netzbildenden Wechselrichtern dar.

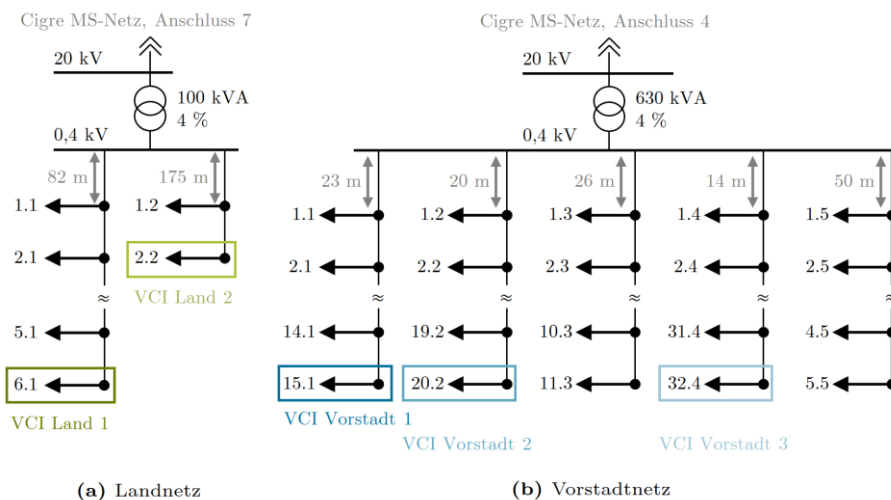


Abb. 4.9-3: Positionierung der netzbildenden Wechselrichter mit je 50 kVA Nennscheinleistung in typisierten Niederspannungsnetzen nach [9]



Das Landnetz ist als Strahlennetz aufgebaut und hat eine verhältnismäßig geringe Anzahl an Verbrauchern pro Transformator. Mit den Lasten sollen überwiegend landwirtschaftliche und gewerbliche Verbraucher repräsentiert werden. Im Rahmen der Untersuchungen ist an den zwei Strahlenden jeweils ein netzbildender Wechselrichter installiert. Rechts ist das Vorstadtnetz zu erkennen, welches eine höhere Anzahl an Verbrauchern aufweist. Es wird als offenes Ringnetz betrieben, wobei für die folgenden Untersuchungen insgesamt drei netzbildende Wechselrichter jeweils an einem Anschluss (15.1, 20.2 und 32.4) am Leitungsende verbunden sind. Bei den Verbrauchern handelt es sich überwiegend um Ein- und Zweifamilienhäuser. Die netzbildenden Wechselrichter besitzen jeweils eine Bemessungsleistung von 50 kVA.

4.9.2 Winkelausbreitung in einem spannungsebenenübergreifenden Netz

Die Netzstudien zur Analyse der Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Verteilungsnetz unterliegen diversen Herausforderungen, die im Rahmen der Analysen berücksichtigt werden müssen. Da sich der wesentliche Bedarf an Momentanreserve aus Großstörungsereignissen auf der Höchstspannungsebene ergibt, muss diese samt Störungsereignis berücksichtigt werden. Gleichzeitig gilt es die Ausbreitung im Verteilungsnetz bis in die Niederspannung zu analysieren.

4.9.3 Netzstudien zur Momentanreservebereitstellung aus dem Verteilungsnetz

In diesem Abschnitt wird die konkrete Bereitstellung von Momentanreserve adressiert. Hierbei werden die Fragen beantwortet, ob die Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannung gleichwertig ist und ob diese aus den unterlagerten Netzebenen aggregiert betrachtet werden kann. Die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Verteilungsnetz ist nur dann zielführend und effektiv, wenn auch eine Entlastung der Bereitsteller von Momentanreserve aus dem Übertragungsnetz erfolgt. Konkreter ist also die Frage zu formulieren, ob die Momentanreserve aus dem Verteilungsnetz schnell genug bereitgestellt werden kann, um Anlagen aus dem Übertragungsnetz zu entlasten. Hierbei gilt, dass die Momentanreserve instantan und unverzögert erfolgen muss. Zwar liegt keine einheitliche konkrete Zeitspanne für die Reaktion vor, aber es wird in den aktuellen Fachdiskussionen eine Reaktion innerhalb einer viertel Netzperiode und demnach 5 ms und spätestens innerhalb der ersten vollständigen Netzperiode gefordert [10]. Dies wird für die folgenden Untersuchungen ebenfalls als ein Kriterium zur Bewertung der Effektivität der Momentanreserve herangezogen.

Die Bereitstellung von Momentanreserve P_{MomR} wird klassischerweise als Reaktion auf einen Phasenwinkelsprung $\Delta\delta$ im Spannungsraumzeiger beschrieben, der durch eine große Leistungsänderung, wie z.B. durch einen auftretenden System Split, hervorgerufen wird. Die entsprechende Wirkleistungsreaktion, in einem vorwiegend induktiv geprägten Netz, ist in Gleichung 6.29 beschrieben.

$$P_{MomR} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \cdot \sin \Delta\delta$$

Bei den durchgeführten Untersuchungen wird eine Phasenwinkeldifferenz analysiert, die sich aus dem rotierenden Phasenwinkel im Verhältnis zu einem mit 50 Hz fest rotierenden Referenzzeiger mit dem Phasenwinkel δ_{ref} ergibt, um das Einschwingverhalten auf den neuen stationären Endwert bewerten zu können. Dieser bezogene Phasenwinkel δ' ergibt sich $\delta' = \delta - \delta_{ref}$.

Um den Einfluss der Netzstruktur auf die Ausbreitung des Winkelsprungs bezogen auf die Transformatorimpedanzen und Leitungslängen zu analysieren, wird die Simulation beginnend ohne weitere Netzbildner, also ohne Synchrongeneratoren und netzbildende Wechselrichter durchgeführt. Damit wird sichergestellt, dass einzig der

Netzaufbau wirksam ist und keine Effekte durch Wirk- und Blindleistungsreaktionen von Erzeugungsanlagen auftreten. Da der Fokus dieser Untersuchungen auf der Verzögerungszeit liegt, die sich durch die Netztopologie bedingt, ist diese vereinfachte Netzsimulation als zielführend anzusehen.

Um die Ausbreitung des Winkelsprungs nachzuvollziehen, wird beginnend eine Referenz mit dem Verbundnetz getestet. Bei diesem Szenario wird der Winkelsprung an der Sammelschiene Nord in das Netz eingebracht und entsprechend an allen vier Sammelschienen der Winkelverlauf dargestellt, die auf Abbildung 4.9-4 abgebildet sind.

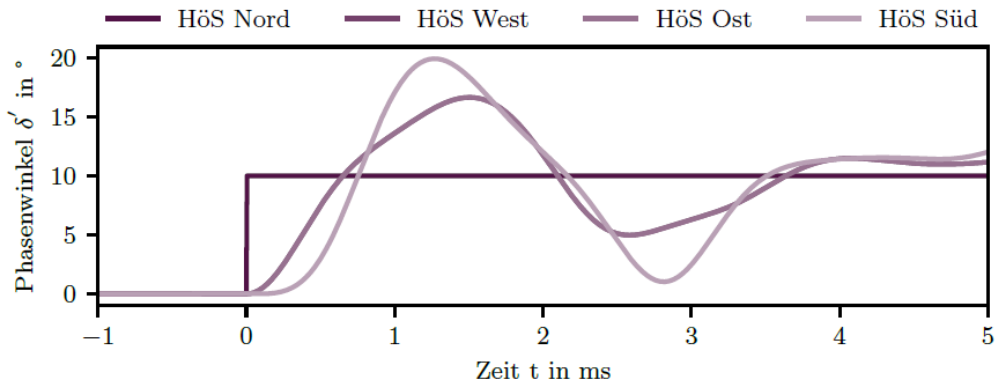


Abb. 4.9-4: Darstellung der Ausbreitung eines Spannungswinkelsprungs an den vier Sammelschienen im Höchstspannungsnetz ohne weitere Netzbildner
 Quelle Diss. F. Rauscher [12]

Im Diagramm ist der jeweilige Phasenwinkelverlauf innerhalb der ersten 5 ms abgebildet. Der Winkel an der Sammelschiene Nord wird dabei unmittelbar durch die Spannungsquelle vorgegeben, hierdurch ist ein Sprung im Phasenwinkel sichtbar. Aufgrund des symmetrischen Aufbaus des Netzes liegen die Phasenwinkel der Sammelschienen Ost und West unmittelbar übereinander. Der Phasenwinkelverlauf der HöS Süd hat dabei die größte Verzögerung in der Reaktion, da dieser auch die größte Entfernung zum Störungssprung aufweist. Wird das nachgelagerte Verteilungsnetz mit einbezogen, können auf Abbildung 6.6 die Verläufe der Phasenwinkel an den unterschiedlichen Spannungsebenen und Netzen nachvollzogen werden. Hierbei wird auf der Höchstspannungsebene noch HöS Nord als Quelle des Winkelsprungs und HöS Ost als Referenz dargestellt.

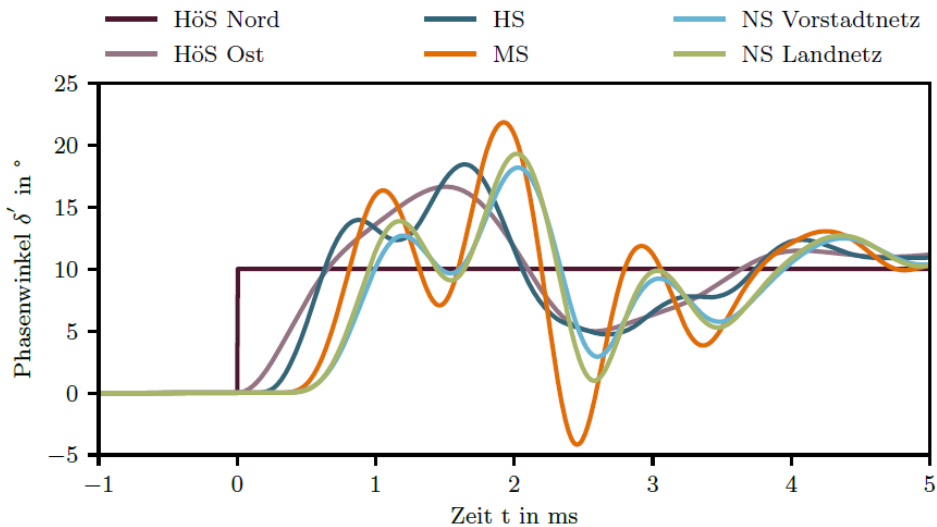


Abb. 4.9-5: Darstellung des Verlaufs des Phasenwinkels δ' an verschiedenen Sammelschienen in allen Spannungsebenen im passiven Netz, störungsfern
 Quelle Diss. F. Rauscher [12]

Zunächst ist an allen Klemmen eine Änderung der Phasenwinkel deutlich zu erkennen, wobei sich die Reaktionszeit und die Überschwinger voneinander unterscheiden. An der Klemme Nord im Höchstspannungsnetz (dunkelviolette Kurve) ist eine sprunghafte Änderung der Winkeldifferenz zu erkennen. Das ist dadurch zu begründen, dass der Winkelsprung an dieser Klemme eingepägt wird. Als nächstes folgt mit einer Reaktionszeit von 242 μ s der Winkelsprung an der Klemme Ost (hellviolett). Im Anschluss folgt der Spannungswinkel auf der Hochspannungsebene (blau) gefolgt von der Mittelspannungsebene (orange) mit einer Reaktionszeit von 452 μ s. Als letztes ist der Winkelsprung nach 532 μ s im Niederspannungsnetz (grün) detektierbar. Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass die jeweils erste Reaktion auf den Winkelsprung in allen Spannungsebenen, selbst in den Niederspannungsnetzen, im Bereich unter einer Millisekunde liegen. Zudem steigt die Reaktionszeit mit der elektrischen, aber auch geografischen Entfernung in die unterlagerten Netzebenen.



Demnach lässt sich festhalten, dass der Phasenwinkel hinreichend schnell alle Sammelschienen unabhängig von der Spannungsebene erreicht, um die für die Momentanreserve relevante minimale Reaktionszeit höchstens 5 ms einzuhalten. Da die Reaktionen sogar alle unterhalb von einer Millisekunde stattfinden, wird davon ausgegangen, dass auch in komplexeren und ausgedehnteren Netzen nach wie vor die Reaktionszeit unter 5 ms verbleiben wird.

Aggregierte Momentanreserve aus dem Niederspannungsnetz:

Im Weiteren wird überprüft, ob die Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Niederspannungsnetz auch aus verteilten Anlagen aggregiert wirksam ist. Dabei gilt es auszuschließen, dass ein Gegeneinanderschwingen der netzbildenden Wechselrichter eine wirksame Aggregation der Momentanreserve hemmt. Um dies zu analysieren, werden insgesamt fünf verteilte Anlagen mit einer jeweiligen Scheinleistung von 50 kVA sowie identischer Parametrierung in den beiden vorgestellten Niederspannungsnetzen an unterschiedlichen Stellen im Netz positioniert und ihr Reaktion auf den Winkelsprung im Höchstspannungsnetz untersucht. Die aggregierten Wirkleistungs- und Blindleistungsbeiträge auf den Winkelsprung werden in Abbildung 4.9-6 und Abbildung 4.9-7 dargestellt.

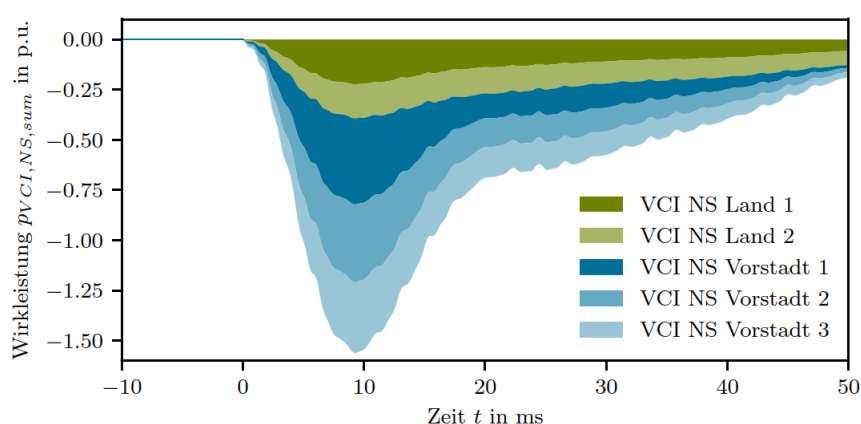


Abb. 4.9-6: Aggregierte Wirkleistungsbereitstellung von Momentanreserve aus verteilten netzbildenden Wechselrichtern im NS-Netz im VZS.

Quelle Diss. F. Rauscher [12]

Es ist erkennbar, dass die Wirkleistung gleichmäßig von allen VCIs bereitgestellt wird, wobei eine gemeinsame maximale Wirkleistung von 1,5 p.u. innerhalb von 8,4 ms erreicht ist. Zwischen den Wechselrichtern treten keine Leistungsoszillationen in der Wirkleistung auf, die auf ein Gegeneinanderschwingen hindeuten. In Abbildung 4.9-7 ist ergänzend die aggregierte Blindleistungsreaktion dargestellt.

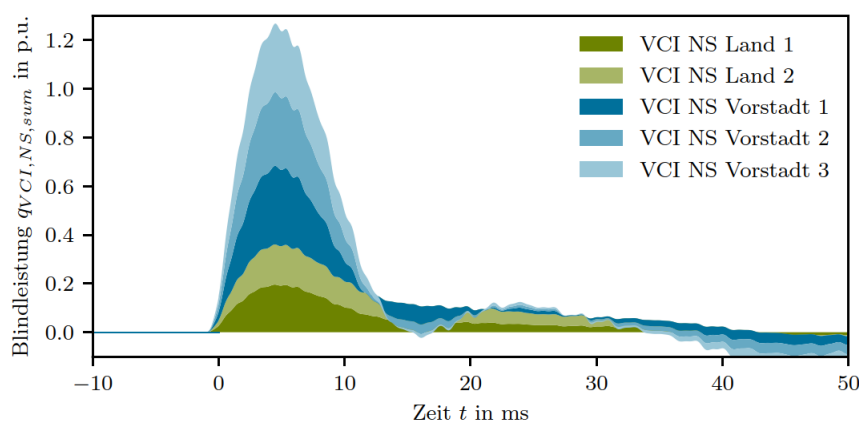


Abb. 4.9-7: Aggregierte Blindleistungsbereitstellung von Momentanreserve aus den verteilten netzbildenden Wechselrichtern im NS-Netz im VZS. Quelle Diss. F. Rauscher [12]



Der Winkelsprung führt, im Vergleich zum erwartbaren Verhalten von Synchrongeneratoren im Höchstspannungsnetz, ebenfalls zu einer ausgeprägten Reaktion in der Blindleistung. Die kumulierte Blindleistung erreicht dabei nach 4,9 ms das Maximum bei 1,25 p.u., wobei diese nach ca. 12,0 ms durch die eingreifenden Regler wieder in Richtung des Sollwertes von 0 p.u. geführt wird. Dennoch kann auch hier gezeigt werden, dass die Blindleistung gleichmäßig aus allen Wechselrichtern bereitgestellt wird und kein Gegeneinanderschwingen erkennbar ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass netzbildende Wechselrichter aus der Niederspannungsebene bei einem Winkelsprung ebenfalls instantan Wirkleistung bereitstellen, ohne dass ausgeprägte Leistungspendelungen auftreten. Die Reaktion erfolgt dabei innerhalb der ersten Millisekunde, was sich mit den erzielten Ergebnissen aus dem passiven Netz in Abschnitt 6.3 deckt. Auffällig ist zudem noch die ausgeprägte Reaktion in der Blindleistung. Während in der Regel die Momentanreserve als Teil des Wirkleistungsgleichgewichts diskutiert wird, erkennt man in den Simulationen eine starke Verkopplung der Leistung in Wirk- und Blindanteilen, die durch die nicht zu vernachlässigenden ohmschen Anteile im Niederspannungsnetz hervorgerufen wird.

Gemeinsame Bereitstellung aus dem MS- und NS-Netz:

Neben der gemeinsamen Bereitstellung aus einer Spannungsebene ist ebenfalls von Interesse, wie sich die Bereitstellung über unterschiedliche Spannungsebene hinweg verhält. Daher werden im Folgenden VCIs im Mittel- und Niederspannungsnetz in einer gemeinsamen Simulation analysiert. Hierfür wird die Simulationsreihe mit aktivem MS-VCI mit einer Scheinleistung von 10 MVA und den fünf NS-VCIs mit einer jeweiligen Scheinleistung von 50 kVA durchgeführt, die wiederum auf einen Phasenwinkelsprung von 10° reagieren. Alle Regler der VCIs sind dabei gleich parametrisiert. Abbildung 4.9-8 zeigt das Wirkleistungsverhalten aller VCIs bezogen auf deren Scheinleistung in p.u.

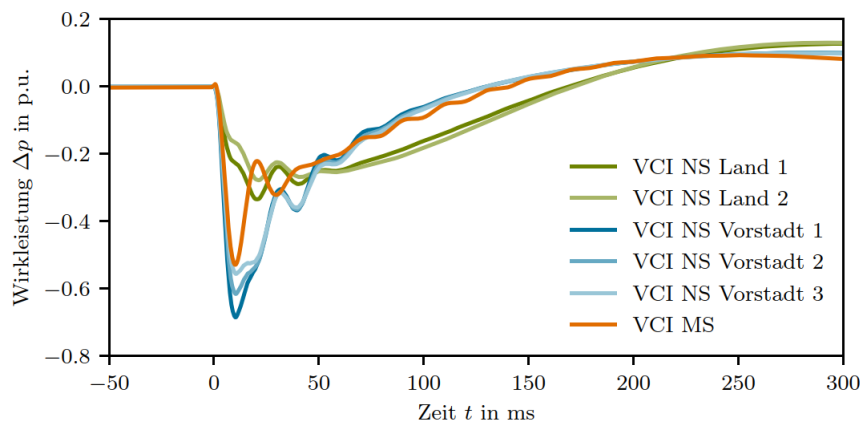


Abb. 4.9-8: Wirkleistungsverhalten der jeweiligen VCIs im Mittel- und Niederspannungsnetz auf einen 10° Winkelsprung
Quelle Diss. F. Rauscher [12]

Alle VCIs reagieren unmittelbar nach Eintritt des Winkelsprungs bei $t = 0$ s, unterscheiden sich jedoch in der anschließenden Ausprägung der Wirkleistungsreaktion. Der MS-VCI (orange) und die NS-VCIs im Vorstadt-Netz (blau) reagieren deutlich stärker als die NS-VCIs im Land-Netz, was auf die größere Entfernung zum Störungsursprung zurückzuführen ist. Nach den ersten 10 ms wird durch die Leistungsregelung wieder ein gemeinsamer Verlauf durch die kohärente Eigenschaft der VCIs eingenommen. Hier sind, bedingt durch den bewussten Eintrag einer Trägheit in das Netz, gedämpfte Leistungssoszillationen beobachtbar, die durch die Auslegung des vorwärtsgerichteten Dämpfungsfaktors A des Frequenzreglers verringert werden können.

Das Vorhandensein des MS-VCIs in den Simulationen verändert zudem ebenfalls die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Niederspannungsnetz. Abbildung 4.9-9 zeigt die aggregierte Wirkleistung aus dem Niederspannungsnetz im Szenario ohne und mit den oben dargestellten MS-VCIs.

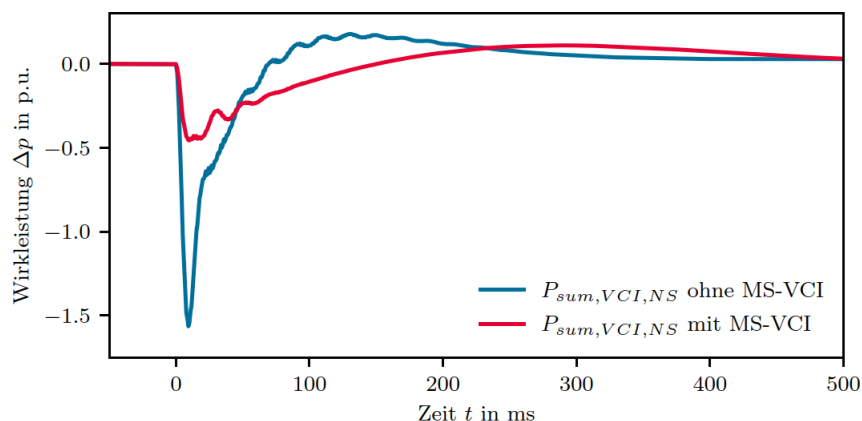
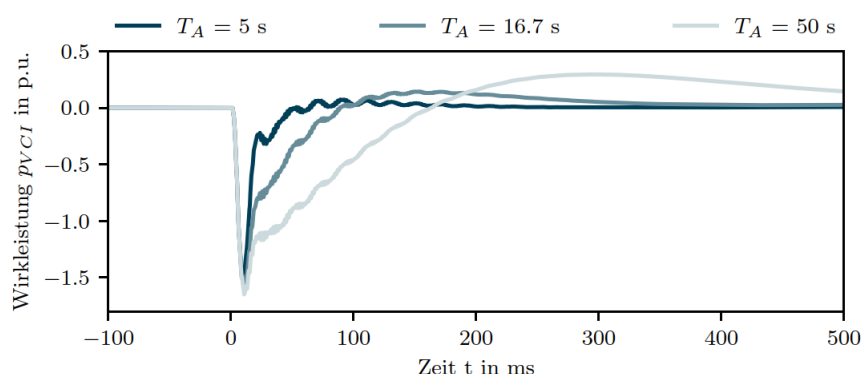


Abb. 4.9-9: Aggregierte Wirkleistungsreaktion der VCIs im Niederspannungsnetz beim Vorhandensein eines VCIs in der Mittelspannung, Quelle Diss. F. Rauscher [12]

Da in diesem Szenario mehr netzbildende Einheiten im Verteilungsnetz sind, erfolgt die Ausbreitung des Winkelsprungs gedämpft und führt damit zu geringeren maximalen Wirkleistungsreaktionen. Ohne MS-VCI liegt dabei die maximale gemeinsame Wirkleistung aller VCIs in der Niederspannung bei ca. 1,5 p.u. und mit Vorhandensein des MS-VCIs lag diese nur noch bei 0,45 p.u.. Damit lässt sich festhalten, dass das Vorhandensein von mehr netzbildenden Wechselrichtern, oder allgemeiner von Netzbildnern, zu einer gedämpfteren Reaktion bei nachgelagerten Netzbildnern führt. Dies konnte zusätzlich in weiteren Szenarien gezeigt werden, wo die Sensitivität gegenüber den verbleibenden Synchrongeneratoren im Netz getestet wurde. Je weniger Synchrongeneratoren im Netz verbleiben, desto höher ist die Wirkleistungsreaktion des Wechselrichters.

Auswirkung unterschiedlicher Trägheitskonstanten:

Beim Einsatz verschiedener Wechselrichter ist es naheliegend, dass unterschiedliche Netzkomponenten je nach Primärenergiequellen und Anlagen auch unterschiedliche Trägheitskonstanten besitzen. Daher gilt es neben der homogenen Trägheitsverteilung in einem Netz zu prüfen, welchen Einfluss eine heterogene Trägheitsverteilung hat. Beginnend werden die netzbildenden Wechselrichter mit variierender Trägheitskonstante ausgestattet, wobei alle VCIs das gleiche T_A erhalten. Die Dämpfungskonstante A wurde auf 0,15 festgelegt und die stationäre Frequenzstatik K_{Prim} liegt bei 0,5 p.u./Hz. Abbildung 4.9-10 zeigt verschiedene Simulationen, in welchen alle VCIs in den Niederspannungsnetzen mit Trägheiten von 5 s, 16,7 s und 50 s parametrisiert wurden. Dieses Szenario zeigt damit die Auswirkungen mit unterschiedlichen Trägheiten bei einer homogenen Parametrierung.



**Abb. 4.9-10: Vergleich der Wirkleistungsreaktion aller NS-VCIs bei unterschiedlichen Trägheitskonstanten aber homogener Verteilung
Quelle Diss. F. Rauscher [12]**

Deutlich zu erkennen ist, dass die inhärente Reaktion auf den Winkelsprung innerhalb der ersten 10 ms unabhängig von der Parametrierung der Trägheit ist. Erst anschließend wird die Trägheitskonstante



sichtbar. Dies verdeutlicht, dass die inhärente Reaktion unabhängig von der Parametrierung der Regelung ist und alleinige auf das netzbildende Verhalten zurückzuführen ist.

Im Weiteren wird die Parametrierung heterogen gestaltet, indem die fünf VCIs in der Niederspannung jeweils unterschiedliche Trägheiten erhalten. Abbildung 4.9-11 zeigt hierbei eine gemeinsame Simulation, in der alle fünf VCIs jeweils mit unterschiedlichen Zeitkonstanten für T_A ausgestattet sind.

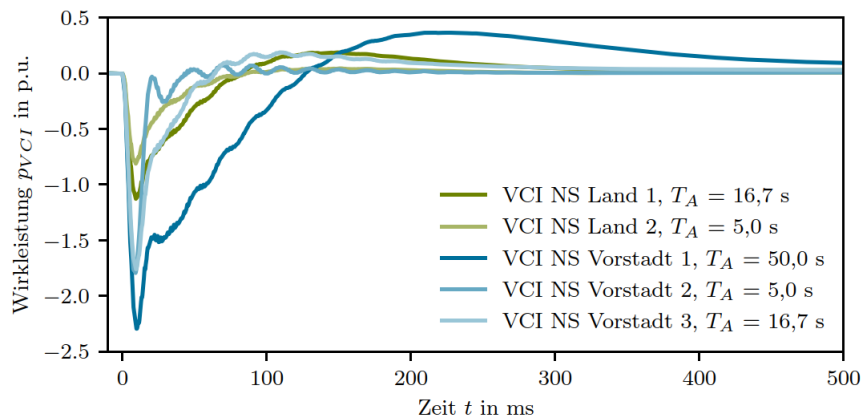


Abb. 4.9-11: Vergleich der Wirkleistungsreaktion bei unterschiedlicher Parametrierung und Trägheit

Quelle Diss. F. Rauscher [12]

Dargestellt sind die einzelnen Wirkleistungsverläufe der NS-VCIs mit unterschiedlichen Anlaufzeitkonstanten. Unabhängig von der Parametrierung stellen alle Wechselrichter innerhalb der ersten 10 ms ihre maximale Wirkleistung bereit, unterscheiden sich jedoch in der Parametrierung. Trotz unterschiedlicher Parametrierung ist der Einfluss der Entfernung zum Störereignis für die Reihenfolge der maximalen Wirkleistung weiterhin entscheidend. Beim Vergleichen der Verläufe der Wirkleistung vom VCI Vorstadt 1 und VCI Vorstadt 2 werden die unterschiedlichen Anlaufzeitkonstanten deutlich. Der VCI Vorstadt 1 hat mit 1389,2 ms die größte Einschwingzeit und mit 0,37 p.u. den größten maximalen Überschwinger. Damit weist er die größte Trägheit auf und stellt damit die meiste Momentanreserve bereit. Der VCI Vorstadt 2 hat aus dem Vorstadtnetz den kleinsten Beitrag zur Momentanreserve, weist dafür aber den kleinsten Überschwinger und mit 111,6 ms die geringste Einschwingzeit auf.

Die Ergebnisse zeigen, dass netzbildende Wechselrichter aus der Niederspannung auch bei einer heterogenen Parametrierung alle instantan Wirkleistung zur Verfügung stellen können. Dabei konnte nur eine geringe wechselseitigen Beeinflussung festgestellt werden, welche sich nicht auf die Bereitstellung der maximalen Wirkleistung auswirkt. Es konnte lediglich ein Einfluss auf den maximalen Überschwinger und das Einschwingverhalten beobachtet werden. Zudem sind keine ausgeprägten oder schwach-gedämpften Leistungspendelungen zwischen den Wechselrichtern aufgetreten.

Fazit:

Um die Bedarfe an Momentanreserve decken zu können, müssen nahezu alle neuen Erzeugungsanlagen mit einer netzbildenden Regelung ausgestattet werden. Da die Momentanreserve aktuell in der Regel in der Hoch- und Höchstspannung bereitgestellt wird, galt es zu klären, ob die Bereitstellung der Momentanreserve aus dem Verteilungsnetz und insbesondere aus dem Mittel- und Niederspannungsnetz zielführend ist. Zur Analyse dieser Fragestellung wurde ein spannungsebenenübergreifendes Netzmodell aufgestellt und in Momentanwertsimulationen untersucht. Dieses Netzmodell besteht aus einem kombinierten Höchst- und Hochspannungsnetz, welches ein unterlagertes Mittelspannungsnetz mit zwei detaillierteren Niederspannungsnetzen besitzt.

Aufbauend auf den Modellen wurde dann die Bereitstellung von Momentanreserve aus fünf VCIs in der Niederspannung und einem VCI in der Mittelspannung analysiert. Bei der gemeinsamen Bereitstellung aus dem Niederspannungsnetz mit mehreren VCIs zeigte sich insgesamt ein konstruktives aggregiertes Leistungsverhalten, wobei bei geeigneter Parametrierung keine unzureichend gedämpften Leistungszustellungen auftraten. Zudem reagierten alle netzbildenden Wechselrichter bei gleicher Dimensionierung und Parametrierung gleichmäßig mit ihren Wirk- und Blindleistungsanteilen auf den Winkelsprung. Auch bei unterschiedlicher Parametrierung, vor allem bei der Trägheit, zeigten die Simulationen ein stabiles Gesamtverhalten.



Dennoch ergeben sich grundlegende Unterschiede bei der Reaktion der netzbildenden Anlagen differenziert nach den verschiedenen Spannungsebenen. Es zeigt sich, dass die jeweils elektrisch nähere Anlage auf die Störung als erste Anlage reagiert und anschließend die Leistungsaufteilung gemäß der Scheinleistung und der eingestellten Statiken erfolgt. Diese erste Anlage muss hierbei nicht zwingend in der Höchstspannungsebene verortet sein, sondern kann auch aus dem Verteilungsnetz die erste inhärente Wirkleistungsreaktion liefern. Der wesentliche Faktor bleibt dabei die Entfernung zum Störungsursprung.

4.9.4 Literatur

- [1] Deutscher Bundestag (2020): Bundestag beschließt das Kohleausstiegsgesetz. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/>, zuletzt geprüft am 04.04.2023.
- [2] Bundesnetzagentur (2021b): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, bestätigter 2. Entwurf: Begleitdokument Systemstabilität. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/>, zuletzt geprüft am 04.04.2023.
- [3] pv magazine (2022): 500.000 Photovoltaik-Heimspeicher mittlerweile in Deutschland installiert. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2022/04/06/500-000-photovoltaik-heimspeicher-mittlerweile-in-deutschland-instal-liert/#:~:text=%E2%80%9C,rund%2050%20Prozent%20gegen%C3%BCber%202020.>
- [4] Lobas-Funck, Franziska: Betriebskonzepte für simultan mehrfach genutzte Photovoltaik-Speichersysteme. Dissertation. Technische Universität Braunschweig; Verlag Dr. Hut.
- [5] Handschin, Edmund (1984): Elektrische Energieübertragungssysteme. Heidelberg: Hüthig.
- [6] Vennemann, K.; Hennig, T.; Grebe E.; Winter, W.; Deiml G.; Lehner J. et al. (2018a): Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems. In: 17th Int. Wind Integration Workshop, Dublin, Ireland.
- [7] Nuschke, Maria: Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz. Dissertation. Technische Universität Braunschweig; Fraunhofer IRB-Verlag; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik.
- [8] Des électriques, Conseil international grands réseaux (2014): Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. [Paris] (21 rue d'Artois, 75008): CIGRÉ.
- [9] Kerber, Georg (2011a): Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Zugl.: München, Techn. Univ., Diss., 2011. Uelvesbüll: Der Andere Verl.
- [10] ENTSO-E (2017): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS). ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection. Brüssel. Online verfügbar unter <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High Penetration of Power Electronic Inter-faced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters.pdf>.
- [11] Rauscher, Florian; Zimmermann, Violetta; Sauer, Timo; Engel, Bernd (alle elenia) Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen“, 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria
- [12] F. Rauscher, Dynamik von netzbildenden Wechselrichtern in zukünftigen Verteilungsnetzen, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Doktorhut Verlag, 2024.



4.10 Asymmetrische Erbringung von Momentanreserve

Johannes Heid, Walter Schitteck

Im Zuge der Erbringung von Momentanreserve zeigen sowohl Synchrongeneratoren und -motoren als auch virtuelle Synchronmaschinen (VSM) bei Spannungswinkeländerungen und während Frequenzänderungen im Netz symmetrische Reaktionen, d.h. tragen bei betragsgleichem positiven und negativen Wirkleistungsungleichgewicht gleich stark zu dessen Ausgleich bei. Wenn zukünftig mehr und länger andauernde Situationen mit immer weniger Synchrongeneratoren im Verbundnetz zu erwarten sind, ist es entscheidend, alle denkbaren leistungselektronischen Erbringer inhärenter Momentanreserve („true inertia“ im Sinne von ENTSO-E [1]) nutzbar zu machen, damit auch Extremsituationen wie System Split abgedeckt werden können [2]. Würde man von jedem einzelnen Erbringer von Momentanreserve jederzeit symmetrisches Verhalten erwarten, so könnte man bei manchen leistungselektronischen Ressourcen die Möglichkeiten zur Wirkleistungsvariation nur zu einem geringen Bruchteil ausschöpfen, während andere ständig unwirtschaftlich (z.B. angedrosselt) betrieben werden müssten, um überhaupt Beiträge zur Momentanreserve erbringen zu können.

Dieser Beitrag soll erläutern, dass durch Ansätze der komplementären Netzbildung von Einspeise- und Lastseite gemeinsam das Maximum an leistungselektronischen Beiträgen zur Momentanreserve erschlossen werden kann. Im Folgenden geht es bzgl. Netzbildung nur um die Aspekte Einspeisung von Wirkleistung und Momentanreserve; auf andere Aspekte wie Schwarzstartfähigkeit oder Bereitstellung von Blindleistung wird hier nicht eingegangen.

Ein Potenzial zur Erbringung von Momentanreserve darf bei jedem leistungselektronisch gekoppelten Einspeiser, bei jeder solchen Last und jedem solchen Speicher vermutet werden. Dahinter stehen folgende Erwartungen:

- Nahezu jede zur Netzkopplung eingesetzte Leistungselektronik lässt sich – überwiegend durch geänderte Software – so designen, dass sie zum Netz hin als virtuelle Synchronmaschine auftritt oder ein anderes netzbildendes Verfahren (z.B. SelfSync) annimmt.
- Der Wirkleistungs-Durchsatz nahezu jeder Einheit (Einspeiser, Last, Speicher) kann für Zwecke der Momentanreserve ständig (im Verbundbetrieb) geringfügig variiert werden und in sehr seltenen Ausnahmesituationen (System Split) sehr stark reduziert, teils auch erheblich gesteigert werden. In der Ausnahmesituation wird dabei nicht der störungsfreie Normalbetrieb der Einheit, sondern der Weiterbetrieb des Netzes priorisiert in dem Maße, in dem nennenswerte Kollateralschäden bei der Einheit ausgeschlossen werden können.

4.10.1 Grundsätze zur leistungselektronischen Bereitstellung von Momentanreserve

Je stärker bei zunehmenden Leistungstransiten zwischen verschiedenen Teilen des Verbundnetzes die für Momentanreserve abrufbaren Wirkleistungsänderungen werden müssen, desto mehr kommt es darauf an, dafür neue Ressourcen zu erschließen und Ressourcen effektiv und gezielt einzusetzen. Die folgenden Grundsätze stecken dafür einen groben Rahmen ab.

Für die Bereitstellung ausreichender Momentanreserve (Auslegungsstörfall: System Split) sollten vorzugsweise diejenigen Technologien verwendet werden, die mit geringstem Ressourceneinsatz den größten Effekt erzielen können.

Synchrongeneratoren erbringen symmetrische Momentanreserve (d.h. in gleicher Stärke bei steigender und bei fallender Netzfrequenz) ohne bewussten Einsatz von Ressourcen, auch im Extremfall eines System Split [2]. Um leistungselektronisch angekoppelte Anlagen (Einspeiser, Speicher und ggf. auch Lasten) in die Erbringung von Momentanreserve einzubeziehen, müssen sie mit einem entsprechenden Regelschema ausgestattet sein.

Die inhärente Erbringung von Momentanreserve bedeutet, dass die Schnittstelle zum Netz hin auf eine sich ändernde Netzfrequenz (exakter: auf Änderungen des Spannungswinkels) verzögerungsfrei reagiert durch Änderung des Wirkleistungsflusses zwischen Netz und Spannungszwischenkreis. Die Regelung der intern am Zwischenkreis angeschlossenen Anlage, z.B. Photovoltaik-Module am MPP (maximum-power point) oder eine per Frequenzrichter betriebene Maschine, muss in der Lage sein, schnell genug auf die von außen kommende, von Zeitpunkt und Höhe unvorhersehbare Leistungsänderung zu reagieren, d.h. den internen Leistungsfluss so passend nachzuführen, dass die Zwischenkreisspannung innerhalb der vorgesehenen unteren und oberen Grenzen bleibt.



Erneuerbare Einspeiser können nur mit Zusatzaufwand (zusätzlicher Speicher und/oder verstärkte Bauteile, vgl. [3]) so errichtet werden, dass sie auch ohne Androsselung bei absinkender Frequenz ihre Einspeiseleistung steigern. Manche Lasten, z.B. drehzahlgeregelte Motoren in der Industrie, sollten im Zuge der Erbringung von Momentanreserve unter keinen Umständen ihren Leistungseinsatz steigern. Ziel der durchgeführten Untersuchungen war es, auch Einspeiser und Lasten in die Erbringung von Momentanreserve einzubeziehen, die ihre Wirkleistung jeweils nur absenken bei ansteigender (Einspeiser) bzw. abfallender (Lasten) Netzfrequenz, vgl. [11].

In den für Momentanreserve auslegungsrelevanten Fällen von System Split ist bei leistungselektronisch angebundenen Einspeisern und Lasten, die sowieso gerade Wirkleistung mit dem Netz austauschen, die Reduzierung des eigenen Wirkleistungsumsatzes zielführender als die Steigerung.

Bei auslegungsrelevanten Fällen von System Split laufen die Trennlinien quer durch das europäische Verbundnetz, und es entstehen zukünftig -zig GW an Wirkleistungsungleichgewicht (überschlägig: die unterbrochenen Leistungsflüsse über Verbundleitungen). Wenn dabei in einem verbleibenden Netzgebiet die Frequenz ansteigt, ist es zielführend, dass diejenigen Netzteilnehmer, die durch die Gesamtstärke ihres Leistungseinsatzes das Ansteigen der Frequenz befördern, Momentanreserve durch Reduktion ihres Leistungsumsatzes erbringen, nämlich die leistungselektronischen Einspeiser. Den vorigen Satz kann man ein weiteres Mal formulieren für abfallende Frequenz; dann sind es die Lasten, die durch die Gesamtstärke ihrer Leistungsaufnahme das Abfallen der Frequenz befördern, und wiederum ist die Reduktion des Leistungsumsatzes zielführend, hier die der Lasten. In beiden Fällen sind diejenigen Anlagen, die – wenn sie in der Lage dazu wären – durch Steigerung ihrer Wirkleistung zielführend wirken könnten, wesentlich schwächer vertreten, denn die jeweils anderen Anlagen bestimmen die Richtung des Wirkleistungsungleichgewichts und damit der Frequenzänderung.

Als Regel formuliert: Nach einem System Split ist es zielführend, wenn – je nach Richtung der Frequenzveränderung – die Einspeiser oder die Abnehmer von Wirkleistung im Zuge der Erbringung von Momentanreserve ihren Leistungsumsatz reduzieren, immer diejenigen Netzteilnehmer, deren Gesamt-Leistungseinsatz das Leistungsungleichgewicht nach dem System Split prägt. Dies passt zu den Fähigkeiten eines Großteils der Anlagen, nämlich im extrem seltenen Notfall (!) die Wirkleistung auf Null oder auf einen geringen Teil der Nennleistung zu reduzieren, während schlagartige Steigerungen der Wirkleistung oftmals nicht oder nur in geringerem Maße möglich sind, siehe vorigen Abschnitt.

Im Regelfall ist es zielführend, bei leistungselektronisch gekoppelten Einspeisern, Lasten und auch Speichern mit Virtueller Synchronmaschine (VSM) das grundsätzlich netzbildende Regelschema so zu ergänzen, dass leicht bis stark asymmetrische oder gar unidirektionale Beiträge (bezogen auf die Frequenzänderungsrichtung) zur Momentanreserve entstehen.

Nicht wenige Lasten, z.B. Strömungsmaschinen, können je nach Arbeitspunkt ihre Leistung kurzzeitig kräftig oder schwach erhöhen. Bei Ladevorgängen hängt es vom Arbeitspunkt zwischen Minimal- und Maximalleistung ab, ob die stärkere Variationsmöglichkeit die Reduzierung oder die Steigerung der Wirkleistung ist. Wenn Speicher gerade weder ein- noch ausspeichern, können sie bei der Erbringung von Momentanreserve symmetrisch arbeiten, also gleich stark auf abfallende und ansteigende Frequenz reagieren. Will man bei einem Speicher, der gerade lädt oder entlädt, die Variationsmöglichkeiten der Wirkleistung zwischen maximaler Ladeleistung und maximaler Entladeleistung voll ausnutzen, dann muss eine Asymmetrie vorgesehen werden mit Blick auf die Stärke der Reaktion auf abfallende und ansteigende Frequenz. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass Momentanreserve immer stetig bis zu den Auslegungsgrenzen, Frequenzänderungsraten ($\text{RoCoF} = \text{rate of change of frequency}$) von z.B. $\pm 2 \text{ Hz/s}$ [2, S.8] oder gar $\pm 4 \text{ Hz/s}$, erbracht werden soll.

Erneuerbare Einspeiser sind schon heute in der Lage, die ins Netz abgegebene Wirkleistung bis auf Null zu reduzieren, z.B. bei einem Kurzschluss nahe dem Netzanschlusspunkt. Bei Lasten muss man häufig von einer Mindest-Wirkleistung ausgehen, die selbst in einem extremen Notfall nicht unterschritten werden darf, damit sich der Charakter des durch sie verfolgten Prozesses nicht ändert und/oder um die steuern den Komponenten weiter zu versorgen. Solche arbeitspunktabhängigen Begrenzungen der Fähigkeiten zur Wirkleistungsvariation sind bekannt, wenn die Stärken der Reaktionen auf positive und negative Frequenzveränderungen (Details siehe 4.10.2) festgelegt werden. Tritt eine RoCoF jenseits der Auslegungsgrenzen auf, so muss dafür gesorgt werden, dass die VSM definiert weiterbetrieben wird, d.h. der fortschreitenden Frequenzänderung am Netzanschlusspunkt intern folgt, und trotzdem die untere und die obere Wirkleistungsgrenze der Anlage nicht verletzt werden.

Aus diesen Betrachtungen ergibt sich, dass man für leistungselektronische Momentanreserve bei keinem Einspeiser, keinem Speicher und keiner Last eine VSM mit stets einheitlicher Parametrierung für positive und negative RoCoFs einsetzen darf, wenn man die arbeitspunktabhängigen Möglichkeiten der



Leistungsvariation bis zu den RoCoF-Auslegungsgrenzen voll ausnutzen will. In 4.10.2 wird eine Möglichkeit vorgestellt, eine generische VSM so zu modifizieren, dass die im extrem seltenen Notfall auszuschöpfenden Spielräume für Leistungsvariationen bis zu den Leistungsgrenzen symmetrisch oder asymmetrisch ausgenutzt werden, jedoch nicht darüber hinaus. Das Regelschema der VSM behält dabei die für den jeweiligen Einsatz entscheidenden Aspekte der Netzbildung bei und kann komplementär zu anderen Erbringern von Momentanreserve daran mitwirken, dass insgesamt in einem betrachteten Teil eines Netzes die Netzbildung im vollen Sinne gewährleistet ist, selbst wenn die einzelnen Erbringer, z.B. Lasten mit Gleichrichter oder Anlagen mit unidirektionalen Beiträgen zur Momentanreserve, keiner strengen Definition von Netzbildung genügen können.

Komplementäre Netzbildung bindet alle Ressourcen ein, die inhärent Beiträge zur Momentanreserve leisten können.

Bei Lasten, die per Gleichrichter (z.B. Vienna-Rectifier) ans Netz gekoppelt sind, kann man nicht von Netzbildung sprechen, denn sie versorgen das Netz nicht mit Spannung. Ein- oder dreiphasige Lasten können jedoch mit einem VSM-Regelschema betrieben werden [4], [5] und so inhärente Momentanreserve erbringen. Wie solche Lasten die Defizite von Einspeisern mit Blick auf die symmetrische Erbringung von Momentanreserve ausgleichen können, wird im Folgenden skizziert.

Die Stromrichter von Lasten, die zur Momentanreserve beitragen, können häufig weder als „spannungseinprägend“ noch als „netzbildend“ bezeichnet werden. Begriffe, die nicht nur auf Einspeiser und Speicher, sondern auch auf per Gleichrichter gekoppelte Lasten anwendbar wären, sind:

- „spannungsorientierter“ Betrieb des Stromrichters,
- Synchronstromrichter (analog zu Synchronmaschine).

Da sich jedoch der Begriff „netzbildender Stromrichter“ durchgesetzt hat für die leistungselektronische Erbringung von Momentanreserve, wird im Folgenden von „komplementärer Netzbildung“ gesprochen, wenn eine strenge Definition von Netzbildung durch die einzelne stromrichtergekoppelte Einheit nicht erfüllt wäre, sei es weil Momentanreserve nur unidirektional erbracht wird oder weil keine Einspeisung von Wirkleistung möglich ist.

Erneuerbare Einspeiser lassen sich dann nicht als netzbildend im hier betrachteten Sinne bezeichnen, wenn sie ihre Wirkleistung für Zwecke der Momentanreserve zwar reduzieren, aber nicht steigern können. Netzbildung wäre erreichbar durch Zugriff auf gespeicherte Energie, was aus Ressourcengründen eher vermieden werden sollte.

Komplementäre Netzbildung verfolgt einen möglichst ressourcenoptimierten Ansatz und erreicht Spannungseinprägung bzw. Netzbildung durch gegenseitige Ergänzung der Eigenschaften unterschiedlicher leistungselektronisch gekoppelter Netzteilnehmer, z.B. Einspeiser und Lasten.

Es lassen sich zwei Grundformen komplementärer Netzbildung unterscheiden:

- Unidirektionale Momentanreserve: Sowohl (erneuerbare) Einspeiser als auch einbezogene Lasten arbeiten ohne Speicher und nach einem spannungseinprägenden Regelschema. Im Zuge der Erbringung von Momentanreserve ist keinerlei Steigerung ihrer Wirkleistungsabgabe bzw. -aufnahme vorgesehen.
 - Einspeiser (ohne Androsselung, ohne erhöhte Stromtragfähigkeit der Halbleiter) reagieren mit inhärenter Momentanreserve nur bei steigender Netzfrequenz, senken also ihre Momentan-Wirkleistung passend ab.
 - Komplementär dazu tragen Lasten, die zwar leistungselektronisch angebunden sind, aber ihre Wirkleistungsaufnahme nicht steigern können/sollen, nur bei fallender Netzfrequenz inhärente Momentanreserve bei, senken also ebenfalls ihre Momentan-Wirkleistung passend ab.
- Bidirektionale aber asymmetrische Momentanreserve: Herkömmliche leistungselektronische Einspeiser im netzstützenden Betrieb können gemeinsam mit leistungselektronischen Lasten insgesamt netzbildend arbeiten.
 - Leistungselektronisch angebundene Lasten mit Möglichkeit zur Steigerung und Absenkung der Wirkleistung können für ein durch ausschließlich trägheitslose Einspeisung versorgtes Netz die nötige Momentanreserve vollständig bereitstellen.
 - Hierbei darf die Trägheitszeitkonstante der einzelnen Last stark unterschiedliche Werte für die eine und die andere Richtung annehmen, entsprechend den arbeitspunktabhängigen Wirkleistungsgrenzen. Insgesamt addieren sich je Richtung einfach die Beiträge unterschiedlicher Lasten mit unterschiedlichen Arbeitspunkten. Entscheidend ist nur, dass die insgesamt verfügbare Momentanreserve alle Stabilitätsanforderungen abdeckt, was auch bei zeitweise starker Asymmetrie der Gesamt-Regelreserven möglich ist.

Das asymmetrische Verhalten bei beiden Grundformen wird beschrieben durch die bevorzugte RoCoF-Richtung, bei der die Wirkleistungsreaktion auf Frequenzänderungen ihre reguläre Stärke hat, und die

andere RoCoF-Richtung, bei der eine bewusst abgeschwächte Wirkleistungsreaktion auf Frequenzänderungen erfolgt oder – im Falle der unidirektionalen Momentanreserve – eine Wirkleistungsänderung ganz vermieden wird, siehe Abbildung 4.10-1.

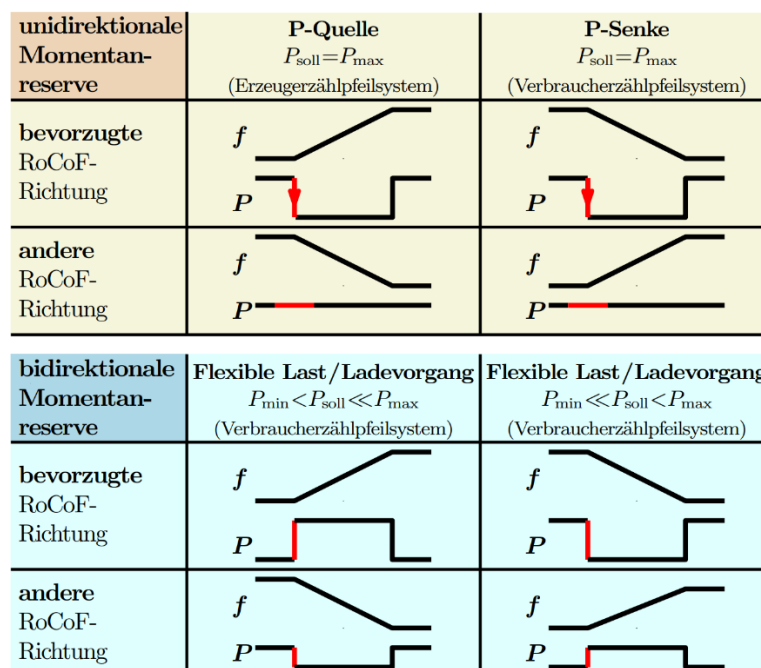


Abb 4.10-1: Schematisches Verhalten der beiden Grundformen komplementärer Netzbildung

Wie die Machbarkeitsstudie in 4.10.3 bestätigt, ist es durch ein modifiziertes Regelschema möglich, die prinzipbedingt symmetrische Wirkleistungs-Reaktion einer VSM für eine RoCoF-Richtung ganz oder – exakt dosiert – teilweise außer Kraft zu setzen. Jede der beiden Grundformen könnte bei passender Zusammenstellung die Netzbildung für ein ganzes Netz abdecken, ohne dass darin weitere Erbringer von Momentanreserve (wie z.B. Synchrongeneratoren) aktiv sein müssten.

Es sind keine Gründe erkennbar, warum die beiden grundsätzlichen Kombinationen von Einspeisern und Lasten nicht in einem ausgedehnten Netz gemischt, beliebig gestreut und auch variiert werden dürften, z.B. nur Steigerung der Wirkleistung bei Betrieb am Wirkleistungsminimum, Einbeziehung von Speichern, Umkehr des Wirkleistungsflusses im Zuge der Erbringung von Momentanreserve bei Lade- oder Entladevorgängen. Letztlich ist davon auszugehen, dass bei leistungselektronischen Beiträgen in der Praxis einfach Regelreserven für positive RoCoFs addiert werden können, genauso für negative RoCoFs.

Aus der stärkstmöglichen Einbeziehung sowieso am Netz aktiver Lasten und Speicher unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Arbeitspunkte ergeben sich Fortschritte in Richtung Ressourcenoptimierung und naheliegenderweise auch Kostenminimierung bei der Abdeckung von Momentanreserve-Bedarfen.

Beiträge unterschiedlichster leistungselektronischer Einheiten, die jeweils abhängig von Arbeitspunkt und Wirkleistungsgrenzen asymmetrisch erbracht werden, haben im Zusammenwirken das Potenzial, die Gesamtbedarfe an Momentanreserve bei steigender und fallender Netzfrequenz abzudecken.

Durch den geschilderten Fokus auf angepasste Regelungen können Aufwände für symmetrische Erbringung von Momentanreserve minimiert werden. Die damit verbundenen Potenziale für Ressourcenoptimierung und Kostenminimierung bei der zukünftigen Momentanreserve lassen sich unaufwändig erschließen, da die Anpassung von Regelschemata in Software realisiert wird. Perspektivisch lassen sich die Momentanreserve-Bedarfe eines betrachteten Teilnetzes, ermittelt aus auslegungsrelevanten Fällen von System Split, durch passende Allokation von über das Netz verteilten Einspeisern, Speichern und Lasten mit unterschiedlichsten Fähigkeiten zur Wirkleistungsvariation insgesamt abdecken.

Es gibt keine technischen Gründe, die Gesamtreserven immer symmetrisch vorzuhalten. Im Gegenteil, aus auslegungsrelevanten System Splits können und werden sich je Zeitabschnitt und betrachtetem Teil des Netzes für beide RoCoF-Richtungen durchaus unterschiedliche Bedarfe an maximalen Wirkleistungsbeiträgen ergeben.



Im Folgenden werden die vorstehend abgesteckten Themen detaillierter ausgearbeitet, incl. einer Machbarkeitsstudie zum Konzept in 4.10.3.

4.10.2 Modifikation einer generischen VSM-Regelung

Eine ausführliche deutsche Einführung ins Themengebiet findet sich auf den ersten Seiten von [7]. Unter Verweis darauf wird im Folgenden darauf verzichtet, die Relevanz von System Splits abzustecken, die Potenziale insbesondere auf Lastseite konkreter zu benennen und die Lösbarkeit von sich dabei stellenden Herausforderungen zu plausibilisieren. Teile dieses Beitrags sind [7] entnommen.

Motivation Asymmetrie:

Aus den Ausführungen auf den vorigen Seiten ergibt sich die Sinnhaftigkeit der asymmetrischen Erbringung leistungselektronischer Momentanreserve in Abhängigkeit vom Arbeitspunkt des einzelnen Erbringers.

Motivation Begrenzungen:

Erneuerbare Einspeiser sind schon heute in der Lage, die ins Netz abgegebene Wirkleistung bis auf Null zu reduzieren, z.B. bei einem Kurzschluss nahe des Netzanschlusspunkts. Bei Lasten muss man häufig von einer Mindest-Wirkleistung ausgehen, die nicht unterschritten werden darf, damit sich der Charakter des durch sie verfolgten Prozesses nicht ändert und/oder um die steuernden Komponenten weiter zu versorgen. Diese Begrenzungen sind bekannt, wenn die Stärken der Reaktionen auf positive und negative Frequenzveränderungen (Details siehe unten) festgelegt werden. Tritt jedoch eine Frequenzänderungsrate (RoCoF = rate of change of frequency) jenseits der Auslegungsgrenzen von z.B. +/- 2 Hz/s [2, S. 8] auf, so muss dafür gesorgt werden, dass die VSM definiert weiterbetrieben wird und trotzdem die untere und die obere Wirkleistungsgrenze nicht verletzt werden.

Insgesamt ergibt sich schon aus diesen einführenden Betrachtungen, dass man für leistungselektronische Momentanreserve bei keinem Einspeiser, keinem Speicher und keiner Last eine VSM mit stets einheitlicher Parametrierung für positive und negative RoCoFs einsetzen darf, wenn man Möglichkeiten der Leistungsvariation bis zu den RoCoF-Auslegungsgrenzen voll ausnutzen will. In diesem Beitrag wird eine Möglichkeit vorgestellt, eine generische VSM so zu modifizieren, dass Möglichkeiten der Leistungsvariation bis zu den Leistungsgrenzen symmetrisch oder asymmetrisch ausgenutzt werden, jedoch nicht darüber hinaus. Dies beinhaltet die Möglichkeit, dass sich Einspeiser, Speicher und Lasten über das Netz verteilt so ergänzen, dass insgesamt für beide RoCoF-Richtungen alle Momentanreserve-Bedarfe abgedeckt werden.

Ausgangspunkt: Wirkungsweise und gängige Parametrierung virtueller Synchronmaschinen:

VSM-Regelungen machen sowohl Einspeisestromrichter als auch leistungselektronisch gekoppelte Lasten (z.B. mit Vienna Rectifier [5] und Speicher zu Erbringern inhärenter Momentanreserve. Die Hauptbestandteile einer VSM-Regelung sind (siehe Abbildung 4.10-2):

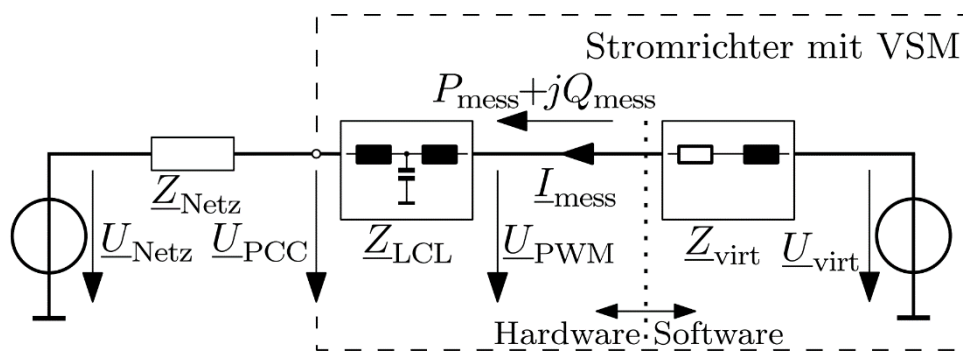
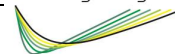


Abb. 4.10-2: Prinzipieller Aufbau einer VSM, universell gezeichnet für Erzeugung und Lasten (einphasiges Ersatzschaltbild im Erzeugerzählpfeilsystem).

- die Wechselspannungsquelle \underline{U}_{virt} , ausgestattet mit emulierter inhärenter Massenträgheit und den selbstgeführten Größen Frequenz f_{virt} , Spannungswinkel und Amplitude.
- die virtuelle Impedanz $\underline{Z}_{virt} = R_{virt} + j X_{virt}$, die für einen signifikanten Spannungswinkelunterschied zwischen \underline{U}_{virt} und der PWM-Spannung U_{PWM} (Pulsweitenmodulation) sorgt.

Bei Änderung des Spannungswinkels von \underline{U}_{PCC} (point of common coupling), z.B. zu Beginn einer Frequenzveränderung, passt sich der Leistungsfluss P_{mess} durch \underline{Z}_{virt} entsprechend an. Eine negative RoCoF lässt eine



Einspeise-VSM inhärent in Richtung Erhöhung von $|P_{\text{mess}}|$ arbeiten, eine Last-VSM in Richtung Verringerung. Bei einer positiven RoCoF ist es umgekehrt. Das Wirkleistungsungleichgewicht ist

$$\Delta P = P_{\text{soll}} - P_{\text{mess}} \quad (21)$$

mit Wirkleistungs-Sollwert P_{soll} . In diesem Beitrag steht ein positives ΔP immer für ein positives Wirkleistungsungleichgewicht und somit eine positive Beschleunigung von f_{virt} . Abbildung 4.10-2 verwendet das Erzeugerzählpfeilsystem, aber kann leicht auch für einen Last-Stromrichter genutzt werden. P_{soll} und P_{mess} haben dann negative Werte, und f_{virt} beschleunigt, wenn $|P_{\text{mess}}| > |P_{\text{soll}}|$.

In diesem Beitrag sind neben (komplementär) netzbildenden Stromrichtern von Speichern nur solche von Erzeugung und leistungselektronisch gekoppelten Lasten interessant, die keinen Zugriff auf irgendeine Art Speicher haben und die Energie für ihre Beiträge zur Momentanreserve nicht nur mit dem Zwischenkreis-kondensator austauschen. Beim Auftreten starker Frequenzbewegungen müssen Wirkleistungsänderungen der VSM an den Hauptprozess weitergegeben werden, d.h. bei Einspeisung von Leistung z.B. die von Photovoltaik-Modulen zufließende Leistung reduziert bzw. bei Abnahme von Leistung z.B. der Arbeitspunkt des Frequenzumrichters angepasst werden. Jede Einheit (Erzeugung, Last, Speicher) hat Wirkleistungsgrenzen, durch deren Beachtung sich die maximal mögliche Leistungssteigerung und -reduzierung ergibt.

Die Anlaufzeitkonstante T_A drückt die Stärke der Wirkleistungsreaktion auf eine RoCoF aus und ist für eine VSM definiert als: ¹

$$T_A = \frac{|\Delta P_{\text{max}}|}{P_{\text{nenn}}} \cdot \frac{f_{\text{nenn}}}{|\dot{f}_{\text{virt,max}}|} \quad (22)$$

$\dot{f}_{\text{virt,max}}$ ist die stärkste erwartete RoCoF im Netz, während $|\Delta P_{\text{max}}|$ den betragsmäßig kleineren Wert der maximal möglichen Leistungssteigerung und -reduzierung ausdrückt. Auf diese Weise ergibt sich bei einer normalen VSM – ohne die im Folgenden vorgestellten Modifikationen – ein einheitliches T_A für positive und negative RoCoFs. Anm.: Falls keine Leistungssteigerung zulässig ist, ergibt sich $T_A = 0$, womit keine normale VSM betrieben werden kann. Dieser Fall wird durch die im Folgenden vorgestellten Modifikationen gelöst. Weichen die Beträge der maximal möglichen Leistungssteigerung und -reduzierung stark voneinander ab, so nutzt eine normale VSM mit einheitlichem T_A für positive und negative RoCoFs die möglichen Leistungsvariationen nur zum Teil aus. Auch dies ändert sich durch die im Folgenden vorgestellten Modifikationen.

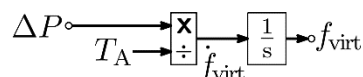


Abb. 4.10-3: Frequenznachführung einer VSM, hier in p.u.-Größen (per unit) zu verstehen.

Die im Netz messbare Momentanfrequenz und RoCoF weichen dynamisch ab von der Frequenz f_{virt} und der Frequenzänderungsrate \dot{f}_{virt} von $\underline{U}_{\text{virt}}$ in der VSM, siehe Abbildung 4.10-3. f_{virt} ist Ausgangssignal eines Integrators, dementsprechend ist \dot{f}_{virt} sein Eingangssignal. Bestimmt durch ständige Wirkleistungsmessung, berechnet sich \dot{f}_{virt} in Hz/s zu:

$$\dot{f}_{\text{virt}} = \frac{\Delta P}{P_{\text{nenn}}} \cdot \frac{f_{\text{nenn}}}{T_A}$$

Zum Stand der Forschung gibt es in [6, S. 8f] ein Literatur-Review, das 46 Quellen einbezieht.

Vorgeschlagene Modifikationen des VSM-Regelschemas:

Dieser Abschnitt erläutert vorgeschlagene Modifikationen einer generischen VSM-Regelung, die das inhärente Verhalten so asymmetrisch machen wie nötig und beliebige Leistungsbegrenzungen durchsetzen.

¹ Annahmen dabei: Es gibt keinen Grund, das mechanische Verhalten einer echten Synchronmaschine nachzubilden, deswegen wird T_A auf einen Leistungs- und nicht auf einen Drehmomentwert bezogen, und es ergibt sich ein nur von der RoCoF und nicht auch noch von der Momentanfrequenz abhängiger Wirkleistungseinsatz. T_A wird auf die Nennwirkleistung P_{nenn} bezogen, wie es bei den europäischen Übertragungsnetzbetreibern üblich ist, [2, S. 10] und nicht auf die Nennscheinleistung, wie es in Lehrbüchern gängig ist. [8, S. 13]



Intrinsische Möglichkeiten von Einheiten wie PV-Anlagen, Wärmepumpen, Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen usw. können so in Gänze für asymmetrische Beiträge zur Momentanreserve genutzt werden. Der Begriff "virtuelle Synchronmaschine" im engeren Sinne ist auf die Regelalgorithmen nicht mehr anwendbar, denen solch ein asymmetrisch arbeitender Stromrichter folgt, weil sein Verhalten nicht mehr dem irgendeines der für VSMs etablierten Synchronmaschinenmodelle entspricht. Der Begriff "komplementär netzbildender Stromrichter" ist hier anwendbar. Trotzdem wird auch die Bezeichnung VSM in diesem Beitrag weiterhin verwendet, darauf Bezug nehmend, dass im Kern des Stromrichters eine VSM im engeren Sinne arbeitet, was tatsächlich auf den beschriebenen Ansatz zutrifft: Die Modifikationen des VSM-Regelschemas kapseln das Kern-Regelschema der VSM ein.

Eine Pseudo-Lösung zur Realisierung von Asymmetrie wäre, T_A dynamisch zwischen großem und kleinem Wert umzuschalten. Abbildung 4.10-3, mit T_A im Nenner, macht deutlich, dass ein sehr kleines T_A – geschweige denn $T_A = 0$ – eine hohe Verstärkung in die Regelschleife bringen und so die Stabilität verschlechtern würde. Hinweis: Alles im Folgenden Beschriebene funktioniert einwandfrei für sehr kleine T_A -Werte und auch für $T_A = 0$. Die Überlegung „Wie verhält sich eine Synchronmaschine mit solch einem T_A -Wert?“ verbietet sich jedoch. Passend wäre für $T_A = 0$ der Vergleich mit einer normal dimensionierten Synchronmaschine, deren Wirkleistungsbeiträge zur Momentanreserve immer innerhalb von einigen ms durch parallelgeschaltete Leistungselektronik ausgeregelt (im Sinne von neutralisiert) werden, d.h. zum Netz hin entsprechen ihre Beiträge zur Momentanreserve einem $T_A = 0$.

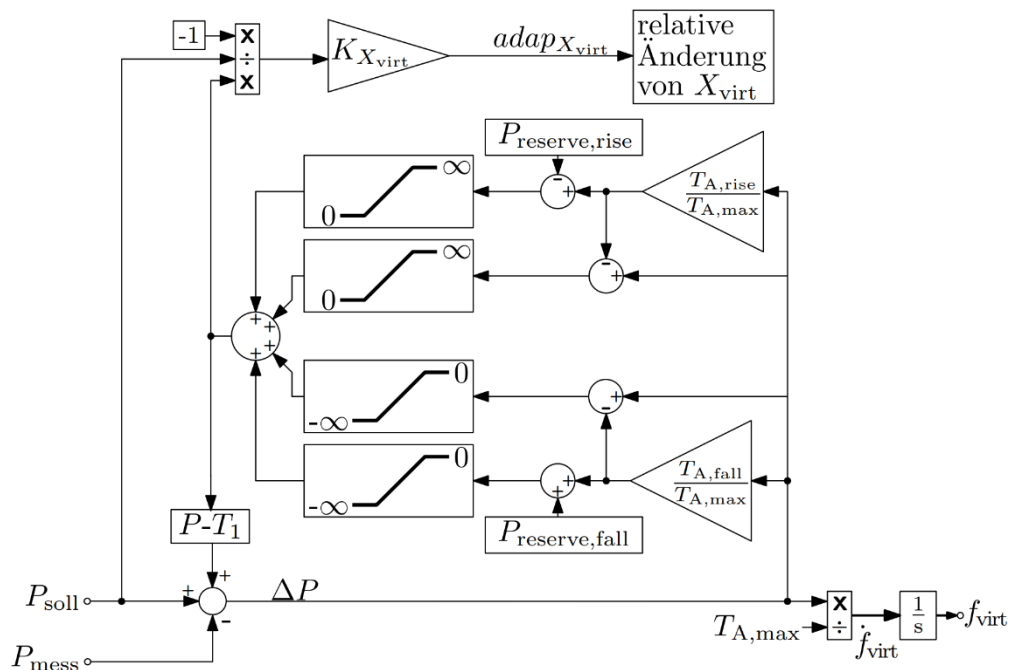


Abb. 4.10-4: Modifizierte VSM-Regelung für asymmetrischen VSM-Betrieb und Durchsetzung von Leistungsbegrenzungen. Universelle VSM mit ΔP -Berechnung nach Gl. (21) und $P_{soll} \leq 0$, falls die VSM ein Verbraucher ist.

Abbildung 4.10-4 zeigt die tatsächlichen Modifikationen des Regelschemas. Abbildung 4.10-3 ist unten rechts Teil davon, jedoch wurde T_A durch $T_{A,max}$ ersetzt, das wie folgt definiert wird. Asymmetrische Masenträgheit geht mit einer positiven und einer negativen Regelreserve mit unterschiedlichen Werten einher, von denen einer sogar 0 sein kann. Die jeweiligen T_A resultieren aus Gl. (22) mit der jeweiligen Reserve $|\Delta P_{max}|$. $T_{A,max}$ ist das größere von beiden T_A und bleibt in Abbildung 4.10-4 unverändert, wenn das andere T_A wirksam wird. Nachfolgend wird erklärt, wie die Mechanismen aus Abbildung 4.10-4 das wirksame T_A verändern.

Modifikation der ΔP -Berechnung: Auch mit allen Modifikationen behält das Signal ΔP nach Division durch $T_{A,max}$ seine eigentliche Funktion, eine durch Trägheit verzögerte und zur Frequenzentwicklung am PCC jederzeit passende pos. oder neg. Beschleunigung von f_{virt} hervorzurufen. Immer wenn das wirksame $T_A = T_{A,max}$ ist, arbeitet die VSM unbeeinflusst durch die Modifikationen. Soll jedoch ein $T_A < T_{A,max}$ wirksam sein, erfolgt über die vier waagerechten Signalwege, an deren Ende jeweils ein Wertbegrenzer steht, eine bedingte Signalarückführung über ein P-T₁-Glied und beeinflusst die ΔP -Berechnung in der gewünschten Stärke. Das Verzögerungsglied hat eine Zeitkonstante $T_1 < 2$ ms und sorgt für algebraische Entkopplung und Stabilität. Die Modifikation der ΔP -Berechnung im Detail:



Die Abkürzungen „rise“ und „fall“ in den Indizes in Abbildung 4.10-4 beziehen sich auf die Veränderungsrichtung der Frequenz, also positive bzw. negative RoCoF und nicht etwa auf irgendwelche Leistungswerte. $P_{\text{reserve, rise}}$ und $P_{\text{reserve, fall}}$ stehen für die beiden maximalen Leistungshübe $|\Delta P_{\text{max}}|$ aus Gl. (22), angewendet auf ansteigende und abfallende Netzfrequenz, und sind oftmals unterschiedlich groß. Die beiden oberen waagerechten Zweige der ΔP -Rückführung entfalten nur bei ansteigender Frequenz eine Wirkung, also wenn ΔP positiv ist. Soll hierbei ein reduziertes $T_A = k \cdot T_{A, \text{max}}$ wirken (mit $0 \leq k < 1$), so wird im zweiten Rückführungszweig von oben der Leistungswert $(1 - k) \cdot \Delta P$ in die ΔP -Berechnung zurückgeführt. Somit muss nur der Anteil $k \cdot \Delta P$ durch die Differenz $P_{\text{Soll}} - P_{\text{mess}}$ aufgebracht werden, was einem nach außen wirksamen $T_A = k \cdot T_{A, \text{max}}$ entspricht. Wird angesichts einer unerwartet starken RoCoF bei der Erbringung von Momentanreserve der maximale Leistungshub $P_{\text{reserve, rise}}$ überschritten, so wird jede weitere Erhöhung Δ von ΔP nicht mehr nur mit dem Leistungswert $(1 - k) \cdot \Delta$, sondern über beide obere Zweige zusammen mit $(k + 1 - k) \cdot \Delta = \Delta$ in die ΔP -Berechnung zurückgeführt. Durch das erhöhte ΔP erhält f_{virt} auch in dieser Situation die passende Beschleunigung, aber die VSM erhöht die Leistungsdifferenz $P_{\text{Soll}} - P_{\text{mess}}$ nicht weiter, d.h. die vorgegebene Begrenzung dafür wird eingehalten. Die Leistungsbegrenzung wird natürlich auch durchgesetzt, wenn $T_A = T_{A, \text{max}}$ ist, d.h. $k=1$. Exakt wie beschrieben, bloß mit umgekehrten Vorzeichen der Signale, arbeiten auch die beiden unteren Zweige der ΔP -Rückführung für negative ΔP -Werte, also bei abfallender Frequenz; $P_{\text{reserve, fall}}$ hat dabei jedoch kein negatives Vorzeichen.

Dynamische Anpassung der virtuellen Reaktanz: Tritt ein Spannungswinkelsprung am PCC auf, springt die Differenz der Spannungswinkel von $\underline{U}_{\text{PCC}}$ und $\underline{U}_{\text{virt}}$ (vgl. Abbildung 4.10-2) auf einen neuen Wert, woraufhin die VSM den Strom durch $\underline{z}_{\text{virt}}$ anpasst und somit P_{mess} ändert. $T_A = 0$ oder ein kleines T_A allein mit dem eben beschriebenen Mechanismus zu realisieren, ergibt große Variationen bei ΔP , Wirkleistungsschwingungen und/oder langsame Annäherung von P_{mess} an den Zielwert. Um all das zu vermeiden, wird die virtuelle Reaktanz X_{virt} – nur für Wirkstrom – mittels eines relativen Anpassungswerts $\text{adap}_{X_{\text{virt}}} = -k_{X_{\text{virt}}} \cdot \Delta P / P_{\text{Soll}}$ modifiziert, wobei $k_{X_{\text{virt}}}$ anhand regelungstechnischer Gesichtspunkte festgelegt wird. $\text{adap}_{X_{\text{virt}}} > 0$ erhöht X_{virt} , $\text{adap}_{X_{\text{virt}}} < 0$ verringert es. Wird die oben beschriebene ΔP -Rückkopplung damit ergänzt, kann der Stromrichter nach einem großen Ereignis im Netz, z.B. einem System Split, sehr schnell (< 30 ms) zum originalen P_{Soll} zurückkehren.

4.10.3 Machbarkeitsstudie komplementäre Netzbildung

Mit Blick auf die Möglichkeit, dass das europäische Verbundnetz durch einen System Split in mehrere Teile zerfallen könnte, erscheint die durchgängige Bereitstellung von genügend inhärent erbrachter Momentanreserve (ENTSO-E: true inertia [1]) in jedem der potenziellen Teilnetze als die größte Herausforderung komrender Jahrzehnte [2]. Momentanreserve als Beitrag zur Frequenzstabilität ist ein Aspekt der Netzbildung. Wie oben in 4.10.1 in den Ausführungen zu „komplementäre Netzbildung“ erläutert, wird der adjektivierte Begriff „komplementär netzbildend“ in diesem Bericht für alles genutzt, was zwar inhärent Momentanreserve erbringt, aber für sich genommen keiner strengen Definition von Netzbildung genügen kann. Die Einbeziehung stromrichtergekoppelter Lasten in die inhärente Erbringung von Momentanreserve kann zu Fortschritten in Richtung Ressourcenoptimierung führen. Die beschriebenen Grundformen komplementärer Netzbildung, bei denen die Optimierung des Ressourceneinsatzes besonders prägnant ist, sind: Einerseits unidirektionale, andererseits bidirektionale aber asymmetrische Momentanreserve. Dabei hat jeder Erbringer von Momentanreserve zu einem Zeitpunkt nicht nur einen, sondern zwei meist unterschiedliche Werte für die Anlaufzeitkonstante T_A , die dann abhängig von der Richtung einer Frequenzänderung gelten. Die Festlegung der beiden T_A -Werte erfolgt arbeitspunktabhängig mit Blick auf die häufig unterschiedlichen Möglichkeiten der max. Wirkleistungs-Steigerung und -Verringerung. In der so genannten bevorzugten RoCoF-Richtung gilt der größere, reguläre T_A -Wert, während in der anderen Frequenzänderungsrichtung der kleinere T_A -Wert gilt, der im Falle der unidirektionalen Momentanreserve sogar zu $T_A = 0$ wird. Untersuchungen zur bidirektionalen aber asymmetrischen Momentanreserve (typisches Beispiel: Schnellladestation für E-Fahrzeuge) fanden im Rahmen des Forschungsprojekts Ladeinfrastruktur 2.0 statt und werden der Vollständigkeit halber hier mit dargestellt.

Für diese Machbarkeitsstudie wird davon ausgegangen, dass alle Stromrichter mit einem VSM-Regelchema (virtuelle Synchronmaschine) arbeiten. In 4.10.2 werden die Mechanismen vorgestellt, die gemeinsam das gewünschte asymmetrische Verhalten der VSM erreichen.

Die durchgeführte Machbarkeitsstudie nutzt für beide Grundformen komplementärer Netzbildung das gleiche generische Beispielnetz, siehe Abbildung 4.10-4, mit einem Einspeiser, zwei VSM-Lasten sowie zwei ohmschen Lasten. Um die durch die modifizierte VSM-Regelung eingeführten Effekte studieren zu können, werden keine frequenzstabilisierenden Maßnahmen wie z.B. Primärregelung einbezogen. Bei $t = 0$ s wird das Beispielnetz vom infinite grid getrennt („System Split“), und bei $t = 0,65$ s schaltet eine der



ohmschen Lasten, so dass sich die Frequenzänderungsrichtung umkehrt. Letzteres kann man bei einer Frequenzänderungsrate von -2 Hz/s als einstufigen Unterfrequenz-Lastabwurf bei 49,0 Hz mit einer Ansprechzeit von 0,15 s interpretieren.

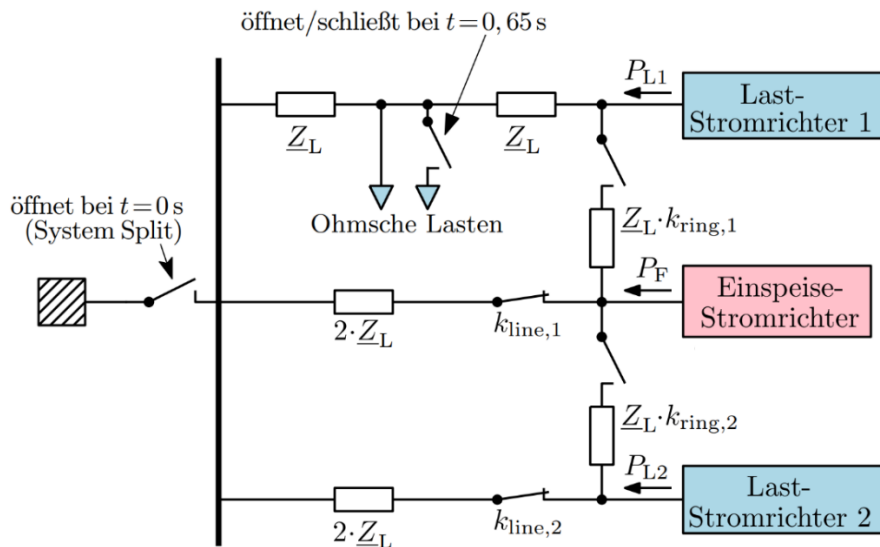


Abb. 4.10-5: Generisches Beispielnetz, das für die Machbarkeitsstudien genutzt wurde.

Durchgeführt wurden die EMT-Simulationen mit Netzspannungen und passenden Netzkomponenten von Nieder- bis Höchstspannung; die gezeigten Simulationsergebnisse beziehen sich auf 110 kV mit Freileitung und einheitlich eingestellte negative und positive Wirkleistungsungleichgewichte nach System Split, die bei den beispielhaft gezeigten Simulationsergebnissen mit symmetrisch arbeitenden VSMs zu Frequenzänderungsraten von ± 2 Hz/s führen. Die Simulationsergebnisse zu unidirektionaler Momentanreserve (Abbildung 4.10-6) zeigen, dass im Gegensatz zum symmetrischen Vergleichsfall (gepunktete Linien) der Einspeisestromrichter vermeidet, seine Wirkleistung bei negativer RoCoF zu steigern. Nur bei positiver RoCoF setzt er Momentanreserve ein durch eine Reduktion der eingespeisten Wirkleistung, die deutlich über die des Vergleichsfalls hinausgeht. Entsprechend zeigen die blauen Graphen aggregiert für die Laststromrichter, dass sie nur bei negativer RoCoF ihre aufgenommene Wirkleistung reduzieren und bei positiver RoCoF vermeiden, ihre Leistungsaufnahme zu steigern. Durch die gezeigten Leistungsänderungen der Stromrichter wird bei passend gesetzten T_A -Werten der asymmetrischen Momentanreserve das Gleiche erreicht wie im symmetrischen Vergleichsfall, nämlich eine sich ergebende Frequenzänderungsrate von ± 2 Hz/s.

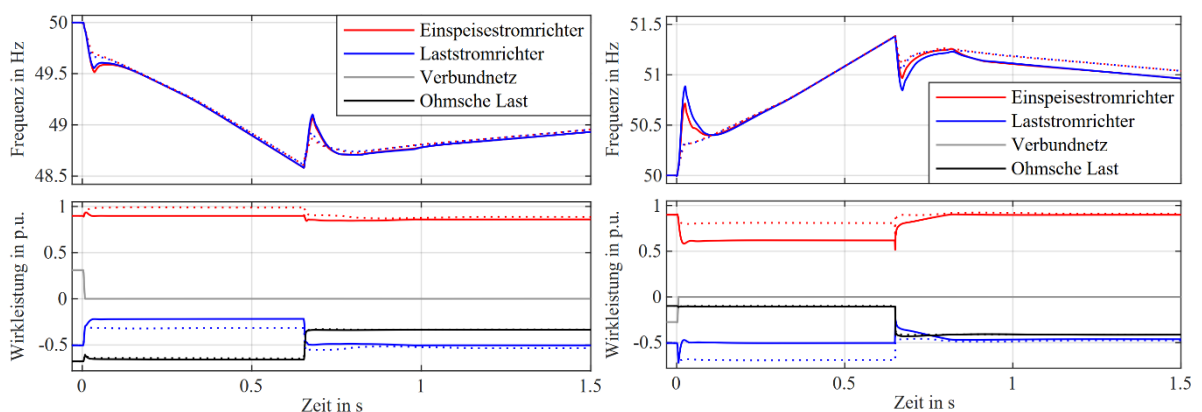


Abb. 4.10-6: Simulationen zu unidirektionaler Momentanreserve: Klemmenfrequenzen der Stromrichter sowie Wirkleistungen (Verbrauch negativ) nach einem System Split mit mehr Last als Einspeisung (links) bzw. umgekehrt (rechts). Die beiden Laststromrichter werden aggregiert dargestellt. Gepunktete Linien: Vergleichsfall mit drei symmetrisch arbeitenden VSMs.

Aufgrund des inhärenten Verhaltens der VSMs ergibt sich bei Vermeidung einer Leistungssteigerung eine sehr kurze Leistungsspitze zum Zeitpunkt jedes schlagartigen Wechsels beim Wirkleistungsgleichgewicht, bis die in 4.10.2 vorgestellten Mechanismen greifen. Die Zeitpunkte sind in allen gezeigten Ergebnisgrafiken $t = 0$ s und $t = 0,65$ s.



Es fällt weiterhin auf, dass zu den genannten Zeitpunkten an den Klemmen der Stromrichter Frequenzausschläge gemessen werden. Diese lassen sich erklären als Messprinzip-bedingte Reaktionen der für die Frequenzmessung eingesetzten PLLs (phase-locked loop) auf Spannungswinkel-Änderungen an den Klemmen. Die Spannungswinkel-Änderungen sind naturgemäß stärker, wenn Beiträge zur inhärenten Momentanreserve asymmetrisch erbracht werden, wie in [9, S. 58f] ausführlich erläutert.

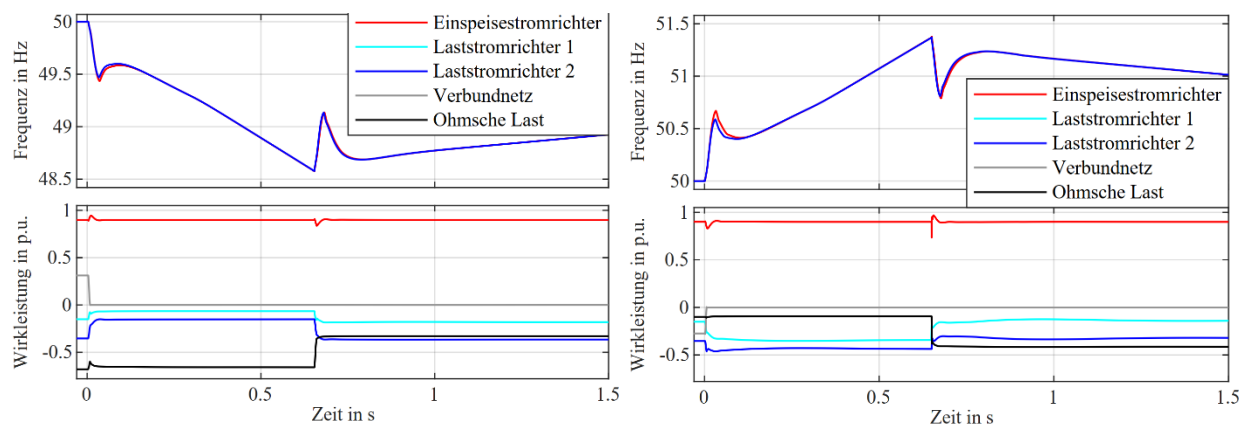


Abb. 4.10-7: Simulationen zu bidirektionaler Momentanreserve: Klemmenfrequenzen der Stromrichter sowie Wirkleistungen (Verbrauch negativ) nach einem System Split mit mehr Last als Einspeisung (links) bzw. umgekehrt (rechts).

In den Simulationsergebnissen zu bidirektionaler aber asymmetrischer Momentanreserve (Abbildung 4.10-7)) erkennt man, dass der Einspeisestromrichter jegliche Wirkleistungsänderung vermeidet, um dem Verhalten eines herkömmlichen stromeinprägenden Stromrichters so gut wie möglich zu entsprechen. Die beiden Laststromrichter (blaue Kurven) übernehmen vollständig die Momentanreserve, mit jeweils zwei unterschiedlichen T_A -Werten: Der größere gilt für die bevorzugte RoCoF-Richtung, auf den kleineren wird bei Beginn der anderen RoCoF-Richtung umgeschaltet. Die Laststromrichter gemeinsam erreichen bei passend gesetzten T_A -Werten durch ihren bidirektionalen aber individuell asymmetrischen Einsatz von Momentanreserveleistung das Gleiche wie alle drei Stromrichter gemeinsam im symmetrischen Vergleichsfall (Abbildung 4.10-6), gepunktete Linien), nämlich eine sich ergebende Frequenzänderungsrate von ± 2 Hz/s.

Ergebnisse der Machbarkeitsstudie:

Komplementäre Netzbildung könnte durch stärkere Einbindung der Verbrauchsseite dafür sorgen, dass Momentanreserve in hohem Maße durch viele asymmetrisch arbeitende Einheiten erbracht wird, und zwar

- unidirektional durch Absenken der Momentanleistung, bei steigender Netzfrequenz durch Einspeiser und bei fallender Netzfrequenz durch Verbraucher,
- bidirektional aber meist asymmetrisch durch leistungselektronische Lasten (z.B. Ladevorgänge), die sich bei der Netzbildung mit herkömmlichen leistungselektronischen Einspeisern ergänzen, die nichts zur Momentanreserve beitragen können.

Erkenntnisse aus der Machbarkeitsstudie:

- (zu A) Systemstabilität erscheint auch dann gewährleistet, wenn ein spannungseinprägender Einspeiser nicht in der Lage ist, seine Wirkleistung (für Momentanreserve) zu steigern (ohne Androsselung/Speicher etc.).
- (zu A) Leistungselektronisch angebundene Lasten ohne die Fähigkeit zur Leistungssteigerung können komplementär zu 1. zur Momentanreserve beitragen.
- (zu B) Leistungselektronisch angebundene Lasten mit Möglichkeit zur Steigerung und Absenkung der Wirkleistung haben das Potenzial, sogar für ein nur durch trägheitslose Einspeisung versorgtes Netz die nötige Momentanreserve vollständig bereitzustellen.

Weiterführende Fragestellungen:



- Bewährt sich der Ansatz auch in Kombination mit anderen Beiträgen zur Momentanreserve (z.B. aus Speichern) und unterschiedlichsten Netzteilnehmern, z.B. Synchron-/Asynchronmaschinen, Lasten mit Gleichrichtern?
- Stabilität bei größerem Netz, Verteilung unterschiedlicher Einheiten.
- Weiterer Pfad bis zur technischen Implementierung im Netz.

4.10.4 Zusammenfassung

Modifikationen einer generischen VSM-Regelung werden vorgeschlagen, und das Arbeitsprinzip wird beschrieben. Die Machbarkeit wird per EMT-Simulation demonstriert.

Die Implementierung der Modifikationen in zukünftigen VSMs von Einspeise-Stromrichtern, leistungselektronisch gekoppelten Lasten und Speichern eröffnet die Perspektive maßgeschneiderter Beiträge zur Momentanreserve entsprechend den Eigenschaften und – häufig situationsabhängigen – Leistungsbegrenzungen der unterschiedlichen Einheiten. Durch Ausnutzung asymmetrischer und oftmals arbeitspunktabhängiger Variationsmöglichkeiten der Wirkleistung bei Einspeisern, Speichern und Lasten können bei steigender und bei fallender Netzfrequenz alle potenziellen Reserven voll für die Erbringung von Momentanreserve ausgenutzt werden. Bei unerwartet starken RoCoFs kann die im Kern des Regelschemas wirkende VSM normal weiterarbeiten, verletzt aber dabei nicht die vorgebbaren Leistungsgrenzen. Damit bleiben die (komplementär) netzbildenden Eigenschaften auch in Extremsituationen erhalten. Wenn man so den Fokus auf angepasste Regelungen legt, können Aufwände für symmetrische Erbringung von Momentanreserve minimiert werden. Die damit verbundenen Potenziale für Ressourcenoptimierung und Kostenminimierung bei der zukünftigen Momentanreserve lassen sich unaufwändig erschließen, da die Anpassung des Regelschemas in Software realisiert wird. Bzgl. der Beistellung von Speichern zu erneuerbarer Erzeugung sollte die Beschränkung auf Fälle angestrebt werden, in denen sich der Speicher schon ohne Einbeziehung in Momentanreserve amortisiert, so dass er für Letztere als sowieso vorhandene Einheit mitgenutzt werden kann. Perspektivisch lassen sich die im Verbundnetz absehbaren Bedarfe an positiven und negativen Regelreserven angesichts plausibler System-Split-Linien aus lauter asymmetrischen Beiträgen aggregiert abdecken. Es gibt keine technischen Gründe, die Gesamtreserven immer symmetrisch vorzuhalten.

Eine sehr ausführliche englische Erarbeitung des Themas inkl. ausführlicher Simulationsuntersuchungen liegt vor in [9]. Eine kompakte englische Darstellung findet sich in [10].

4.10.5 Literatur

- [1] ENTSO-E (2017): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS). ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection. Brüssel. Online verfügbar unter <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters.pdf>.
- [2] ENTSO-E (2016): Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe. ENTSO-E. ENTSO-E, Tech. Rep., 2016.
- [3] Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia. Power System Inertia. Universität Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/11261>.
- [4] Suul, Jon Are; D'Arco, Salvatore; Guidi, Giuseppe (2016): Virtual Synchronous Machine-Based Control of a Single-Phase Bi-Directional Battery Charger for Providing Vehicle-to-Grid Services. In: IEEE Transactions on Industry Applications 52 (4), S. 3234–3244. DOI: 10.1109/TIA.2016.2550588.
- [5] Yan, Xiangwu; Qin, Fuwei; Jia, Jiaoxin; Zhang, Ziyu; Li, Xiaoyu; Sun, Ying (2020): Virtual synchronous motor based-control of Vienna rectifier. In: Energy Reports 6, S. 953–963. DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.098.
- [6] Heid, Johannes; Schitteck, Walter; Hachmann, Christian; Braun, Martin (2022a): Asymmetric Contributions to Instantaneous Reserve by Generation, Loads, and Storage. Kassel. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.17170/kobra-202202015687>.
- [7] Heid, Johannes; Schitteck, Walter; Hachmann, Christian; Braun, Martin (2022b): Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher. In: Tagung Zukünftige Stromnetze, 26.-27.01.2022, S. 32–51. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.17170/kobra-202202015686>.



-
- [8] Eremia, Mircea; Shahidehpour, Mohammad (Hg.) (2013): Handbook of Electrical Power System Dynamics. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Ltd.
- [9] Heid, Johannes (2022): Simulative Research on a Modified VSM Control Scheme for Respecting DC-Side Active-Power Limitations. Unter Mitarbeit von Universität Kassel. Universität Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/14130>.
- [10] Heid, Johannes; Schitteck, Walter (2022): Asymmetric and Confined Operation of a Generic Virtual Synchronous Machine. In: PESS + PELSS 2022; Power and Energy Student Summit, S. 1–6.
- [11] W. Schitteck, J. Massmann, T. Hennig, D. S. Stock, M. Braun, Potential Contributions of Loads and Storages to Inertia: A Qualitative and Quantitative Feasibility Study, ETG Congress 2023, 25.-26.5.2023. Online verfügbar unter <https://ieeexplore.ieee.org/document/10172978>.



4.11 Untersuchung zur Strombegrenzung und dynamischer Spannungsstützung

Kai Fischbach, Nils Wiese, Yonggang Zhang

Kurzschlüsse treten zwangsläufig im Netz auf. Um Synchronmaschinen (SG) durch netzbildende Umrichter (GFC) ersetzen zu können, müssen diese Kurzschlüsse durchfahren können und das Netz währenddessen und danach stabil halten. Dies muss auch im Parallelbetrieb mit Synchronmaschinen gewährleistet sein. Gleichzeitig muss der Umrichter vor Überströmen geschützt werden. Umrichter mit netzbildenden Regelungen weisen die Möglichkeit auf, sich die Freiheitsgrade bei der Auslegung zu Nutze machen zu können. So kann das Verhalten tiefgreifend in gewünschter Weise beeinflusst werden im Gegensatz zu einer Synchronmaschine [13, 4].

In [8] werden Bedenken hinsichtlich verkürzter kritischer Fehlerklärungszeit (CCT) aufgrund der Strombegrenzung geäußert. In [2] wird jedoch eine Methode zur Verbesserung der Winkelstabilität durch Anpassung der Leistungsreferenz während des Fehlers gezeigt, welche folgend verwendet wird. Neben der transienten Stabilität wird auch die Spannungshaltung bei verschiedenen Kombinationen von GFC und SG analysiert. Weitergehend wird die Stromqualität im Fehler und die Einschwingzeit des Systems nach Fehlerklärung betrachtet.

Zunächst werden die verwendeten Methoden zur Strombegrenzung und die Regelung der netzbildenden Wechselrichter erläutert. Anschließend werden das Netzmodell und die Testszenarien vorgestellt. Mit EMT-Simulationen in MATLAB/Simulink werden die Methoden zur Strombegrenzung hinsichtlich der oben genannten Anforderungen verglichen. Außerdem werden die Unterschiede zwischen GFC und SG analysiert.

4.11.1 Regelung und Strombegrenzung

In diesem Abschnitt zeigen wir das Prinzip der weithin bekannten virtuellen Synchronmaschine (VSM) als eines der diskutierten netzbildenden Regelungssysteme und ihre konkrete Umsetzung. Anschließend stellen wir zwei aktuelle Begrenzungsansätze vor, die der VSM hinzugefügt werden.

A. Virtuelle Synchronmaschine

Die virtuelle Synchronmaschine ahmt die oft vereinfachte Funktionalität einer Synchronmaschine nach. Es existieren mehrere Implementierungen der virtuellen Synchronmaschine, die in der Literatur beschrieben sind. Alle Implementierungen basieren auf der Swing-Gleichung, siehe Gl. 1. T ist die Anlaufzeitkonstante der VSM. P^* ist der Wirkleistungssollwert und P_p ist die Leistung der proportionalen Frequenzregelung. Die Wirkleistung P muss aus der gemessenen Umrichterspannung und dem gemessenen Strom berechnet werden. In dieser Arbeit verwenden wir den Ansatz aus [13], vernachlässigen aber die Blindleistungsstatik. Abbildung 4.11-1 zeigt das VSM-Regelschema.

$$\dot{\omega} = \frac{1}{T}(P^* - P - P_p) \quad (1)$$

$$\dot{e} = \frac{1}{T_v}(e^* - e) \quad (2)$$

$$e = [e \quad 0]^T \quad (3)$$

Die Amplitude der virtuellen Rotorspannung e wird in Gleichung 2 berechnet und T_v beschreibt die verwendete Zeitkonstante. Der Spannungszeiger ist an der d-Achse ausgerichtet, siehe Gl. 3.

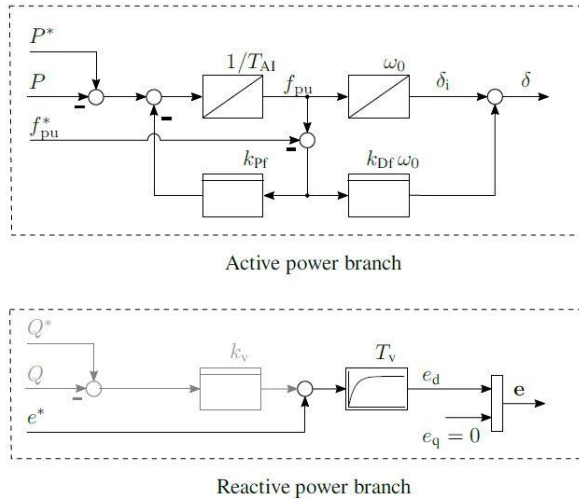


Abb. 4.11-1: VSM Regelungsschema [1]

Die LC-Resonanz wird durch ein Lead-Lag-Filter (Gl. 4) mit Hochpasscharakteristik gedämpft.

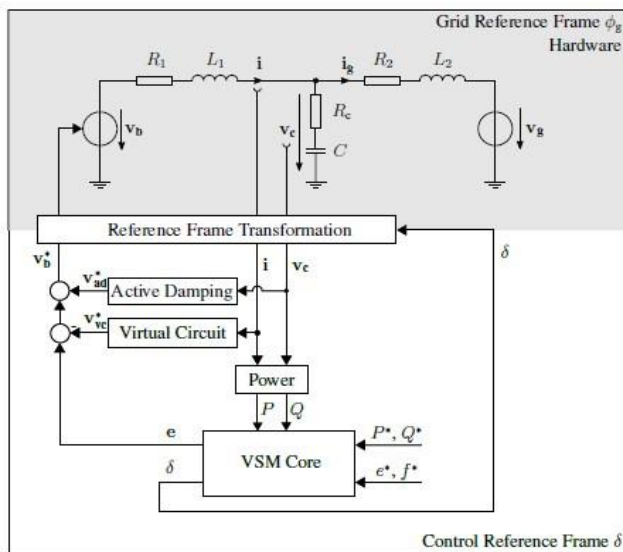
$$G_{ad}(s) = k_{ll} \frac{s + \omega_{lead}}{s + \omega_{lag}} \tag{4}$$

Der virtuelle Stromkreis wird durch eine virtuelle Reaktanz x_v und einen Widerstand r_v gebildet. Der gemessene Umrichterstrom i verursacht einen virtuellen Spannungsabfall und wird von der VSM-Spannung subtrahiert, siehe Gl. 5 und Abbildung 4.11-2. Für den Einschwingwiderstand wird eine Hochpasscharakteristik mit der Zeitkonstante τ_{rv} gewählt, wie in Gleichung 6 dargestellt. Die Wirkung des transienten Widerstands besteht darin, dass er den Anstieg des Stroms beim Auftreten eines Fehlers begrenzt und die Dämpfung verbessert.

$$v_{vc} = \begin{bmatrix} r_v & 0 \\ 0 & r_v \end{bmatrix} G_{rv}(s) \cdot i + \begin{bmatrix} 0 & x_v \\ -x_v & 0 \end{bmatrix} \cdot i \tag{5}$$

$$G_{rv}(s) = \frac{s}{1 + \tau_{rv}s} \tag{6}$$

Abb. 4.11-2: GFC mit VSM





4.11.1.1 Strombegrenzung

Die herkömmliche Regelung der virtuellen Synchronmaschine kann ihre Leistung und damit ihren Strom anpassen. Diese Art der Begrenzung ist jedoch im Falle eines plötzlichen Fehlers nicht ausreichend, da sie auf einer längeren Zeitskala wirkt. Die Leistungselektronik kann nur kleine Überströme im Millisekundenbereich verkraften. Daher sind zusätzliche Regelungen erforderlich, die den Bedarf an überdimensionierten netzbildenden Umrichtern minimieren. Hier stellen wir zwei Ansätze zur Strombegrenzung und zur Manipulation des Regelungsschemas der virtuellen Synchronmaschine vor, um eine transiente Stabilität zu erreichen.

1) Pulssperre: Umrichter basieren auf schaltenden Halbleitern. Durch den Wechsel zwischen Ein- und Aus-Zustand der Halbleiter kann der Ausgang gesteuert werden. Ein GFC kann nur dann einen Strom von der DC- zur AC-Seite einspeisen, wenn ein Halbleiter eingeschaltet ist. Die so genannte Pulssperre basiert auf diesem Prinzip, dass sie den Halbleiter im Falle eines Überstroms abschaltet. Jeder Phasenstrom wird gemessen und mit dem festgelegten Grenzwert verglichen. Ein abgeschalteter Halbleiter ist erst beim nächsten Regelzyklus wieder aktiv. Diese Methode wird in Umrichtern eingesetzt [10]. In unserer Simulation werden anstelle von Halbleitern ideale Spannungsquellen verwendet. Zwischen jeder Spannungsquelle und dem Filter befindet sich ein Schalter, der im Falle eines Überstroms öffnet. Die Abtastzeit der hier verwendeten Strommessung beträgt das Zehnfache der Regelungsabtastzeit.

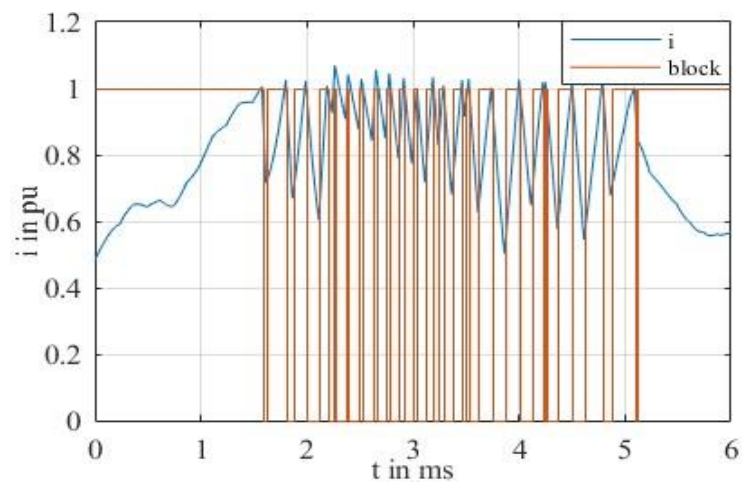


Abb. 4.11-3: Überstrombegrenzung durch Pulssperre

Abbildung 4.11-3 zeigt die Auswirkungen der Pulssperre. Die Überströme sind begrenzt, haben aber einen hohen Oberwellengehalt. Bei dem dargestellten Strom handelt es sich jedoch um einen Strom, der durch den Halbleiter fließt, und nicht um den Ausgangsstrom der GFC-Klemmen. Der Oberwellengehalt wird durch den Umrichterfilter reduziert, wie in Abbildung 4.11-4 dargestellt.

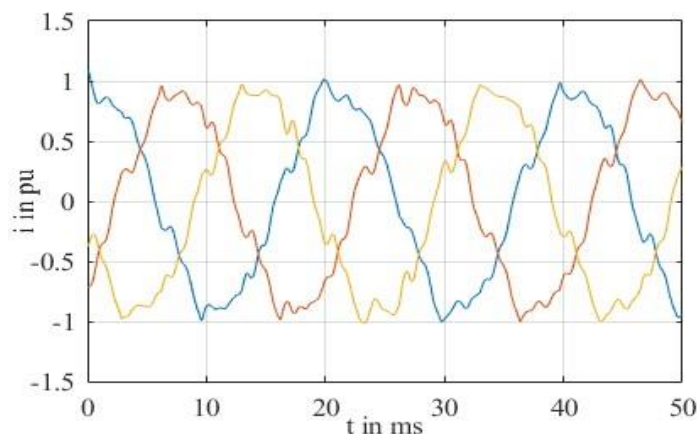


Abb. 4.11-4: Umrichterstrom mit Pulssperre

In [2] wird gezeigt, dass die Winkelstabilität durch Änderung der Leistungsreferenz des VSM während eines Fehlers verbessert werden kann. Abhängig von der gemessenen Spannung wird die Leistungsreferenz angepasst, siehe Gl. 7.



$$P^* = \begin{cases} P^* & \text{für } |v_c| > 0.9 \\ P^* \cdot |v_c| & \text{für } |v_c| < 0.9 \end{cases} \quad (7)$$

Zu diesem Zweck wird die Klemmenspannung v_c in pu gemessen.

2) Temporäre Stromregelung: In [2] wird die Strombegrenzung durch die vorübergehende Aktivierung der Stromregelung erreicht, die in herkömmlichen Umrichtern verwendet wird. Der Bezugsrahmen ist jedoch durch die VSM gegeben. Tritt ein Überstrom auf, wird die Regelung von VSM auf Stromregelung umgeschaltet, wodurch die Klemmenspannung schnell sinkt. Nach erfolgreicher Begrenzung des Stroms wird die Stromregelung deaktiviert und die virtuelle Synchronmaschinenregelung wieder aktiviert. Dieser Vorgang dauert ein paar Millisekunden. Die VSM muss neu initialisiert werden, um den fehlerhaften Netzbedingungen zu entsprechen. Ohne eine Neuinitialisierung würde der Strom unmittelbar nach dem Zurückschalten auf die VSM die Grenzwerte überschreiten. Während der Neuinitialisierung wird der Spannungszeiger des VSM angepasst, um am Regelausgang den gleichen Spannungszeiger wie bei der Stromregelung zu liefern. Somit ist der GFC während des Fehlers netzbildend, ohne dass die Funktionalität beeinträchtigt wird, da die Stromregelung nur für eine kurze Zeit aktiv ist. Mit diesem Ansatz wird auch der Nachteil der verzerrten Fehlerströme durch die Pulssperre überwunden. Wie bei der Impulssperremethode wird der Leistungswert angepasst. Der neue Sollwert ist jedoch durch die am Ende des Stromregelungszyklus eingespeiste Wirkleistung gegeben.

Tritt ein Kurzschluss auf, steigen die Fehlerströme sehr schnell an. Die Reaktionszeit der Umrichter ist aufgrund der Regelabstastzeit begrenzt. Um die Ströme immer innerhalb der Grenzwerte zu halten, ist die Pulssperre im temporären Stromregelungsmodus aktiv. Nach einigen Zeitschritten kann die Stromregelung den Strom selbstständig begrenzen. Die Aktivierungsschwelle der Pulssperre ist höher als die der temporären Stromregelung. Aus diesem Grund sind die Fehlerströme zu Beginn verzerrt und werden sinusförmig mit niedrigeren Spitzenwerten, bevor der VSM neu initialisiert wird. Ziel ist es, den Nennstrom während des Fehlers einzuspeisen. Zum Vergleich sind beide Strombegrenzungsansätze mit all ihren Funktionalitäten in Tabelle 4.11-1 aufgeführt.

Tabelle 4.11-1

Stromlimitierungsmethoden	
Pulssperre	Temporäre Stromregelung
Virtuelle Impedanz +	Virtuelle Impedanz +
Pulssperre +	Pulssperre +
P Sollwertreduktion	P Sollwertreduktion + Temporäre Stromregelung

4.11.1.2 Netzstudie

Für die Untersuchung des Fehlerbetriebs von netzbildenden Umrichtern wird das folgende Höchstspannungsnetzmodell verwendet. Das Testsystem ist in Abbildung 4.11-5 dargestellt und hat seinen Hintergrund in [6, 12]. Das System kann an ein externes starres Netz angeschlossen oder im Inselbetrieb betrieben werden. Die Synchronmaschine im Osten arbeitet als Phasenschieber, um die Effekte zu untersuchen, wie sie in der Diskussion zur Bereitstellung von Fehlerstrom sind. Im Norden und Süden befinden sich netzbildende Umrichter oder Synchrongeneratoren mit $S = 1,4\text{GVA}$. $1,4\text{GVA}$ ist der Basiswert für die Wirkleistung in den folgenden Abschnitten. Die dargestellten Transformatoren stellen die elektrischen Zuleitungen von der Niederspannung (650V) zum Übertragungsnetz (400kV) dar, wenn ein GFC Strom einspeist. Die EHV-Leitungen sind nach dem π -Ersatzschaltbild modelliert. In den Zuleitungen werden die Leitungen durch Widerstände und Reaktanzen dargestellt. Wenn ein Synchrongenerator durch einen GFC ersetzt wird, ist der Transformator der Maschinentransformator und die direkte Verbindung von der Maschine zum Netz. An der Sammelschiene im Westen liegt ein dreiphasiger Kurzschluss vor. Im netzgekoppelten Betrieb findet vor dem aufgezwungenen Fehler kein Austausch von Wirk- und Blindleistung mit dem externen Netz statt.

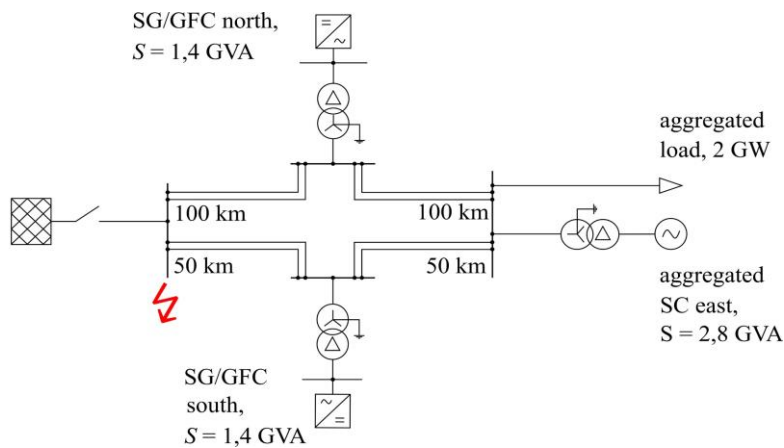


Abb. 4.11-5: Netzmodell für Kurzschluss tests

In den folgenden Unterkapiteln werden verschiedene Testfälle durchgeführt. Aus den verschiedenen Kombinationen von externem Netz, Phasenschieber, SG und GFC mit den beiden Strombegrenzungsmethoden werden sinnvolle Szenarien ausgewählt. Anschließend werden Winkelstabilität, Strombegrenzung und Spannungshaltung bewertet. Die kritische Fehlerklärungszeit wird in der Studie durch aufeinanderfolgende Simulationen ermittelt. Das Modell mit 100 % Synchronmaschinenanteil dient als Referenzszenario und wird im nächsten Unterkapitel bewertet.

Referenz-Szenarien

Es gibt drei 100%-Synchronmaschinen-Szenarien, die in Tabelle 4.11-2 aufgeführt sind. Alle Synchronmaschinen sind mit einem aktiven Spannungsregler und einem Pendeldämpfungsgerät ausgestattet. Die kritische Fehlerklärungszeit wird für Szenario 1 und 2 bestimmt. Für alle Szenarien wird die Spannung über der Last bewertet und die Einschwingzeit nach der Fehlerklärung gemessen. Dafür wird ein Fehler mit einer Dauer von 200 ms simuliert.

Tabelle 4.11-2
R EFERENZ S ZENARIEN

Szenario	Externes Netz	Phasenschieber	Nord	Süd
1	√	×	SG	SG
2	×	√	SG	SG
3	×	×	SG	SG

Wie erwartet erhöht das Vorhandensein eines Phasenschiebers die Lastspannung U_l während des Fehlers. Die Spannung wird über die Fehlerzeit gemittelt und ihr Basiswert beträgt 400 kV. Die Einschwingzeit t_{settle} ist durch die Abweichung der Wirkleistung der Generatoren definiert. Wenn die Abweichung weniger als 10 % des Endzustands beträgt, ist das System beruhigt. Alle Ergebnisse sind in Tabelle 4.11-3 dargestellt.



Tabelle 4.11-3

ERGEBNISSE	REFERENZ	S ZENARIEN	
Scenario	U_l in pu	t_{settle} in s	CCT in s
1	0.16	3.3	0.35
2	0.33	1.5	0.39
3	0.16	0.6	-

Wie allgemein bekannt, speisen Synchronmaschinen hohe Fehlerströme ein, die asymmetrisch sein können und während des Fehlers abklingen. Dieses Verhalten ist in Abbildung 4.11-6(a) dargestellt. Ein weiteres erwartetes Ergebnis ist, dass aufgrund der Dynamik einer Synchronmaschine die Einschwingzeit nach dem Fehler hoch ist, siehe Abbildung 4.11-6(b). Geringere Winkelabweichungen zwischen den Maschinen (und dem Netz) führen zu kürzeren Einschwingzeiten, wie in Szenario 3 in Tabelle 4.11-3 zu sehen ist. In Szenario 3 kann die CCT nicht richtig bestimmt werden, da die Synchrongeneratoren nahezu gleichmäßig beschleunigt werden. Dieses Verhalten ist in Abbildung 4.11-8 c dargestellt. Dies ist auf das verwendete Netz zurückzuführen und nicht eine inhärente Eigenschaft der Synchrongeneratoren, wie in Szenario 1 und 2 gezeigt. Der recht symmetrische Aufbau des Netzes bewirkt eine nahezu gleichmäßige Beschleunigung, und ohne externes Netz und Phasenschieber gibt es keine andere Spannungsquelle mit einer anderen Frequenz.

Szenarios mit GFC

Die durchgeführten Testfälle mit netzbildenden Umrichtern sind in Tabelle 4.11-4 aufgeführt. Im Gegensatz zu den Referenzszenarien wurden zwei Testfälle hinzugefügt. In den ersten drei Szenarien werden die synchronen Generatoren durch netzbildende Umrichter ersetzt. In Szenario 4 und 5 wird nur der nördliche SG durch einen GFC ersetzt, um die Wechselwirkungen zwischen GFC und SG zu untersuchen. In Szenario 3 wird die Verzerrung des Umrichters Stroms analysiert.

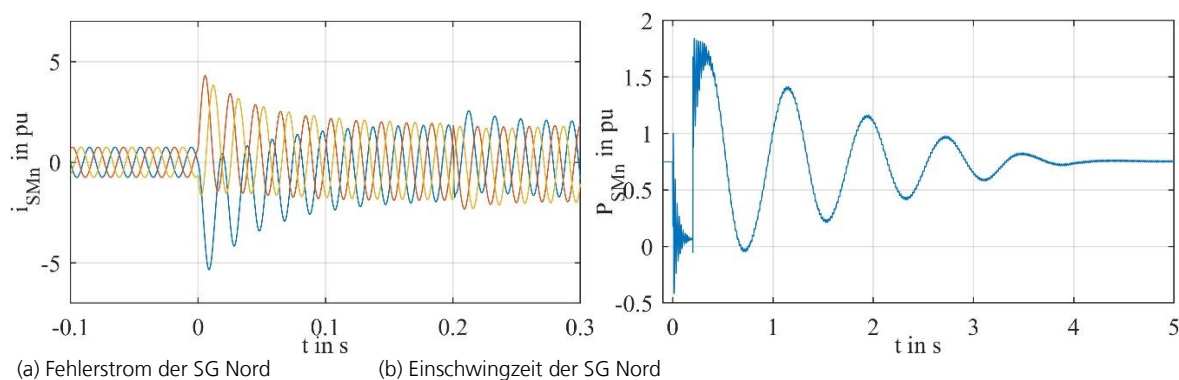


Abb. 4.11-6: Dynamik der SG Nord in Szenario 1 der Tabelle 4.11-2

Dafür berechnen wir den gemittelten THD während des Fehlers.

**Tabelle 4.11-4**

SZENARIOS MIT GFC

Szenario	Externes Netz	Synchronous Condenser	Nord	Süd
1	√	×	GFC	GFC
2	×	√	GFC	GFC
3	×	×	GFC	GFC
4	×	√	SG	GFC
5	×	×	SG	GFC

1) Ergebnisse mit Pulssperre: Die Ergebnisse für die Strombegrenzung mit Pulssperre sind in Tabelle 4.11-4 aufgeführt. Wie im Referenzszenario 2 erhöht der Phasenschieber die Lastspannung während des Fehlers. Im netzgekoppelten Betrieb und im reinen GFC-Szenario übersteigt die kritische Fehlerklärungszeit aufgrund der Leistungssollwertanpassung 5 s. Abbildung 4.11-8.a zeigt die Frequenz des netzbildenden Umrichters während des Fehlers in Szenario 1. Im Vergleich zu Synchrongeneratoren ist die Frequenzänderung sehr gering. Wie erwartet ist die Lastspannung kleiner als im Referenzszenario. Dies ist auf die erfolgreich durchgeführte Strombegrenzung zurückzuführen, siehe Abbildung 4.11-7(a). Es gibt nur wenige kleine Überschreitungen der auf 1pu eingestellten Stromgrenze. Die Verzerrung des Umrichterstroms im Fehlerfall ist offensichtlich und führt zu einer verzerrten Lastspannung. Der berechnete Klirrfaktor für Szenario 3 beträgt 13 %. Wie aus den Ergebnissen der Szenarien 2, 4 und 5 hervorgeht, bleibt das System im Parallelbetrieb von GFC, SG und SC stabil. Das Vorhandensein eines Synchrongenerators oder eines Phasenschiebers erhöht die in den Ergebnissen von Szenario 1 und 3 gezeigte sehr kurze Einschwingzeit.

Tabelle 4.11-5

ERGEBNISSE - PULSPERRE

Szenario	U_l in pu	t_{settle} in s	CCT in s
1	0.09	< 0.1	> 5
2	0.24	0.13	0.75
3	0.09	< 0.1	> 5
4	0.29	1.8	0.41
5	0.11	1.5	0.42

2) Ergebnisse bei vorübergehender Stromregelung: Wie in Tabelle 4.11-1 dargestellt, ist die Pulssperre ebenfalls aktiv. Der Schwellenwert zur Aktivierung wird jedoch auf 1,2pu gesetzt, da kurze Überströme toleriert werden können. Alle Ergebnisse sind in Tabelle 4.11-6 dargestellt. Die Ergebnisse für die Lastspannung sind den vorherigen Ergebnissen sehr ähnlich. Die Einschwingzeiten nach dem Fehler sind sehr kurz, wenn nur GFCs eingesetzt werden.

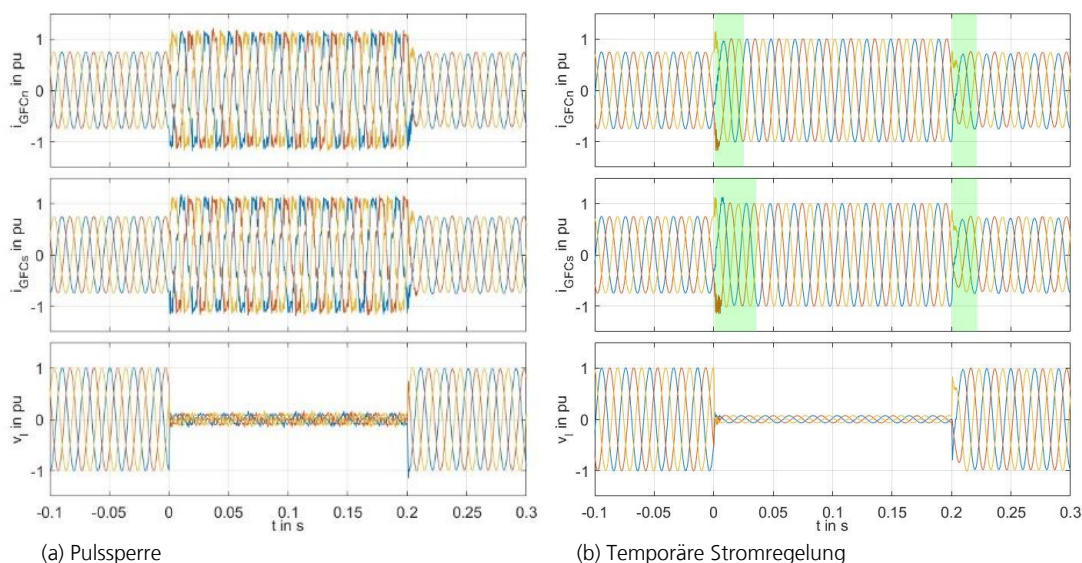


Abb. 4.11-7: Vergleich der Spannung über der Last und Strom der GFC in Szenario 3. Grüne Bereiche kennzeichnen die temporäre Stromregelung.

Das Vorhandensein des Phasenschiebers erhöht die Einschwingzeit, aber sie ist kürzer als bei den vorherigen Ergebnissen mit Pulssperre. Dasselbe gilt für die kritische Abklingzeit, außer für Szenario 4. Die Ergebnisse von Szenario 4 und Referenzszenario 2 zeigen, dass die CCT von Synchrongenerator und Phasenschieber abhängt. Der Einfluss eines GFC scheint in diesen Szenarien begrenzt zu sein. In allen Szenarien ist jedoch ein Parallelbetrieb von GFC, SG und SC möglich und die Systemstabilität bleibt erhalten. Abbildung 4.11-8.b zeigt, dass sich die Frequenz während des Fehlers fast nicht ändert, was zu einer hohen kritischen Fehlerklärungszeit führt. Im Gegensatz zu Pulssperre ist der Umrichterstrom während des Fehlers bei der temporären Stromregelungsmethode nahezu sinusförmig. Dies spiegelt sich in dem niedrigen Klirrfaktor von 3 % in Szenario 3 wider. Der Strom wird ordnungsgemäß begrenzt, wie in Abbildung 4.11-7(b) dargestellt. Zu Beginn des Fehlers überschreitet der Strom 1pu und die Stromregelung wird aktiviert. Die Pulssperre begrenzt den Strom und nach einigen Millisekunden speist der Stromregler einen sinusförmigen Strom mit einer Größe von 1pu ein. Der grüne Bereich in Abbildung 4.11-7(b) zeigt, wann die Stromregelung aktiv ist. Daraus folgt, dass nach einer kurzen Zeitspanne die Regelung wieder auf VSM umgeschaltet wird. Der GFC behält also seine netzbildende Funktion während des Fehlers bei und speist Nennstrom ein.

Tabelle 4.11-6

ERGEBNISSE - TEMPORÄRE Stromregelung				
Scenario	U_l in pu	t_{settle} in s	CCT in s	
1	0.07	< 0.1	> 5	
2	0.27	< 0.1	> 5	
3	0.07	< 0.1	> 5	
4	0.30	0.8	0.35	
5	0.11	0.8	> 5	

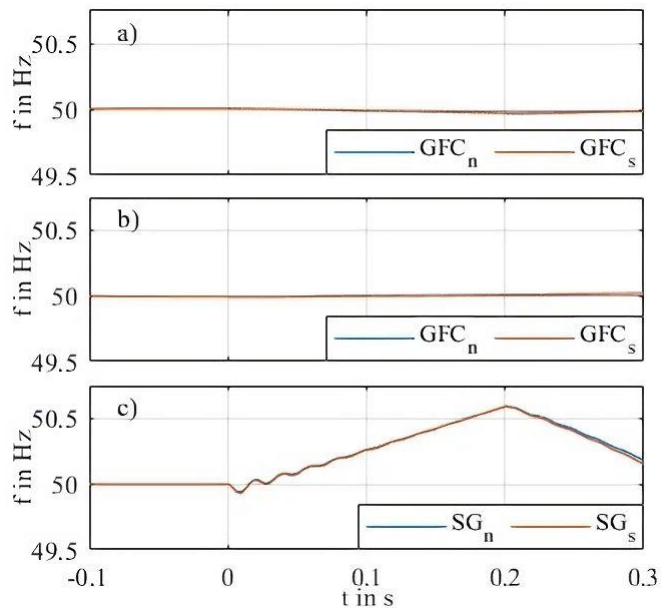


Abb. 4.11-8: Frequenz in Szenario 1 - a) GFC mit Pulssperre, b) GFC mit temporärer Stromregelung, c) SG

Abbildung 4.11-9 zeigt eine Zusammenfassung der Unterschiede zwischen Synchrongeneratoren und netzbildenden Umrichtern mit den vorgeschlagenen Regelungen, die bereits in Abbildung 4.11-6(a) und 4.11-7 dargestellt wurden. Wie bereits erwähnt, werden im Testsystem die elektrischen Einspeisungen der Umrichter von der Niederspannung zum Übertragungsnetz berücksichtigt. Die Auswirkungen der elektrischen Einspeisungen sind in Abbildung 4.11-9 dargestellt. Dargestellt sind die Ergebnisse von Referenzszenario 3 und Szenario 3 mit netzbildenden Umrichtern und temporärer Stromregelung. Die Synchrongeneratoren speisen hohe Fehlerströme ein (dargestellt ist die Stromamplitude). Trotz des hohen Stroms ist die Klemmenspannung der Generatoren etwa so hoch wie die Spannung über der Last, siehe Abbildung 4.11-9(a). Die längeren elektrischen Zuleitungen der Umrichter führen zu einer deutlich höheren Klemmenspannung, wie in 9(b) dargestellt. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien wird noch deutlicher, wenn man die Stromamplitude berücksichtigt. Zu Beginn des Fehlers speist jeder Generator rund 5pu des Nennstroms ein, und die Klemmenspannung ist immer noch kleiner als im Szenario mit GFCs. Jeder GFC speist von Anfang bis Ende des Fehlers Nennstrom ein. Die Oszillationen des Fehlerstroms in Abbildung 4.11-9(b) werden durch die Blindleistungskompensation im Netz verursacht. Eine Überdimensionierung der netzbildenden Umrichter ist im Hinblick auf die umrichterschädigenden Kurzschlussströme unnötig. Beide Strombegrenzungsmethoden können Ströme begrenzen und der Grenzwert kann eingestellt werden. Dennoch kann eine Überdimensionierung notwendig sein, wenn höhere Ströme für die Fehlererkennung erforderlich sind.

4.11.1.3 Zwischenfazit

Zwei Methoden zur Strombegrenzung in netzbildenden Umrichtern werden beschrieben und verglichen. Dazu werden fünf Szenarien mit unterschiedlichen Kombinationen von netzbildenden Umrichtern, Synchronmaschinen und Phasenschieber definiert. Beide Methoden werden im Hinblick auf die Netzstabilität bewertet. Es werden auch drei verschiedene Referenzszenarien mit Synchrongenerator und Phasenschieber durchgeführt. Die vorgeschlagenen Regelungsmethoden führen dazu, dass sich die Frequenz während des Fehlers fast nicht ändert.

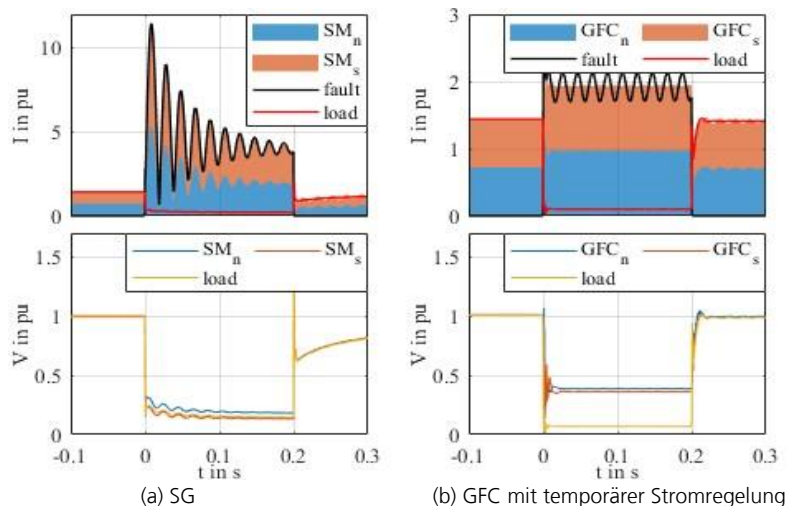


Abb. 4.11-9: Vergleich von Strom- und Spannungsamplitude in Szenario 3

Dies steht in krassem Gegensatz zu Szenarien mit synchronen Generatoren. Das Ergebnis ist, dass es in Szenarien mit einer 100%igen GFC-Durchdringung keine kritische Fehlerklärungszeit gibt. In Szenarien mit GFC, SG und SC ist die kritische Fehlerklärungszeit jedoch ähnlich wie in den Referenzszenarien. Der entscheidende Faktor für die CCT ist also das Vorhandensein eines Synchrongenerators. Aufgrund der unterschiedlichen Dynamik von netzbildenden Umrichtern ist die Einschwingzeit nach Fehlern bei einer 100%igen GFC-Durchdringung kürzer.

Es wird gezeigt, dass beide vorgeschlagenen Methoden die Ströme bei Fehlern erfolgreich begrenzen und eine Überdimensionierung der netzbildenden Umrichter im Hinblick auf den Umrichterschutz nicht erforderlich ist. Die Umrichter speisen im Fehlerfall symmetrische Ströme mit Nennamplitude ein. Es sind jedoch Unterschiede in der Stromwellenform zu beobachten. Die Pulsspernmethode führt zu verzerrten Strömen. Unsere Ergebnisse zeigen, dass die geringe Überstromfähigkeit und die typischen längeren elektrischen Zuleitungen der Umrichter die Spannungsstützung begrenzen. Ein Phasenschieber kann dies kompensieren.

Trotz der unterschiedlichen Eigenschaften von netzbildenden Umrichtern und Synchronmaschinen ist ein Parallelbetrieb möglich und die Systemstabilität bleibt für alle betrachteten Szenarien erhalten. Die Strombegrenzung kann so implementiert werden, dass die Winkelstabilität verbessert wird und die Umrichter auch bei Fehlern netzbildend bleiben.

4.11.1.4 2. Regelungsansatz

Der zweite vorgeschlagene Ansatz setzt sich aus der netzbildenden Regelung Selfsync (Engler 2002) und strombegrenzender unterlagelter Regelung zusammen. Die Struktur ist in Abb. 4.11-10 dargestellt. Die strombegrenzende unterlagerte Regelung sind zwischen der netzbildenden Regelung und der Pulsweitenmodulation (PWM) eingebettet, mit einer Rückkopplung zur netzbildenden Selfsync Regelung.

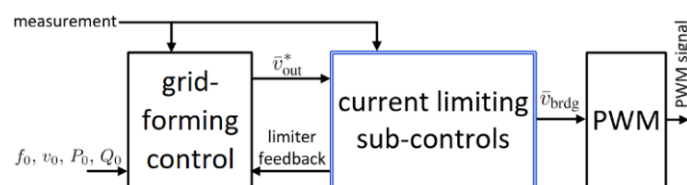


Abb. 4.11-10: Struktur der Regelung

Die angewandte Selfsync-Regelung, die in (Unruh et al. 2020a; Engler 2002) ausführlich beschrieben ist, basiert auf der in Abb. 4.11-2 dargestellten $f(p)$ -Statik. Diese $f(p)$ -Statiken werden auch häufig für die Steuerung von Großkraftwerken verwendet. Die $f(p)$ -Kennlinie in Abb. 4.11-11a wird für die Wirkleistungsaufteilung zwischen verschiedenen Generatoren sowie für die Synchronisation zwischen verschiedenen netzbildenden Einspeisern verwendet. Die $v(q)$ -Kennlinie in Abb. 4.11-11b wird für die Spannungsstützung verwendet, wobei eine hauptsächlich induktive Kopplung angenommen wird. Für die an die



unteren Spannungsebenen angeschlossenen GFCs, die sich durch höhere r/x -Verhältnisse auszeichnen, sind in Selsync+ [7] mehrere Verbesserungen der $f(p)$ -Statik integriert.

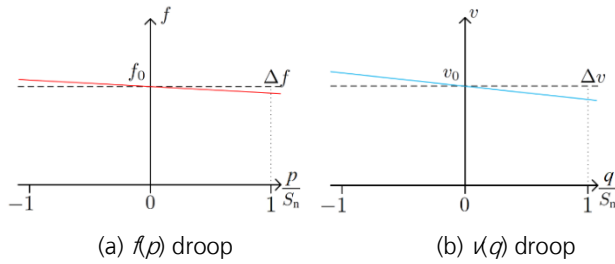


Abb. 4.11-11: Selsync droop Charakteristik [P. Unruh et al. 2018]

Die mathematische Ähnlichkeit der Selsync-Regelung mit dem intrinsischen Verhalten eines Synchronerators wurde unter verschiedenen Bedingungen nachgewiesen [7]. Die grundlegende Struktur und mathematische Beschreibung der Selsync-Regelung ist in Abb. 4.11-12 und in (1) dargestellt, wobei alle Anpassungen, die für die Strombegrenzung erforderlich sind, rot eingefärbt sind.

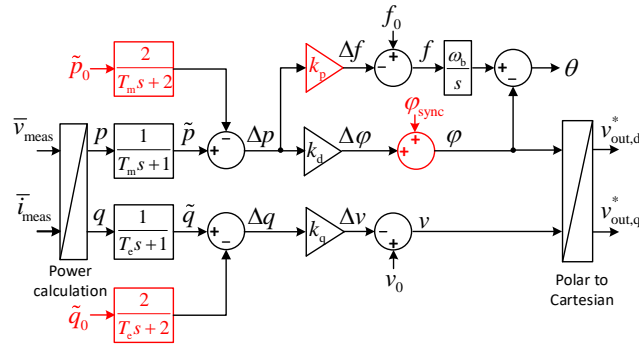


Abb. 4.11-12: Selsync Regelung mit Anpassungen in rot

$$f(p) = -k_p \left(\frac{p}{T_m s + 1} - \frac{2\tilde{p}_0}{T_m s + 2} \right) + f_0 \quad (1a)$$

$$\varphi(p) = k_d \left(\frac{p}{T_m s + 1} - \frac{2\tilde{p}_0}{T_m s + 2} \right) + \varphi_{\text{sync}} \quad (1b)$$

$$v(q) = -k_q \left(\frac{q}{T_c s + 1} - \frac{2\tilde{q}_0}{T_c s + 2} \right) + v_0 \quad (1c)$$

Um massive, für die Winkelstabilität nachteilige Frequenzabweichungen zu vermeiden, wird der Faktor k_p des Frequenz-Wirkleistungsabfalls bei der Begrenzung verringert. Die Reduzierung ist durch das geringere Kurzschlussvermögen von GFCs im Vergleich zu SGs, bezogen auf die Nennleistung, begründet. Im Falle der Begrenzung werden auch die Leistungssollwerte übernommen und mit dem Quadrat der Ausgangsspannung skaliert, wie in Gleichung 2 gezeigt.

$$\tilde{p}_0 = \begin{cases} \|v_{\text{out}}\|^2 p_0, & \text{lim}=1 | t \leq t_{\text{lim-end}} + t_{\text{hold}} \\ p_0, & \text{else} \end{cases} \quad (2a)$$

$$\tilde{q}_0 = \begin{cases} \|v_{\text{out}}\|^2 q_0, & \text{lim}=1 | t \leq t_{\text{lim-end}} + t_{\text{hold}} \\ q_0, & \text{else} \end{cases} \quad (2b)$$

Dies führt zu $|\tilde{p}_0| \ll |p_0|$ und $|\tilde{q}_0| \ll |q_0|$ während des Kurzschlusses (LVRT) und trägt somit zur Minimierung der Frequenzabweichung bei. Bei der Rückkehr zu den Standard-Leistungssollwerten (vor der Störung) wird der Prozess der Sollwertumschaltung um ein Vielfaches verzögert, um den



Neusynchronisierungsprozess der Selsync-Regelung über den Frequenz-Wirkleistungsabfall zu vereinfachen, wie in Abb. 4-11-11 dargestellt.

Um eine ordnungsgemäße Neusynchronisierung im Falle einer Strombegrenzung zu gewährleisten, wird eine dritte Anpassung vorgenommen, um den Winkelsprüngen des externen Netzes (z. B. Leitungsumschaltungen) entgegenzuwirken, d. h. es wird eine Phasenverschiebung mit dem Winkel ϕ_{sync} bis zur Deaktivierung der Strombegrenzung hinzugefügt. Dieser Re-Sync-Vorgang ist aufgrund der Strombegrenzung erforderlich. Liegt keine Strombegrenzung vor, ist die Selsync-Regelung in der Lage, sich selbst mit dem angeschlossenen Netz zu synchronisieren, wie in [3] dargestellt.

Unterliegende strombegrenzende Regelung

Das vorgeschlagene schnelle Untersteuerungsschema ist in Abb. 4.11-13. Die Einzelheiten werden im Folgenden beschrieben. Beachten Sie, dass die Messungen \bar{v}_{meas} und \bar{i}_{meas} in Abb. 4.11-12 den Signalen und in Abb. 4.11-13 entsprechen.

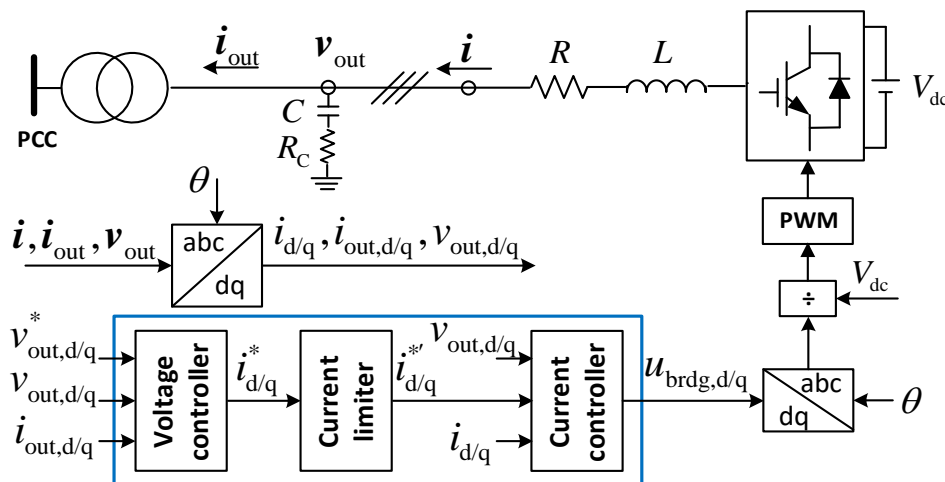


Abb. 4.11-13: Unterliegende strombegrenzende Regelung: Begrenzung zwischen Spannungs- und Stromregler.

Spannungsregler:

Der Spannungsregler wird beschrieben durch Gleichung 3.

$$i_d^* = i_{out,d} + K_{vc} \left(\Delta v_d + \frac{\zeta_d}{T_{vc}} \int_0^t \Delta v_d d\tau \right) - \omega C v_{out,q} \quad (3a)$$

$$i_q^* = i_{out,q} + K_{vc} \left(\Delta v_q + \frac{\zeta_q}{T_{vc}} \int_0^t \Delta v_q d\tau \right) + \omega C v_{out,d} \quad (3b)$$

wobei $v_{out,d/q}^*$ die dq-Frame-Spannungsausgabe der netzbildenden Selsync-Regelung, wie in Abb. 4.11-12 gezeigt ist. Die Spannungsabweichung $\Delta v_{d/q} = v_{out,d/q}^* - v_{out,d/q}$ ist der Eingang des Spannungs-PI-Reglers, wobei die Parameter K_{vc} und T_{vc} die Verstärkung und die Zeitkonstante des Reglers sind. Im Falle einer Begrenzung werden die Integratoren in (3a) und (3b) auf Null gesetzt, indem $\zeta_{d/q}$ von 1 auf 0 geändert wird, um Wind-up-Effekte zu verhindern.

Strombegrenzung:

Der Eingang des Begrenzers ist der ursprüngliche Stromsollwert $i_{d/q}^*$ vom Ausgang des Spannungsreglers. Solange dessen Betrag der Bedingung $\|i_{d/q}^*\| \leq I_{max}$ genügt, ist der Ausgang des Begrenzers gleich dem Eingang, d. h. $i_{d/q}^* = i_{d/q}^*$. Nur wenn die Spannungsreferenz $v_{out,d/q}^*$ in (3) zu einem Strom $\|i_{d/q}^*\|$ führt, der größer als der Grenzwert I_{max} ist, wird der Strom $i_{d/q}^*$ im Hinblick auf einen gewählten Strompriorisierungsmodus begrenzt. Drei typische Strompriorisierungsmodi sind die Priorisierung des d-Komponentenstroms, die Priorisierung des q-Komponentenstroms und die Strombegrenzung unter konstantem Winkel. Die letzte Variante wird für alle Untersuchungen in dieser Arbeit verwendet.



Durch die schnelle Spannungs- und Stromregelung ist die Regelung in der Lage, die Strombegrenzungen von anfänglich hohen transienten Werten auf kleinere konstante Werte zu ändern, wie in Abb. 4.11-14 beispielhaft dargestellt. Die Ausnutzung der kurzzeitigen Überstromfähigkeit von neuartigen Leistungselektroniken [9] könnte für die zukünftige Fehlererkennung durch externe Schutzsysteme hilfreich sein und wird in Abschnitt III-C kurz diskutiert.

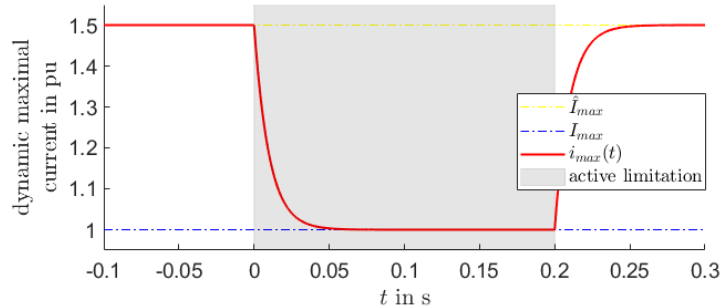


Abb. 4.11-14: T Zeitvarianter Wert des maximalen Stroms für die Begrenzung

Stromregler:

Der begrenzte Stromsollwert $i_{d/q}^*$ wird im Stromregler gemäß folgender Gleichung 4 verwendet

$$v_{brdg,d} = v_{out,d} + K_{cc} \left(\Delta i_d + \frac{1}{T_{cc}} \int_0^t \Delta i_d d\tau \right) - \omega L i_q \quad (4a)$$

$$v_{brdg,q} = v_{out,q} + K_{cc} \left(\Delta i_q + \frac{1}{T_{cc}} \int_0^t \Delta i_q d\tau \right) + \omega L i_d \quad (4b)$$

wobei die Stromabweichung $\Delta i_{d/q} = i_{d/q}^* - i_{d/q}$ der Eingang des Stromreglers ist, die Parameter K_{cc} und T_{cc} die Verstärkung und die Zeitkonstante des PI-Reglers sind und die Spannungsreferenz $v_{brdg,d/q}$ für die Erzeugung der PWM-Signale verwendet wird.

4.11.1.5 Ergebnisse der Netzstudie

Es wird das gleiche Netz wie schon zuvor verwendet. Die Szenarien sind folgend dargestellt:

Tabelle 4.11-7 Szenarien Netzstudie

Scenario	External Grid	Synchronous Condenser	North	South
a	✓	x	SG	SG
b	x	✓	SG	SG
c	x	x	SG	SG
1	✓	x	GFC	GFC
2	x	✓	GFC	GFC
3	x	x	GFC	GFC
4	x	✓	SG	GFC
5	x	x	SG	GFC

Die Frequenzabweichungen zwischen den GFCs und dem externen starren Netz führen in Szenario 1 zu einer CCT von 675 ms, was fast doppelt so lang ist wie im entsprechenden Referenzszenario a. Im Zusammenhang mit der CCT ist auch hervorzuheben, dass die Einschwingzeit in Szenario a etwa zehnmal höher ist als die entsprechende mit GFCs. Abb. 4.11-15 zeigt die gemessenen Frequenzen für das starre Netz und die Generatoren in Szenario a (fext.grid, fSG_north, fSG_south) und Szenario 1 (fext.grid, fGFC_north und fGFC_south). Der Kurzschluss beginnt bei 0 s und wird in den Abbildungen bei 0,2 s geklärt. Der Unterschied im Frequenzverhalten zwischen SGs und GFCs ist deutlich zu erkennen. Der Grund dafür liegt in der Änderung der Leistungswerte während der Strombegrenzung und in den Tiefpassfiltern der Leistungsmessung in GFCs.

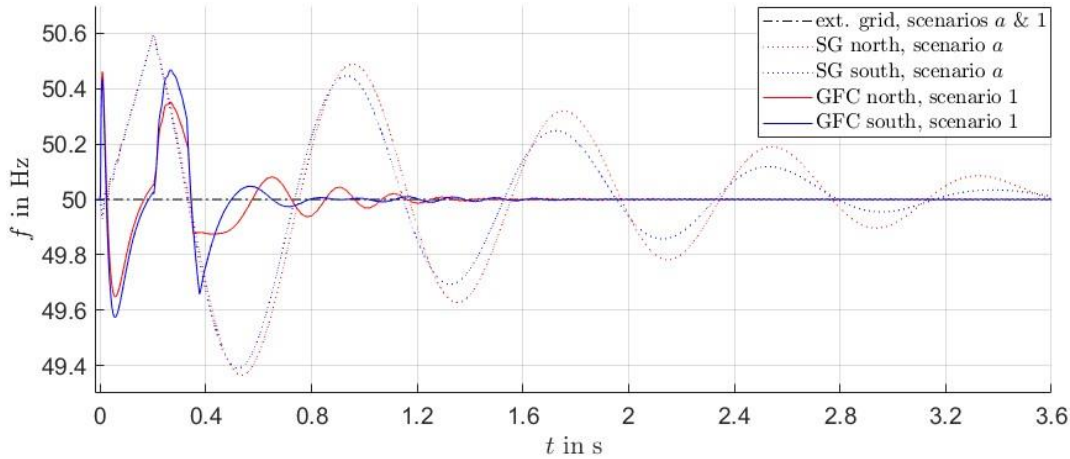


Abb. 4.11-15: Frequenzvergleich zwischen Szenario a und 1

Wie im Referenzszenario b wird auch im Szenario 2 die mittlere Lastspannungshöhe während des Fehlers durch die SG erhöht. Im Gegensatz dazu zeigt das Szenario 3 ohne rotierende Massen (weder SG noch SC) das Minimum von $t_{settle} = 77$ ms über alle Untersuchungen. Abb. 4.11-16 zeigt die zugehörigen Frequenzen, Spannungen und Ströme für das Szenario 3. Wird der Strom durch die unterlagerte Stromregelung des entsprechenden GFC reduziert, ist der entsprechende (positive und negative) Maximalstrom in rot dargestellt. Es ist eine ordnungsgemäße Strombegrenzung mit symmetrischen sinusförmigen Spannungen zu beobachten. Die gemessenen THDs von 1,23 % für den nördlichen und 1,69 % für den südlichen GFC erfüllen auch die Anforderungen an die harmonischen Verzerrungen gemäß (Institute of Electrical and Electronics Engineers 2014).

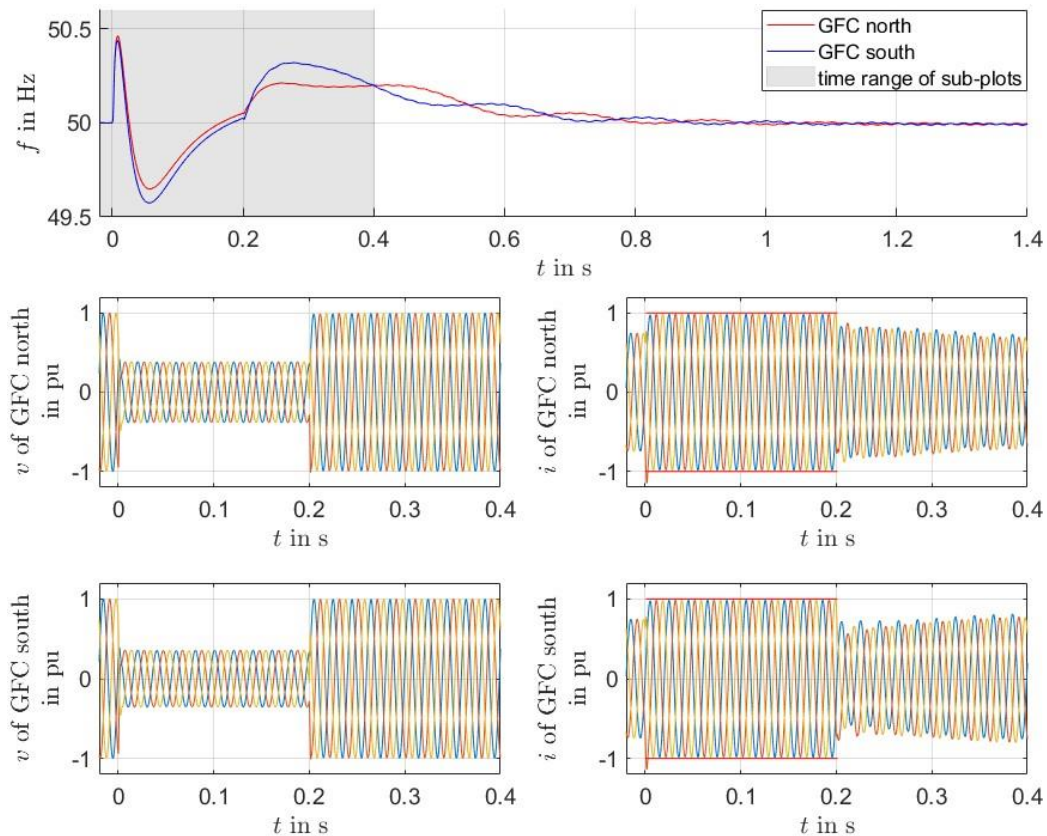


Abb. 4.11-16: Frequenz, Spannung und Strom der GFCs in Szenario 3



Die Szenarien 4 und 5 werden hinzugefügt, um die Wechselwirkung zwischen dem GFC und der/den rotierenden Maschine(n) im Inselbetrieb zu untersuchen. Abb. 4.11-17 zeigt die entsprechenden Messungen für das Szenario 4, in dem der SC vorhanden ist. Die zu erwartenden hohen Fehlerströme von $> 6I_n$ werden von den SG und SC in das Netz eingespeist. Wie in Abb. 4.11-16 ist der aus der strombegrenzenden Regelung resultierende Maximalstrom (hier für den verbleibenden GFC Nord) in rot dargestellt. Durch das Einschwingen der Regelung wird der Strom nach der Fehlerklärung wieder begrenzt, wobei die Spannung weniger stark abfällt als während des Fehlers. Im CCT-Test für Szenario 4 verliert der SG seine Winkelstabilität bei einer CCT von 430 ms, während GFC und SC miteinander synchronisiert bleiben. Aufgrund des Fehlens von SC in Szenario 5 führt das Zusammenwirken von GFC und SG in der Insel zu einer längeren kritischen Fehlerklärungszeit von CCT = 515 ms, aber auch zu einer längeren Einschwingzeit von $t_{settle} = 832,9$ ms verglichen mit Szenario 4.

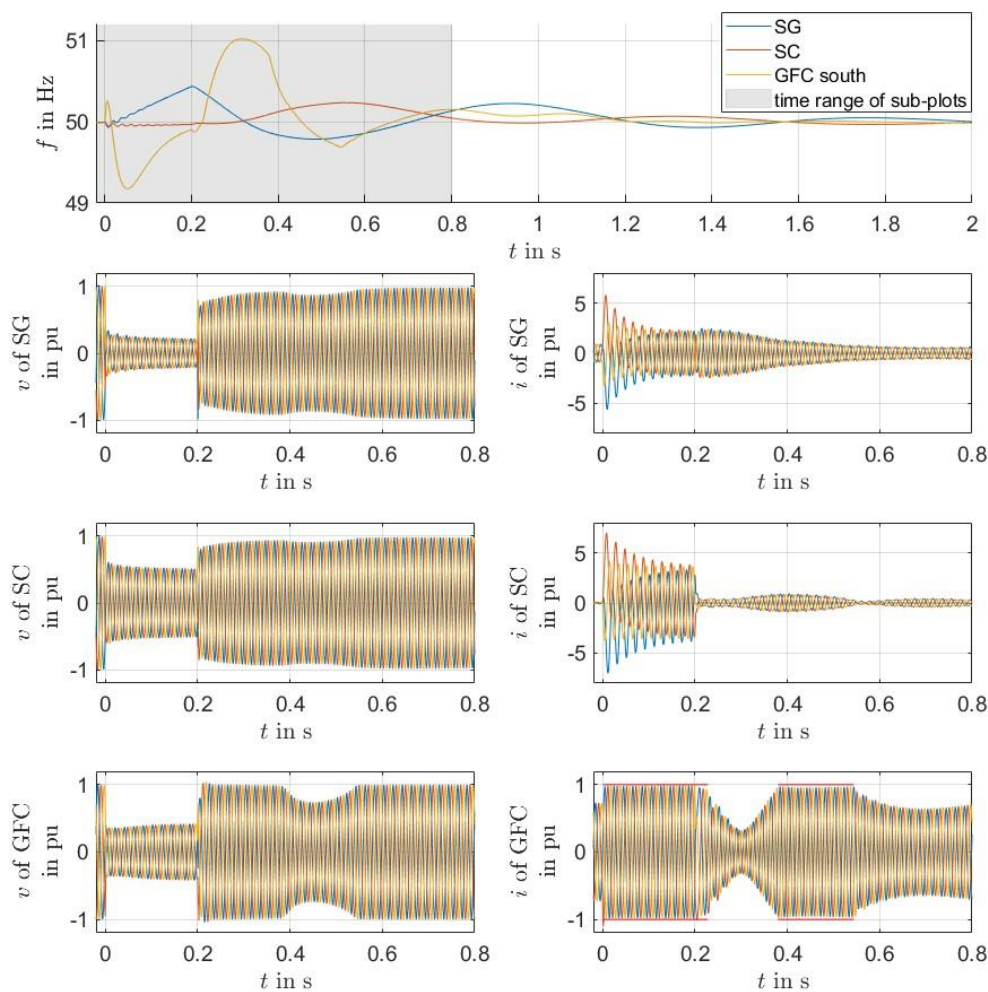


Abb. 4.11-17: Frequenz, Spannung und Strom der SG, SC und GFC in Szenario 4.

Dynamische Begrenzung des Stroms

Wie in Abschnitt II-B kurz erwähnt, ermöglicht die Strombegrenzung über die vorgestellte unterlagerte Regelung, den Maximalstrom auch während der aktiven Begrenzung nach Bedarf zu ändern. Die Idee ist motiviert durch mögliche neue Halbleiterbrückendesigns, die höhere kurzfristige Überstromfähigkeiten bieten [9]. Allerdings ist das praktische Potenzial der dynamischen Begrenzung (DynLim) des Maximalstroms noch nicht geklärt. Dieses Unterkapitel gibt nur einen Ausblick auf die regelungstechnischen Möglichkeiten, die sich aus der vollen Nutzung des Potenzials der Regelung ergeben könnten. Der dynamische Maximalstrom wird beschrieben durch:

$$i_{\max}(t_{dl}) = I_{\max} + \left(\hat{I}_{\max} - I_{\max} \right) e^{-\frac{t_{dl}}{T_{i_{\max}}}} \quad (5)$$



Im Folgenden ist der konstante Maximalstrom $I_{\max} = 1$ und der höchste zulässige Maximalstrom nach Auftreten der Begrenzung $= 1,5$. Die Zeitkonstante wird auf $= 10$ ms gesetzt. Die Variable t_{dl} beschreibt die Zeit ab Null (zu Beginn der Begrenzung), die während der Begrenzung ansteigt. Die gegebenen Parameter führen zu einer dynamischen Maximalstromkurve, wie sie in Abb. 4.11-13 des Abschnitts II-B2 vorgestellt wurde.

Tabelle 4.11-8 Ergebnisse – SelfSync mit Strombegr.

Scenario	U_l in pu	t_{settle} in s	CCT in s
1	0.07	0.4	0,68
2	0.25	0.5	> 5
3	0.07	< 0.1	> 5
4	0.29	0.6	0.43
5	0.11	0.8	0.52

Als Beispiel zeigt Abb. 4.11-18 die Ergebnisse von Szenario 3, bei dem die strombegrenzende Regelung beider GFCs mit den oben genannten DynLim-Parametrisierungen angepasst wird. Wie zu beobachten ist, zeigt der Ansatz eines zeitlich veränderlichen Maximalstroms im untersuchten Netz ein stabiles Regelverhalten, selbst für die kleine Zeitkonstante von $= 10$ ms, bei der noch nicht mit einer die Fehlererkennung unterstützenden Wirkung gerechnet werden darf. Nach der Implementierung der DynLim-Methode in allen Szenarien von 1 bis 5 wurde keine signifikante Änderung der in Tabelle 4.11-3 dargestellten Bewertungskennzahlen beobachtet. Daher zeigt der vorgestellte DynLim-Ansatz das Potenzial, in der Zwischenzeit ein stabiles Verhalten zu bewahren, um die Fehlererkennung und den Netzschutz zu verbessern, und ist wirtschaftlicher als die Erhöhung des konstanten Maximalstroms.

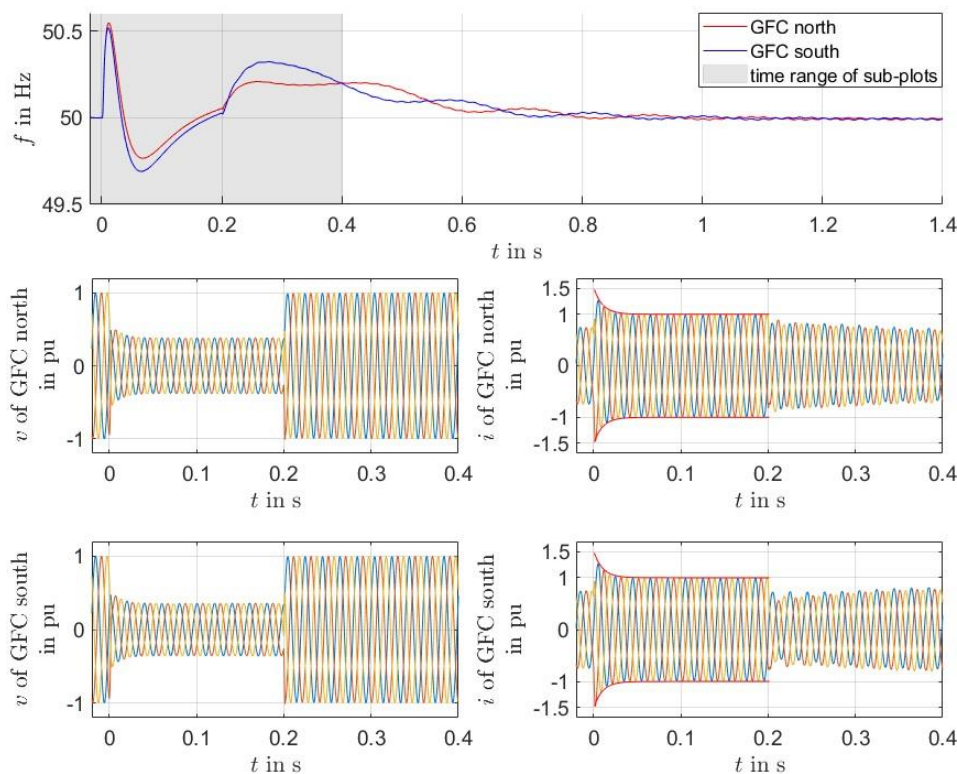


Abb. 4.11-18: Frequenz, Spannung und Strom der GFCs in Szenario 3 mit der Zeitvariante maximaler Strom



4.11.1.6 Parallelbetrieb GFC mit CCI

Mit dem Ansatz der temporären Stromregelung wurden auch Simulationen im Parallelbetrieb mit einem konventionellen stromgeregelten Wechselrichter durchgeführt. Die Ergebnisse unterscheiden sich nur unwesentlich zu den Szenarien nur mit netzbildenden Umrichtern. Jedoch konnte eine schlechtere Haltung der Frequenz durch den konventionellen Wechselrichter beobachtet werden, da der Spannungseinbruch sehr tief ist und der stromgeregelte Wechselrichter nur Blindstrom im Fehlerfall einspeist.

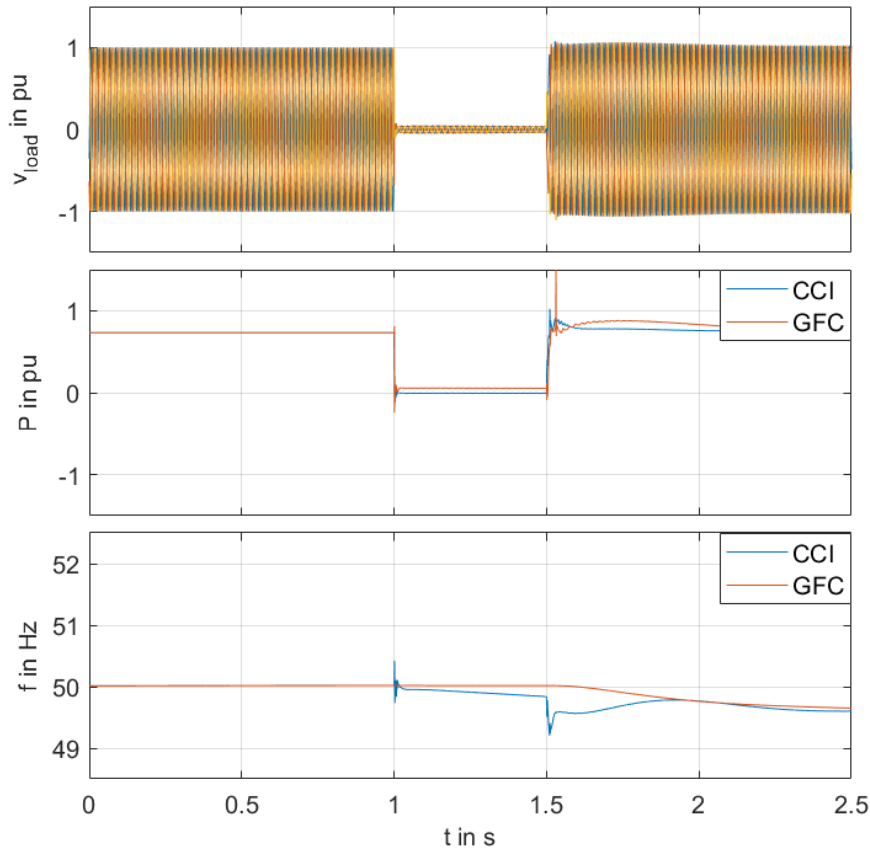


Abb. 4.11-19: Parallelbetrieb GFC mit CCI

4.11.2 Zusammenfassung

Vier Methoden zur Strombegrenzung in netzbildenden Umrichtern werden beschrieben und verglichen. Dazu werden fünf Szenarien mit unterschiedlichen Kombinationen von netzbildenden Umrichtern, Synchronmaschinen und Phasenschieber definiert. Beide Methoden werden im Hinblick auf die Netzstabilität bewertet. Es werden auch drei verschiedene Referenzszenarien mit Synchrongenerator und Phasenschieber durchgeführt. In einem konventionellen Stromversorgungssystem müssen Fehler vor der kritischen Fehlerklärungszeit behoben werden, um die Stabilität des Stromversorgungssystems zu erhalten. Für alle Szenarien wird die kritische Fehlerklärungszeit durch aufeinanderfolgende Simulationen bestimmt. Die Strombegrenzung basierend auf der temporären Stromregelung sorgt dafür, dass sich die Frequenz während des Fehlers fast nicht ändert. Dies steht in krassem Gegensatz zu Szenarien mit Synchrongeneratoren. Das Ergebnis ist, dass es in Szenarien mit einer 100%igen GFC-Durchdringung keine kritische Fehlerklärungszeit gibt, wenn die Methode der temporären Stromregelung verwendet wird. In Szenarien mit GFC, SG und SC ist die kritische Fehlerklärungszeit jedoch ähnlich wie in den Referenzszenarien. Bei den Szenarien mit Strombegrenzung integriert im SelfSync-Ansatz lassen sich unerwartete Frequenzverläufe beobachten. Aufgrund der unterschiedlichen Dynamik von netzbildenden Umrichtern ist die Einschwingzeit nach Fehlern bei einer 100%igen GFC-Durchdringung kürzer.

Es wird gezeigt, dass die vorgeschlagenen Methoden die Ströme bei Fehlern erfolgreich begrenzen und eine Überdimensionierung der netzbildenden Umrichter im Hinblick auf den Umrichterschutz nicht erforderlich ist. Der Ansatz der dynamischen Limitierung kann jedoch zu Fehlerbeginn höhere Ströme einspeisen unter Berücksichtigung der thermischen Kapazität der Halbleiter. Die Umrichter speisen im Fehlerfall symmetrische Ströme mit Nennamplitude ein. Es sind jedoch Unterschiede in der Stromqualität zu beobachten. Die Pulsspernmethode führt zu verzerrten Strömen. Die Ergebnisse zeigen, dass die geringe



Überstromfähigkeit und die typischen längeren elektrischen Zuleitungen der Umrichter die Spannungsstützung begrenzen. Ein Phasenschieber kann dies kompensieren.

Trotz der unterschiedlichen Eigenschaften von netzbildenden Umrichtern und Synchronmaschinen ist ein Parallelbetrieb möglich und die Systemstabilität bleibt für alle betrachteten Szenarien erhalten. Die Strombegrenzung kann so implementiert werden, dass die Winkelstabilität verbessert wird und die Umrichter auch bei Fehlern netzbildend bleiben.

4.11.3 Literatur

- [1] Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia. Derivation of Requirements and Comparison of Inertia Emulation Methods for Converter-Based Power Plants. Universität Kassel. Online verfügbar unter <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/11261>.
- [2] Duckwitz, Daniel; Welck, Friedrich; Glöckler, Christoph (2017): Operational behavior of the virtual synchronous machine. Online verfügbar unter <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/454481009.html>.
- [3] Engler, Alfred (2002): Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen. Dissertation. Universität Kassel, Kassel.
- [4] Fischbach, Kai; Wiese, Nils; Zhang, Yonggang; Braun, Martin: Continuous Grid-Forming Control with Transient Current Limitation. In: NEIS 2022.
- [5] Institute of Electrical; Electronics Engineers (2014): IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems: IEEE.
- [6] Nuschke, Maria; Winter, Bjoern Oliver; Strauss-Mincu, Diana; Engel, Bernd (2019): Power system stability analysis for system-split situations with increasing shares of inverter based generation. In: NEIS 2019; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems. VDE, S. 1–7.
- [7] P. Unruh; R. Brand; A. Seibel; M. Jung (2018): Enhanced Grid-Forming Inverters in Future Power Grids. In: 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe). 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe), P.1-P.10.
- [8] Schöll, Christian; Lens, Hendrik (2020): Instability phenomena in interconnected power systems caused by current limitation of grid-forming converters. Hg. v. Uta Betancourt und Thomas Ackermann. Darmstadt, Germany: Energynautics GmbH.
- [9] Shao, Weihua; Wu, Ruizhu; Ran, Li; Jiang, Huaping; Mawby, Philip A.; Rogers, Daniel J. et al. (2020): A Power Module for Grid Inverter With In-Built Short-Circuit Fault Current Capability. In: IEEE Trans. Power Electron. 35 (10), S. 10567–10579. DOI: 10.1109/TPEL.2020.2978656.
- [10] triphase: PM15I30F60 Power Module Documentation.
- [11] Unruh, Peter; Nuschke, Maria; Strauß, Philipp; Welck, Friedrich (2020): Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. Energies, 13(10), 2589. In: Energies 13 (10), S. 2589. DOI: 10.3390/EN13102589.
- [12] Vennemann, K.; Hennig, T.; Winter, W.; others (2018): Systemic issues of converter-based generation and transmission equipment in power systems. In: 17th Int. Wind Integration Workshop, Dublin, Ireland.
- [13] Wiese, N.; Duckwitz, D.; Nuschke, M.; Zhang, Y.; Braun, M. (2021): Fault operation of grid-forming converters with focus on system stability: IET Digital Library. Online verfügbar unter <https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/icp.2021.2485>.



4.12 Technisch-wirtschaftliche Betrachtung zu netzbildenden Batteriespeichieranlagen

Florian Rauscher

Im Folgenden wird die technisch-wirtschaftliche Bewertung anhand von Batteriespeichern diskutiert. Hierfür lassen sich diese in zwei verschiedene Anwendungsfälle unterteilen: Zum einen den Großbatteriespeicher, der ggf. auch unmittelbar vom Netzbetreiber betrieben wird, und der Heimspeicher als Kleinstspeicher, der infolge eines kombinierten PV-Speichersystems im Niederspannungsnetz angeschlossen ist.

Grundsätzlich ist Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern die Errichtung, die Verwaltung und der Betrieb von Energiespeichereinrichtungen mit Verweis auf die Entflechtung des Netzbetriebes untersagt. Die Richtlinie (EU) 2019/944 zu gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt führen jedoch Ausnahmen als vollständig integrierte Netzkomponenten (VINK) an, die im Rahmen der Verpflichtung der Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzbetriebes benötigt werden.

Zunächst wird der Großbatteriespeicher als VINK betrachtet. Dies ist zwar bei einer technisch-wirtschaftlichen Analyse im regulierten Betrieb nur eingeschränkt aussagefähig, jedoch muss auch eine Rechtfertigung der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) nach Effizienzmaßnahmen erfolgen. Größere Batteriespeicher zur Stabilisierung des Netzes werden auch in anderen Verbundnetzen verwendet, wie beispielsweise zur Bereitstellung von FCR aber bereits auch in ersten Prototypen zur Bereitstellung von Momentanreserve. Kürzlich wurde in Australien wiederum ein Großbatteriespeicher mit 5 MW Leistung und 5 MWh Energie für die Netzstabilität mit einer netzbildenden Regelung errichtet (ARENA - Australian Renewable Energy Agency 25.03.2022). Geht man davon aus, dass ähnliche Dimensionierungen für die VINKs verwendet werden, so wird bei einer Anlaufzeitkonstante von $T_A = 50$ s die äquivalente kinetische Energie nach (Bundesnetzagentur 2021a) über die folgende Gleichung bestimmt.

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot T_A \cdot S_N$$

Dies entspricht bei diesem Beispiel einem $E_{kin} = 125$ MWh und einer Veränderung im State of Charge, SOC, der Batterie von 0,7%. Sollte diese Anlage explizit für die Bereitstellung der Momentanreserve ausgewählt werden, so ist eine deutlich höhere Anlaufzeitkonstante anzunehmen, um diese Anlage effektiver auszunutzen. Alternativ kann durch die Ergänzung einer Primärregelstatik die Kapazität der VINKs ebenfalls besser ausgenutzt werden.

Alternativ ist es notwendig, dass die VINK weitere Aufgaben im Bereich der Netzstabilität parallel zur Bereitstellung von Momentanreserve übernimmt, um eine Rechtfertigung für diese Komponente zu erhalten. Dieser Zusatznutzen ist die Motivation, auch den Einsatz der Heimspeichersysteme für die Bereitstellung von Momentanreserve in Betracht zu ziehen. Die PV-Heimspeichersysteme werden mit dem Ziel erworben, eine Energieverschiebung innerhalb des Tages zur Eigenverbrauchsmaximierung vorzunehmen und die erzeugte PV-Leistung zu den Mittagsstunden auch am Abend und in der Nacht nutzbar zu machen. Gleichzeitig wird die Leistungsebene des Batteriespeichers bis auf die häufig auch gemäßigten Ladevorgänge kaum gefordert. Für die Bereitstellung der Momentanreserve wird jedoch vorwiegend Leistung mit sehr geringer Energie, wie zuvor hergeleitet, benötigt. Daher würde sich prinzipiell ein Mehrfachnutzen bei der Bereitstellung von Momentanreserve aus Heimspeichersystemen ergeben. Um die Fragestellungen der Kostenseite im Rahmen der technisch-wirtschaftlichen Bewertung zu analysieren, wird im Folgenden allgemein zur Momentanreserve hergeleitet.

Anlagenbetreiber sind aktuell nicht verpflichtet, Momentanreserve bereitzustellen. Dies ist aktuell ohnehin nicht möglich, da die technischen Anschlussregeln es nicht ermöglichen, eine netzbildende Wechselrichterregelung im Netzparallelbetrieb einzusetzen. Unabhängig davon stehen dem Anlagenbetreiber in erster Linie nur Kosten entgegen und kein Zusatznutzen. Daher müssten Kosten, die durch den zusätzlichen finanziellen Aufwand der Erbringung von Momentanreserve entstehen, zumindest kompensiert werden, um einen initialen Anreiz für die Installation einer entsprechenden Anlage zu schaffen. Daher gilt es zunächst, die Kosten für die Bereitstellung zu analysieren, die aus einem fixen und einem variablen Anteil bestehen.

$$K = K_{fix} + K_{var}$$



Die Fixkosten bilden hierbei die Kosten gegenüber der Hardware, die netzbildende Eigenschaften aufweisen muss, anteilige Überlastfähigkeit oder größer dimensionierte Drosseln zur Entkopplung des Spannungszeigers und schlussendlich auch zusätzlicher Entwicklungsaufwand, der zumindest kurzfristig eingepreist wird. Die variablen Kosten K_{var} lassen sich nochmal in die wesentlichen drei weiteren Kostenaspekte unterteilen:

$$K_{var} = K_{Bereitstellung} + K_{Opportunität} + K_{Verbrauch}$$

Die Bereitstellungskosten $K_{Bereitstellung}$ für die benötigte Energie sind im Vergleich zur Vorhaltung der Primärregelleistung (FCR) sehr gering und können vernachlässigt werden, da die Momentanreserve nur wenige Sekunden wirkt. Zudem wirkt die Momentanreserve in der Regel symmetrisch, sodass sich die Energiemenge im Mittel wieder ausgleicht.

Die Opportunitätskosten $K_{Opportunität}$ bilden dabei die Kosten ab, die als entgangene Erlöse oder Einschränkungen im Rahmen der Bereitstellung von Momentanreserve anzunehmen sind. Hierbei unterscheidet sich auch die Bereitstellung von symmetrischer und asymmetrischer Momentanreserve. Während Erneuerbare Energien Anlagen (EEAs) für die Bereitstellung von symmetrischer Momentanreserve abgeregelt betrieben werden müssten, können Batteriespeicher zumeist ohne weitere Einschränkungen einen symmetrischen Beitrag erbringen. Bei EEAs kann eine asymmetrische Bereitstellung in Kombination mit Lasten auf der anderen Seite eine Möglichkeit bilden, diese Opportunitätskosten, gerade für das Vorhalten, gering zu halten. Da die Momentanreserve nur kurzzeitig wirkt, kann auch ein kurzzeitiges Gewähren eines Überlastbetriebes des Wechselrichters zielführend sein, da sich die Begrenzung der Ströme auf den Dauerlastbetrieb beziehen.

Die Verbrauchskosten $K_{Verbrauch}$ belaufen sich auf alle Faktoren, die ohne eine Bereitstellung dieser Systemdienstleistung nicht aufgetreten wären. Ein dominierender Faktor, auch in der fachlichen Diskussion, sind die Auswirkungen auf die Batterie infolge der Momentanreservebereitstellung. Tritt infolge der Bereitstellung insbesondere bei Überlastbetrieb, wie oben genannt, eine stärkere Alterung der Batterie auf, muss diese frühzeitig ersetzt werden und die jährlichen Abschreibungskosten für die Batterie würden entsprechend steigen.

Diesem Umstand kann entgegen angeführt werden, dass das vollständige Laden und Entladen durch Vollzyklen einer Batterie deutlich größeren Einfluss auf die Batterie hat als kurzzeitige Leistungsschwankungen. Ebenfalls konnte in Untersuchungen gezeigt werden, dass die kalendarische Alterung der zyklischen Alterung gerade bei stationären Heimspeichern häufig überwiegt (T. Aundrup et al. 2015). Die Bereitstellung von Leistungsgradienten hat dabei keinen Einfluss auf die kalendarische Alterung der Batterie. Zudem werden seit Jahren bereits Batterien im Bereich der Primärregelleistungsbereitstellung erfolgreich eingesetzt und bilden aktuell auch die dominierende Technologie im Primärregelleistungsmarkt (Regelleistung-online 2020). Des Weiteren existieren verschiedene Projekte von Off-Grid-Anwendungen mit stationären Batteriespeichern, die klassischerweise auch Momentanreserve bereitstellen und gezeigt haben, dass keine atypischen Verhaltensmuster bei der Batteriealterung auftraten (A. Knobloch et al. 2019). Zukünftig kann davon ausgegangen werden, dass neuere Batterien zunehmend für höhere Leistungsgradienten ausgelegt werden. Vor allem die Bedürfnisse der Elektromobilität, bei der große Leistungsgradienten für Beschleunigungs- und Abbremsvorgänge entstehen, werden ein Treiber dieser Technologie sein.

Zurückkommend auf das Beispiel der Heimspeichersysteme kann zusammenfassend festgehalten werden, dass der wesentliche Kostenfaktor bei der Bereitstellung von Momentanreserve in diesem Fall lediglich in den Fixkosten beim Erwerb der Anlage liegt. Um eine wirtschaftliche positive Bewertung für die Bereitstellung von Momentanreserve aus Heimspeichern zu ziehen, ist eine Option, diese gestiegenen Fixkosten direkt beim Erwerb eines Heimspeichers über einen Zuschuss bei Neuanlagen zu kompensieren. Zielführend können hier Langfristverträge mit einer Laufzeit im Bereich von Jahren bis Jahrzehnte sein, um gerade bei höheren Anfangsinvestitionen gesicherte Einnahmen über den Abschreibungszeitraum zu erwirtschaften. Für Bestandsanlagen kleinerer Leistungsklassen würde sich eine Retrofit-Maßnahme nicht lohnen, da es sich um eine neue Wechselrichtertechnologie handelt, die im Gegensatz zu anderen Maßnahmen nicht nur durch ein Softwareupdate angepasst werden kann, sondern ebenso mit der Hardwareauslegung einhergeht.



4.12.1 Rechtlich-regulatorischer Kontext zur marktlichen Beschaffung

Die Deckung des zusätzlichen Bedarfs an Momentanreserve kann über den kürzlich ergänzten § 12h EnWG erfolgen, der eine marktliche Beschaffung der Trägheit der lokalen Netzstabilität vorsieht und damit implizit die Bereitstellung von Momentanreserve adressiert. Der EU-Beschluss zur neuen Strommarkt-Richtlinie 2019/944 aus dem Clean-Energy Gesetzespaket der EU wurde auf nationaler Ebene mit der Erweiterung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) um den Paragraphen § 12h EnWG zur marktlichen Beschaffung von nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen (nf-SDL) umgesetzt. Ziel ist es, mit einer marktlichen Beschaffung der Systemdienstleistungen einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb zu ermöglichen. Die amtliche Begründung zum § 12h EnWG zur Trägheit der lokalen Netzstabilität beschreibt den Begriff wie folgt (Deutscher Bundestag 31.08.2020):

„Trägheit der lokalen Netzstabilität (...) ist eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter inhärente Reaktionen ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzüglich auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen. Davon abzugrenzen ist Regelung.“

Die BNetzA fasst diese Begründung zusammen, indem die Trägheit der lokalen Netzstabilität als Reaktion zeitlich vor der Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR) auf ein unvorhergesehenes Frequenzereignis einer Änderung entgegenwirkt. Weiter wird die Trägheit der lokalen Netzstabilität als leistungsstabilisierend in Analogie zur kinetischen Energie der Synchrongeneratoren beschrieben. (Deutscher Bundestag 31.08.2020)

Grundsätzlich gilt gemäß § 12h Abs. 1, dass für alle diese nf-SDL eine marktliche Beschaffung realisiert werden muss, und ein diskriminierungsfreier Marktzugang zu dieser ermöglicht werden muss. Dabei kann die BNetzA gemäß § 12h Abs. 4 S. 1 EnWG eine marktliche Beschaffung für einzelne nf-SDL aussetzen, wenn diese als wirtschaftlich nicht effizient eingestuft werden. Dies kann gerade dann der Fall sein, wenn Netzbetreiber diese Systemdienstleistung aus eigenen Netzbetriebsmitteln kostengünstiger oder zuverlässiger bereitstellen können als ein Markt und deren Teilnehmer.

Die BNetzA hat mit ihrem Beschluss vom 18.12.2020 gem. § 12h Abs. 4 EnWG festgelegt, dass bei der nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistung der Trägheit der lokalen Netzstabilität von der Ausnahmeregelung der marktlichen Beschaffung Gebrauch gemacht wird (Bundesnetzagentur 2020). Damit erfolgt keine marktliche Beschaffung von Momentanreserve seitens der Übertragungs- oder Verteilungsbetreiber. Dabei hält sich jedoch die BNetzA den Widerruf bis auf weiteres offen (Bundesnetzagentur 2020) und ist nach § 12h Abs. 4 S. 3 EnWG verpflichtet, bei einer Ausnahme diese Einschätzung spätestens alle drei Jahre und demnach am Ende des Kalenderjahres 2023 erneut zu prüfen.

Die Entscheidung der BNetzA schließt sich im Wesentlichen den Ergebnissen der Studie SDL-Zukunft vom Januar 2020 an, welche durch das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ausgegebene Kurzgutachten zur Prüfung der effizienten Bereitstellung aller sechs genannten nf-SDL getroffen wurden (Bundesnetzagentur 2020). Die herangezogene Methodik bei der Bewertung der Stabilität basiert auf der Annahme, dass bei einer nicht-marktlichen Beschaffung, spätestens durch den Netzbetreiber, eine ausreichende Menge dieser Systemdienstleistung bereitgestellt wird. Demgegenüber steht jedoch die immense Menge an benötigter Momentanreserve, die alleinig durch die Netzbetreiber und ihre Assets nicht gedeckt werden kann (Bundesnetzagentur 2021a). Daher wird eine marktliche Beschaffung der Momentanreserve ergänzend zu weiteren Maßnahmen der Netzbetreiber benötigt. Mit der aktuellen Entwicklung im Kontext der Bereitstellung von Momentanreserve sowie vorliegenden aktuellen Untersuchungsergebnissen ist eine Veränderung des Standpunktes seitens der BNetzA möglich.

Sollte eine marktliche Beschaffung angestrebt werden, ergibt sich im regulatorischen Handlungsfeld die Fragestellung, ob trotz eines diskriminierungsfreien Beschaffens einzelne Spannungsebenen von der marktlichen Beschaffung seitens der BNetzA ausgenommen werden können, wenn es technisch zu ineffizient ist. Im Rahmen des Projekts wurde festgestellt, dass auch die Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Verteilungsnetz bis in das Niederspannungsnetz zielführend ist. Demnach gibt es zumindest aus



dem Wirkprinzip der Momentanreserve keine Einschränkung für die marktliche Beschaffung aus allen Spannungsebenen.

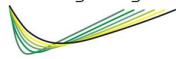
Bei der Gestaltung der marktlichen Beschaffung müssen die einzelnen technischen Details von netzbildenden Wechselrichtern berücksichtigt werden. Wird eine Zu- bzw. Abschaltfähigkeit der Momentanreserveerbringung gefordert, wenn z.B. im Zuge eines Ausschreibungsmarktes analog zur Regelenergie kein Zuschlag erteilt wurde, so ist dies nur sehr schwer mit der netzbildenden Wechselrichterregelung vereinbar, da die Anlaufzeitkonstante das vollständige dynamische Verhalten der Anlage prägt. In so einem Fall würde eine Lösung bevorzugt werden, bei der zusätzlich eine netzfolgende Regelung implementiert ist und bei Bedarf ein Wechsel zwischen den Regelungen erfolgt. Der Regelstrecke besser verträglich wären Langfristverträge zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber, die für eine längere Zeitspanne eine pauschale Vergütung für die Bereitstellung der Trägheit festschreiben. Diese können dann immer noch marktlich gestaffelt werden, jedoch kann die Regelungsstruktur des netzbildenden Wechselrichters über die Laufzeit konstant bleiben. Langfristverträge begünstigen auch den Umstand, dass die im vorherigen Abschnitt aufgeführten Fixkosten gegenübergestellt werden können und der Anlagenbetreiber dadurch eine Investitionssicherheit erreicht.

Zusätzlich darf eine marktliche Beschaffung bei dem Anlagenbetreiber auch keine Restriktionen hinsichtlich einer Mehrfachnutzung seiner Anlage schaffen, da die gemeinsame Bereitstellung von Momentanreserve mit anderen Produkten ebenfalls zielführend sein kann. Dies hat den Vorteil, dass die Erlöse der Bereitstellung von Momentanreserve nicht die Kosten der Anlage im Business Case decken müssen, sondern auch über weitere Märkte die finanzielle Lücke geschlossen werden kann. Sowohl technisch als auch ökonomisch sinnvoll ist eine gemeinsame Bereitstellung von Momentanreserve und der unverzögerten Primärregelung. Das Vorhalten einer Wirkleistungsreserve wird ohnehin sowohl bei der Momentanreserve als auch bei der FCR benötigt. Im Rahmen des Projekts konnte gezeigt werden, dass die Kombination der Wirkleistungsreserven sinnvoll ist, da beispielsweise der netzbildende Wechselrichter mit einer Primärregelstatik die wirksamste frequenzstabilisierende Eigenschaft besitzt sowie dass durch diese Kombination die beste dämpfende Eigenschaft bei Netzpendelungen erreicht wird.

Somit ist auch technisch die bevorzugte Lösungsoption die Bereitstellung von Momentanreserve in Kombination mit unverzögerter Primärregelung. Mit dem Ziel einer marktlichen Beschaffung dieser nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen muss auch das Marktdesign und die Partizipierungsmöglichkeiten für ebendiese betriebswirtschaftlichen Restriktionen berücksichtigt werden. Demnach müssen Anforderungen gemeinsam mit Herstellern, Anlagen- und Netzbetreibern sowie politischen Akteuren definiert werden.

4.12.2 Literatur

- [1] ARENA - Australian Renewable Energy Agency (25.03.2022): Testing grid forming capabilities with AGL's Broken Hill Battery. Online verfügbar unter <https://arena.gov.au/news/testing-grid-forming-capabilities-with-agls-broken-hill-battery/>, zuletzt geprüft am 24.01.2023.
- [2] Bundesnetzagentur (2020): Beschluss BK6-20-298 - Ausnahmeentscheidung von der marktgestützten Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-298/BK6-20-298_beschluss_vom_18.12.2020.pdf?blob=publicationFile&v=3.
- [3] Bundesnetzagentur (2021a): NEP 2035 - Begleitdokument: Bewertung der Systemstabilität, zweiter Entwurf. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf, zuletzt geprüft am 24.01.2023.
- [4] Deutscher Bundestag (31.08.2020): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/219/1921979.pdf>, zuletzt geprüft am 25.01.2023.
- [5] T. Aundrup; H.-P. Beck; A. Becker (2015): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendung und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Online verfügbar unter <https://speicherinitiative.at/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/03-Batteriespeicher.pdf>, zuletzt geprüft am 25.01.23.
- [6] Regelleistung-online (2020): Batteriespeicher dominieren den PRL-Markt. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/>, zuletzt aktualisiert am 16.01.2020.



- [7] A. Knobloch; C. Hardt; A. Falk; T. Bülo (2019): Netzstabilisierende Regelungssysteme für Batteriespeicher in stromrichterdominierten Insel- und Verbundnetzen. In: VDE ETG und VDE GMA (Hg.): 13. ETG/GMA Fachtagung "Netzregelung und Systemführung", 18.-19.09.2019. VDE ETG; VDE GMA.



4.13 Systemtests

Gunter Arnold

Im SysTec (Laborzentrum für Intelligente Netze und Elektromobilität) des Fraunhofer IEE wurde im Systembetrieb demonstriert, welche Netzeigenschaften netzbildende Stromrichter in Kombination mit konventionellen Erzeugungseinheiten (Wind, PV, Speicher, VKM) und steuerbaren Lasten aufweisen.

4.13.1 Übersicht des Testprogramms

Labor-Untersuchungen zum Systemverhalten in Bezug auf folgende Netz-Ereignisse und Stromrichter-Funktionalitäten wurden durchgeführt:

- a) (Transiente) Netzfrequenzänderungen
 - Frequenzrampen mit pos. & neg. ROCOF-Werten
- b) Ungewollte Netzauftrennung
 - auf gleicher Spannungsebene (horizontal)
 - zwischen unterschiedlichen Spannungsebenen (vertikal)
- c) Änderung der Netzkonfiguration
 - Übergang Netzparallelbetrieb --> Inselbetrieb
 - Übergang „starkes“ Netz --> „schwaches“ Netz
- d) Leistungsaufteilung unterschiedlicher Erzeugungsanlagen
 - Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-O/U)
 - Blindleistungsreaktion bei Über- und Unterspannung (Q/U)

4.13.2 Übersicht der Prüfaufbauten / Testkonfigurationen

Ebenso wie bei den Komponententests war es im Rahmen der Systemuntersuchungen notwendig, entsprechend den Untersuchungszielen unterschiedliche Prüfaufbauten mit der vorhandenen Infrastruktur des Laborzentrums SysTec zu realisieren.

Abbildung 4.13-1 zeigt eine vereinfachte Übersicht über die Prüfinfrastruktur im Laborzentrum SysTec mit den wesentlichen Netzkomponenten, Erzeugungseinheiten und Lastbänken, die für die Systemuntersuchungen in unterschiedlicher Zusammensetzung genutzt wurden.

Das Laborzentrum SysTec ist über einen leistungsstarken Netzanschluss an das öffentliche 20 kV-Mittelspannungsnetz angeschlossen und besitzt intern unterschiedlich konfigurierbare Mittel- und Niederspannungsnetzabschnitte, die sowohl über einen kundenspezifisch gefertigten Prüftransformator (T1) bzw. über Verteilnetz-Transformatoren (T2, T2) miteinander gekoppelt sind. Als Erzeugungseinheiten können eine 200 kVA Netzersatzanlage mit Dieselmotor, eine 95 kW-Windenergieanlage, mehrere kleinere Photovoltaik-Erzeugungsanlagen (mit 7 bis 9 kWp Modulleistung) auf den Dächern der Testhäuser sowie ein Batteriespeichersystem mit 60 kW Bemessungsleistung verwendet. Neben den Anlagen zur Versorgung des Laborzentrums und den Testhäusern (mit typischen Haushaltslasten) gehören auch drei feinstufig veränderbare RLC-Lastbänke (zwei mit jeweils 200 kW / 100 kvar im Außenbereich und eine mit 600 kW / 600 kvar im Prüflabor Netzintegration PNI) zur Ausstattung des Prüfzentrums.

Für die Untersuchung der transienten Spannungsereignisse war die Einbindung einer Einrichtung zur Erzeugung transientser Spannungseinbrüche (UVRT) bzw. -erhöhungen (OVRT) erforderlich. Je nach Spannungsebene und Leistungsklasse des Prüflings bzw. der zu untersuchenden Systemkonfiguration kann hierfür beispielsweise ein hochdynamischer Niederspannungs-AC-Netzsimulator oder eine leistungsstarke, in einem Container eingebaute Mittelspannungs-Prüfeinrichtung für Netzfehler (UVRT, OVRT) genutzt werden.



20 kV-Verteilungsnetz EAM

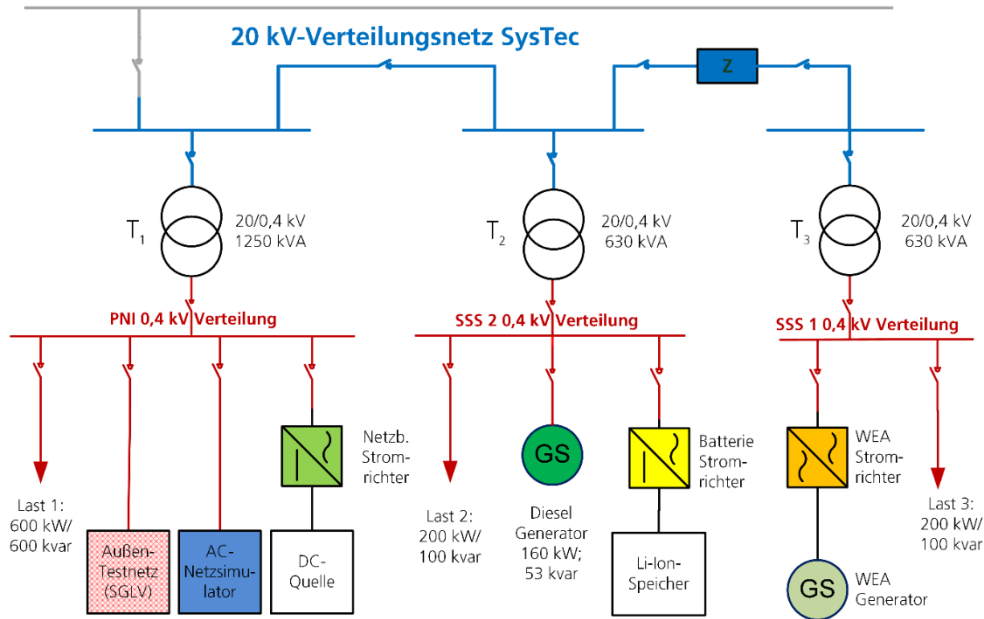


Abb.4.13-1: Schematischer Übersichtsplan der Prüfinfrastruktur im Laborzentrum SysTec

Für Untersuchungen im Zusammenhang mit transienten Netzfrequenzänderungen oder zum Systemverhalten bei Über- oder Unterfrequenz bietet es sich ebenfalls an, einen hochdynamischen AC-Netzsimulator zu verwenden, mit dem der Sollwert und die Änderungsgeschwindigkeit der Netzfrequenz (RoCoF) in einem gewissen Bereich veränderbar sind.

4.13.3 Ausgewählte Ergebnisse verschiedener Prüfzenarien

4.13.3.1 Frequenzereignisse (Frequenzrampen, Phasensprünge)

Im Rahmen der Systemuntersuchungen wurden Versuche mit unterschiedlichen Konfigurationen zum Themenfeld „Frequenzereignisse“ durchgeführt. Exemplarisch dafür sollen an dieser Stelle Ergebnisse zum Verhalten des netzbildenden Stromrichters bei unterschiedlichen Frequenzrampen vorgestellt werden. Es wurden Versuche durchgeführt, bei denen einerseits der netzbildende Stromrichter im Prüflabor Netzintegration (PNI) und andererseits die drei Testhäuser im Außenbereich (SGLV) mit ihren Dach-Photovoltaikanlagen beteiligt waren. Beide Komponenten wurden gemeinsam von einem Niederspannungs-Netzsimulator versorgt, der es ermöglicht, die in Abb. 4.13-2 dargestellten Verläufe der Netzfrequenz zu erzeugen. Der netzbildende Stromrichter war so eingestellt, dass er nicht nur bei Frequenzgradienten eine entsprechende Momentanreserveleistung, sondern vor allem bei von der Nennfrequenz abweichenden Werten eine Primärregelleistung bereitstellt.

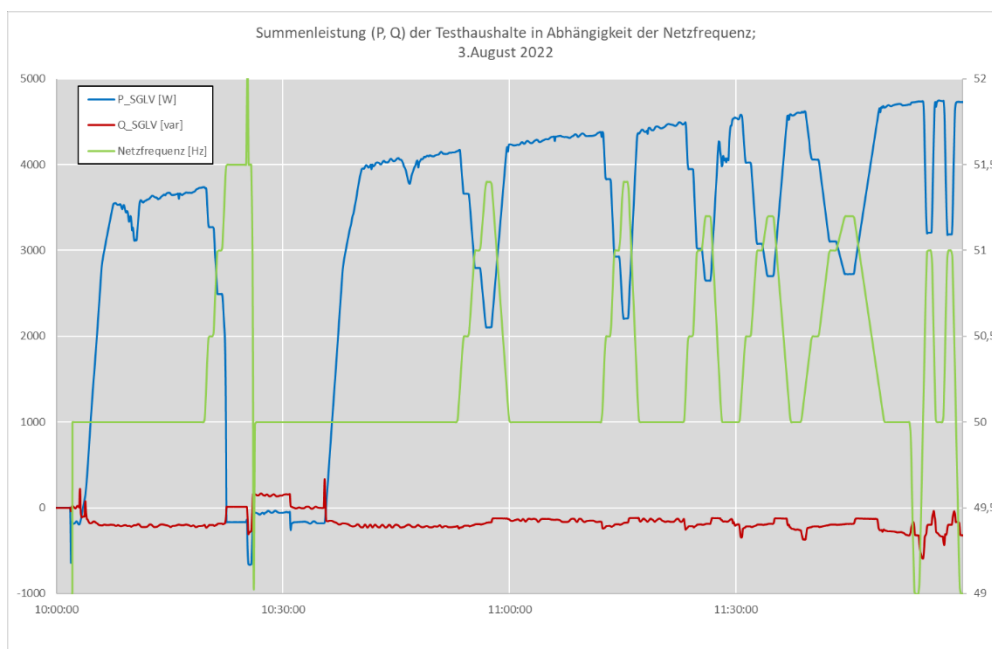


Abb. 4.13-2 Leistungsverhalten (P,Q) der Testhaushalte (SGLV) bei Netzfrequenzvariationen

In Abb. 4.13-3 sind demgegenüber die Frequenzwerte und Leistungswerte des netzbildenden Stromrichters für einen exemplarischen Netzfrequenzverlauf über 4 Minuten abgebildet. Bei diesem Verlauf wird die Netzfrequenz ausgehend von 50,00 Hz mit einem negativen Frequenzgradienten von 0,033 Hz/s bis auf 49,00 Hz reduziert. Sie wird für 30 s konstant gehalten und anschließend mit einem positiven Gradienten von 0,033 Hz/s bis auf 51,00 Hz gesteigert. Bei diesem Wert verbleibt sie dann ebenfalls für 30 s und wird abschließend mit einem negativen Frequenzgradienten von 0,033 Hz/s auf den Nennwert von 50,00 Hz zurückgeführt.

In Abb. 4.13-3 kann man in Bezug auf die Wirkleistungsabgabe die Überlagerung der Momentan-reserveleistung sowie der Primärregelleistung erkennen, die sich bei Frequenzwerten ungleich der Nennfrequenz von 50,0 Hz bemerkbar macht. Die Momentanreserveleistungsbeiträge (positiv/negativ) sind nur während einer Frequenzänderung (negativ/positiv) wirksam, mit etwa $\pm 0,250$ kW sind sie jedoch aufgrund der niedrigen Frequenzgradienten erheblich kleiner als die Primärregelleistungsbeiträge ($\pm 12,6$ kW) bei stationären Frequenzabweichungen von $\pm 1,0$ Hz bezogen auf den Nennwert von 50 Hz.

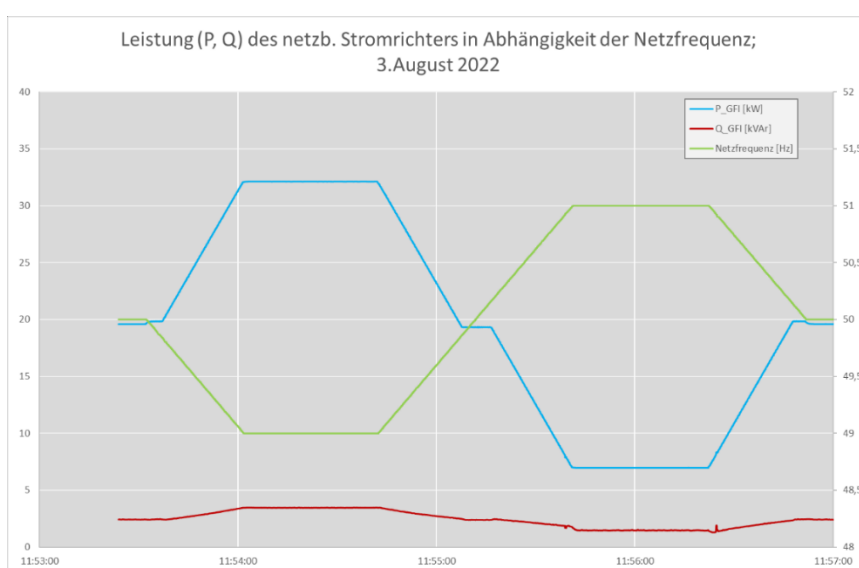


Abb. 4.13-3: Leistungsverhalten (P,Q) des netzb. Stromrichters bei einer Netzfrequenzvariation



4.13.3.2 Netztrennungen (horizontal, vertikal)

Im Rahmen der Systemuntersuchungen wurden Versuche mit unterschiedlichen Konfigurationen zum Themenfeld „Netztrennungen“ durchgeführt. Beispielhaft dafür sollen an dieser Stelle Ergebnisse zum Verhalten verschiedener Erzeugungseinheiten bei einer vertikalen Trennung eines Teilnetzes vom öffentlichen Verbundnetz dargestellt werden.

Es wurden Versuche durchgeführt, bei denen der netzbildende Stromrichter im Prüflabor Netzintegration (PNI) und die drei Testhäuser im Außenbereich (SGLV) mit ihren Dach- Photovoltaikanlagen eingesetzt wurden.

Alle oben genannten Komponenten waren zunächst mit dem öffentlichen Verbundnetz gekoppelt. Um 13:51:40 Uhr wurde dann durch Öffnen eines MS-Leistungsschalters die Verbindung zum übergeordneten MS-Netz aufgetrennt und somit die vertikale Netztrennung herbeigeführt. In dieser Konstellation ist der netzbildende Stromrichter im Prüflabor PNI nun die alleinige Quelle zur Netzbildung. Zusätzlich wurde nur durch die drei Dach-Photovoltaikanlagen in den Testhäusern, die jeweils mit einem stromeinprägenden Wechselrichter ausgestattet sind, eine variable Wirk- und Blindleistung entsprechend dem vorhandenen Solarangebot eingespeist. Es entsteht eine „Niederspannungsnetzinsel“.

Abb. 4.13-4 zeigt den stabilen Betrieb des Teilnetzes über etwa 35 min. Die Netzfrequenz wird in dem dargestellten Zeitraum sowohl durch die veränderliche Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen als auch durch den Leistungsbezug der Lastbank 1 bestimmt, bei der eine manuelle Anpassung der Wirkleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz vorgenommen wurde. Dieses vom öffentlichen Verbundnetz getrennte Teilnetz konnte damit sowie zusätzlich durch die automatische Wirkleistungsreduzierung der PV-Wechselrichter bei Überfrequenz (LFSM-O) stabil betrieben werden.

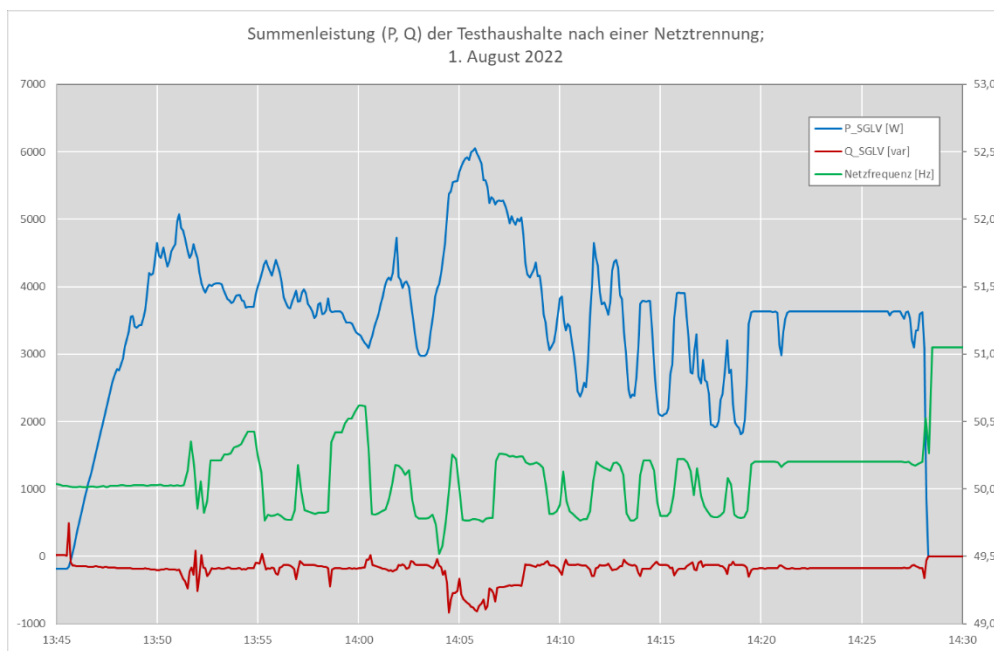


Abb. 4.13-4: Wirkleistungsverhalten (P,Q) der Testhaushalte (SGLV) nach einer Netztrennung

Abb. 4.13-5 zeigt demgegenüber den Wirkleistungsverlauf des netzbildenden Stromrichters, der drei Testhaushalte mit den PV-Anlagen sowie der RLC-Lastbank im Prüflabor PNI während der Netzauftrennung für einen Zeitraum über 12 Minuten. In diesem Zeitraum wird die Netzfrequenz insbesondere durch die Wirkleistungsänderung der Lastbank maßgeblich bestimmt, dies hat direkte Auswirkungen auf die Wirkleistungseinspeisung des netzbildenden Stromrichters entsprechend der parametrisierten P(f)-Statik. Die Wirkleistungsänderungen der Testhaushalte spielen hier nur eine untergeordnete Rolle.

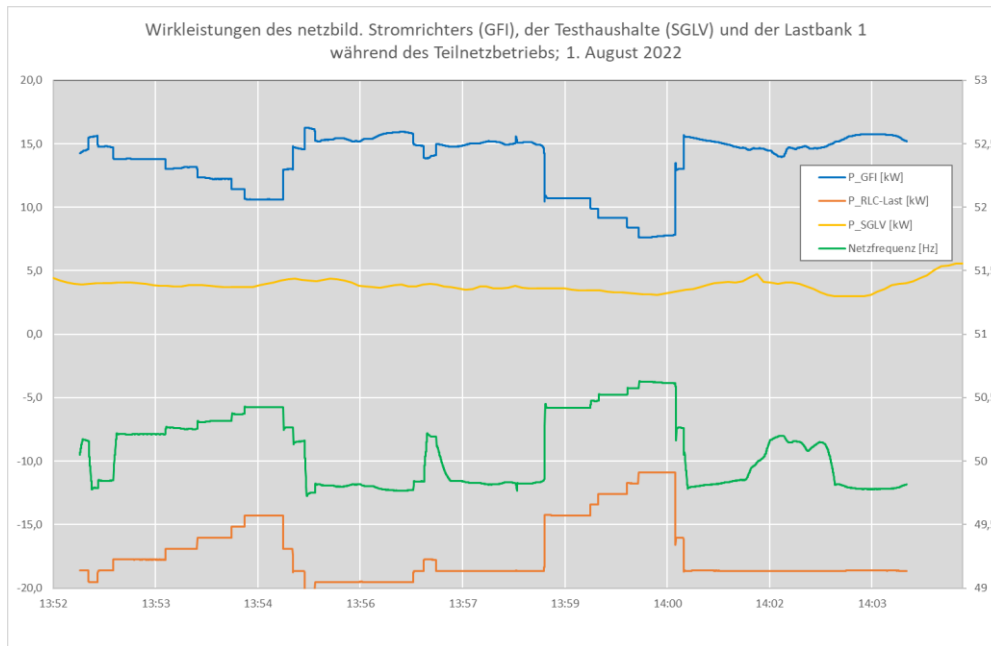


Abb. 4.13-5: Wirkleistungsverlauf des netzb. Stromrichters, der Testhaushalte sowie der RLC-Lastbank 1 während des Teilnetzbetriebs

4.13.3.3 Inselnetz (Übergang Verbund- und Inselbetrieb)

Im Rahmen der Systemuntersuchungen wurden umfangreiche Versuche mit unterschiedlichen Konfigurationen zum Übergang vom Verbund- in den Insel- bzw. Teilnetzbetrieb durchgeführt. Es wurden Versuche durchgeführt, bei denen einerseits der netzbildende Stromrichter sowie die RLC-Lastbank im Prüflabor Netzintegration (PNI) und andererseits die Windenergieanlage im Außenbereich, die über das Mittelspannungsnetz des Laborzentrums SysTec angeschlossen ist, verwendet wurden.

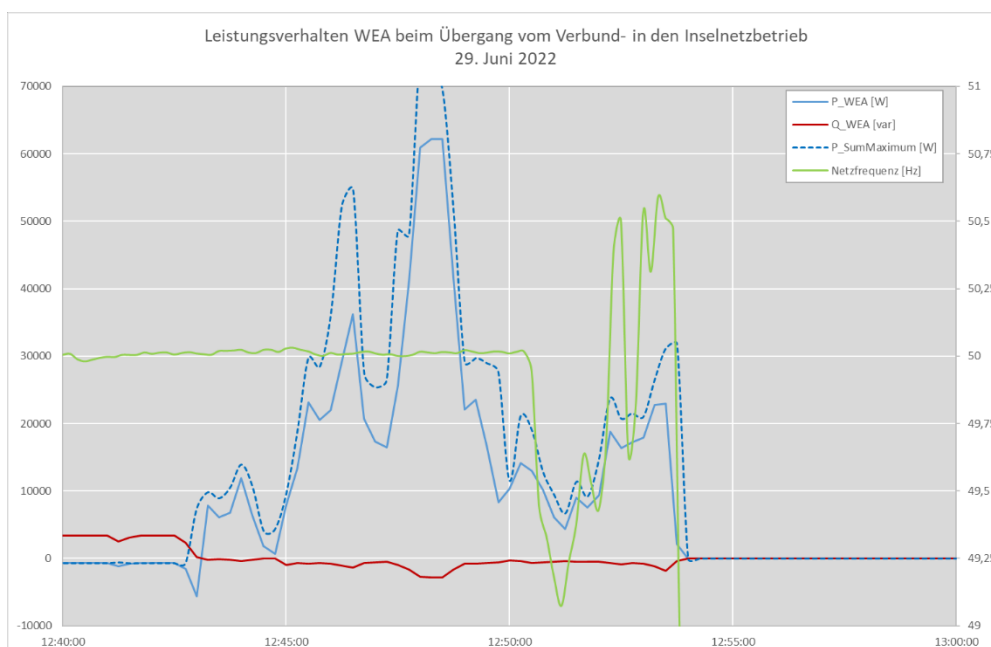


Abb. 4.13-6: Leistungsverhalten der Windenergieanlage beim Übergang in den Teilnetzbetrieb

Alle oben genannten Komponenten waren zunächst mit dem öffentlichen Verbundnetz gekoppelt. Um 12:50:15 Uhr wurde dann durch Öffnen eines MS-Leistungsschalters die Verbindung zum öffentlichen Verbundnetz getrennt und der Mittelspannungs-Teilnetzbetrieb somit eingeleitet. Die Besonderheit beim Teilnetzbetrieb in dieser Konfiguration ist die Tatsache, dass der netzbildende Stromrichter nun die alleinige Quelle zur Netzbildung in diesem Mittelspannungsteilnetz ist und dass zusätzlich durch die



Windenergieanlage, die einen stromeinprägenden Stromrichter hat, eine volatile Einspeisung von Wirk- und Blindleistung erfolgt. Wie man in Abb. 4.13-6 sieht, wird die Netzfrequenz im Teilnetzbetrieb maßgeblich durch die volatile Einspeiseleistung der Windenergieanlage bestimmt. Dieser Einspeiseleistung steht im Wesentlichen nur der Wirkleistungsbezug der Lastbank 1 gegenüber, bei der eine manuelle Anpassung der Wirkleistung erfolgte, sofern die Gefahr bestand, dass bestimmte Frequenzgrenzen (Über- und Unterfrequenz-Schutz) über- oder unterschritten werden.

Nach etwas mehr als 3 Minuten konnte das Teilnetz nicht mehr stabil betrieben werden. Ursache dafür war nicht etwa die Verletzung von Frequenzgrenzen, sondern um 12:53:31 Uhr hat der Überspannungsschutz an der elektrisch sehr weit von dem netzbildenden Wechselrichter entfernten Windenergieanlage (bei 1,1 Un) aufgrund der starken Spannungsanhebung bei Einspeisung der Windenergieanlage ausgelöst. Dadurch ist die Einspeiseleistung der Windenergieanlage (ca. 32 kW) innerhalb von wenigen Netzperioden weggefallen, die Netzfrequenz entsprechend abgesunken und somit musste die Wirkleistungsabgabe des netzbildenden Stromrichters zur Frequenzstützung instantan gesteigert werden. Dies hatte die Auslösung eines Überstromschutzes im netzbildenden Stromrichters zur Folge, der diesen ebenfalls abschaltet (siehe Abb. 4.13-7).

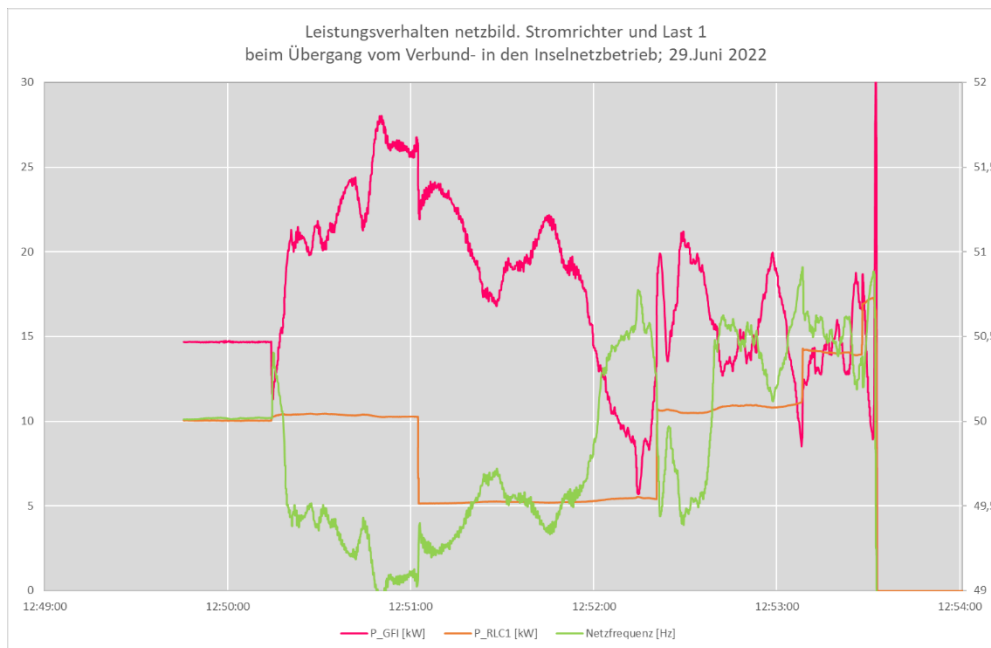


Abb. 4.13-7: Leistungsverhalten des netzb. Stromrichters sowie der Lastbank 1 beim Übergang in den Teilnetzbetrieb

4.13.3.4 Leistungsaufteilung (Wirk- und Blindleistungs-Bereitstellung, LFSM-O/U)

Im Rahmen der Systemuntersuchungen wurden Versuche mit unterschiedlichen Konfigurationen zum Themenfeld „Leistungsaufteilung“ durchgeführt. Exemplarisch dafür sollen an dieser Stelle Ergebnisse zum Verhalten der verschiedenen Erzeugungseinheiten bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-O/U) vorgestellt werden.

Es wurden Versuche durchgeführt, bei denen einerseits der netzbildende Stromrichter im Prüflabor Netzintegration (PNI) und andererseits die drei Testhäuser im Außenbereich (SGLV) mit ihren Dach-Photovoltaikanlagen eingesetzt wurden. Alle beteiligten Komponenten wurden gemeinsam von einem Niederspannungs-Netzsimulator versorgt, der es ermöglicht, die dargestellten Verläufe der Netzfrequenz zu erzeugen. Der netzbildende Stromrichter war dafür so eingestellt, dass er nicht nur bei Frequenzgradienten eine entsprechende Momentanreserveleistung, sondern vor allem bei von der Nennfrequenz abweichenden Werten eine Primärregelleistung bereitstellt. Die PV-Wechselrichter in den Testhäusern sind gemäß der deutschen TAR VDE-AR-N 4105 parametrisiert.

Im Rahmen der Versuchsreihe wurden verschiedene Überfrequenzwerte (50,5 Hz; 51,0 Hz 51,2 Hz etc.) mit unterschiedlichen Frequenzgradienten (RoCoF) angefahren.

Abb. 4.13-8 zeigt einen beispielhaften Netzfrequenzverlauf für ein Zeitintervall von 45 Minuten und die aggregierte Wirk- und Blindleistungsabgabe der PV-Wechselrichter im Außenbereich (SGLV) an einem sonnigen Vormittag. Die Leistungswerte (insbesondere die Wirkleistung) bei Nennfrequenzen bis maximal 50,20 Hz werden dabei nahezu ausschließlich durch die verfügbare DC-Leistung der Solargeneratoren

entsprechend der Solareinstrahlung bestimmt. Oberhalb eines Frequenzwertes von 50,20 Hz beginnt die Wirkleistungsreduktion aufgrund der im PV-Wechselrichter hinterlegten LFSM-O Kennlinie (VDE-AR-N 4105) zu wirken. Dies bedeutet z.B., dass die Wirkleistungsabgabe bei einer Netzfrequenz von 51,20 Hz um 40% gegenüber der bei 50,20 Hz technisch verfügbaren Wirkleistung reduziert werden muss.

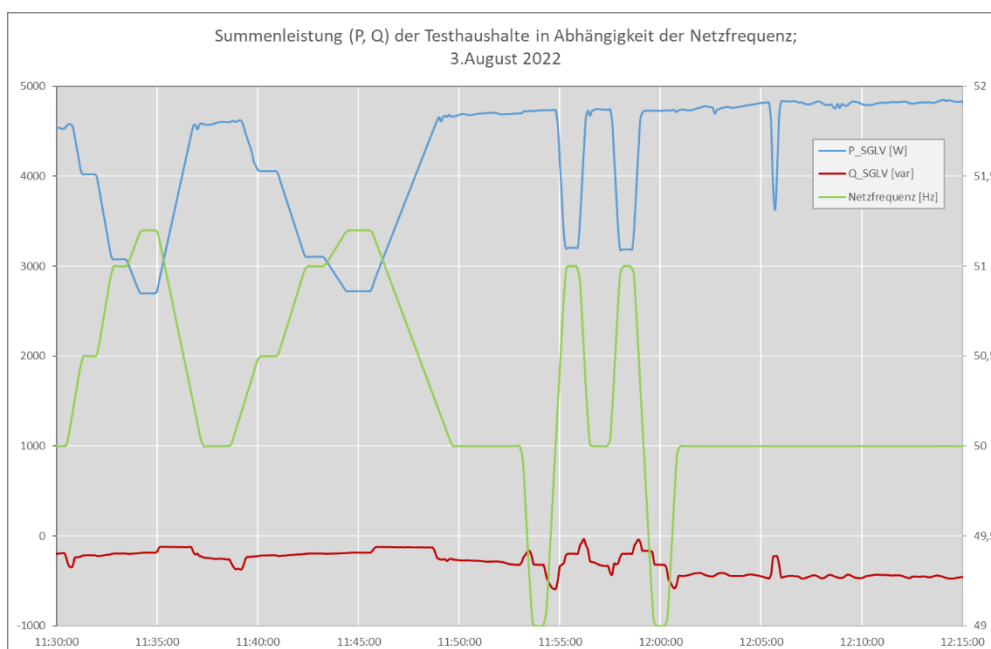


Abb. 4.13-8: Leistungsverhalten (P,Q) der Testhaushalte bei Netzfrequenzvariationen

Im Gegensatz dazu zeigt Abb. 4.13-3 für einen exemplarischen Netzfrequenzverlauf von 11:53 bis 11:57 Uhr, dass bei der Wirkleistungsabgabe des netzbildenden Stromrichters eine Überlagerung von zwei Leistungsbeiträgen gemäß den eingestellten Regelparametern stattfindet. Dieser netzbildene Stromrichter liefert sowohl bei positiven als auch negativen Abweichungen der Netzfrequenz von ihrem Nennwert entsprechend einer $P(f)$ -Statik eine Primärregelleistung mit $\pm 12,6$ kW, bzw. 29% bei einer Abweichung von 1 Hz. Zusätzlich liefert der Stromrichter bei Frequenzänderungen eine Momentanreserveleistung (hier: $\pm 0,250$ kW) entsprechend dem Ist-Wert der Frequenzänderung (RoCoF) und der im Stromrichter eingestellten Trägheitskonstante.

Weitere Details zu den Untersuchungen sind in [1] dokumentiert.

4.13.4 Literatur

[1] Vivek Vinod Balani Mahtani: Benefits of Grid Forming Inverters in Isolated Electrical Power Systems: The case of Tenerife, Masterarbeit an der Universidad de La Laguna, 2022.



4.14 Lösungen für zukünftige netzbildende Stromrichtersysteme

Andreas Knobloch

Für den Nachweis, dass das elektrische Verbundsystem - und im Störfall auch elektrisch getrennte Teile davon - auch mit sehr hohen Stromrichteranteilen stabil, sicher und mit einer hohen Netzqualität betrieben werden kann, werden im Folgenden die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse der experimentellen Evaluierung der bereits kommerziell verfügbaren sowie der im Verbundvorhaben Netzregelung 2.0 weiterentwickelten, prototypischen Stromrichterlösungen zusammengefasst vorgestellt. Die Potenziale der regelungstechnischen Technologieoptionen zur Regelung zukünftiger stromrichterdominierter Verbundnetze und zur Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen werden sowohl durch reale Feldversuche als auch durch realitätsnahe Laborversuche an einem skalierten Verbundnetzaufbau aufgezeigt. Darüber hinaus werden Empfehlungen für den beschleunigten Einsatz netzbildender Stromrichtersysteme in öffentlichen Verbundnetzen gegeben. Ergänzende Arbeitsergebnisse sind sowohl im Teilvorhabenbericht von SMA [1] sowie in den zur Projektlaufzeit getätigten Fachveröffentlichungen [2,3,4,5,6,7,8,9] zu finden.

4.14.1 Potenziale von Stromrichtersystemen zur Deckung der Bedarfe

Bestrebungen zur Dekarbonisierung der Energieversorgung, durch Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen und Anreize, haben einen technologischen Fortschritt in Gang gesetzt, der sowohl die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und insb. der Photovoltaik zur kostengünstigsten Form elektrischer Energieerzeugung gemacht hat, aber auch die Elektrifizierung, u.a. in den Bereichen Wärme, Transport und Industrie immer weiter vorantreibt [10]. Folglich wachsen sowohl der Stromverbrauch als auch der regenerative Anteil an der Stromerzeugung kontinuierlich an. Entsprechend steigen auch die volatilen Lastflüsse und Engpässe in bestehenden Stromnetzen. Gleichzeitig gehen konventionelle Erzeuger, als Quellen gesicherter Leistung und Netzstabilität, altersbedingt vom Netz. Und mit ihnen gehen auch die heutigen, netzbildenden und netzstabilisierenden Mechanismen zur Netzregelung.

Eine stabile Regelung elektrischer Verbundnetze, durch bedarfsgerechte Bereitstellung der dafür notwendigen Leistung und Energie als Systemdienstleistung, stellt eine essenzielle Voraussetzung dar, um die Energiewende hin zu einer deutlichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen auf Basis einer weitgehend regenerativen Stromerzeugung erfolgreich zu bewältigen. Studienergebnisse von Projektpartnern des Konsortiums Netzregelung 2.0 aber auch andere Forschungsergebnisse verdeutlichen, dass für die Sicherstellung eines stabilen, sicheren und resilienten Verbundnetzbetriebs und insb. zur Beherrschung sehr seltener, kritischer Störfälle, wie bspw. Netzauftrennungen (System Splits) die stabilitätsrelevanten Systembedarfe [11] sowohl regional als auch verbundnetzweit auf einem zulässigen Mindestniveau gehalten werden müssen [12,13,14,15]. Insbesondere die in öffentlichen Wechselspannungsnetzen zunehmende, zeitweise Unterdeckung und der notwendige Ausbaubedarf an referenzgebenden und netzwiederaufbaufähigen Spannungsquellen, Trägheit und Momentanreserve, dynamischer Blindleistung, Kurzschlussstrom, Systemstärke („System Strength“), Spannungsqualität und Inselnetzbetriebsfähigkeit stellen den Netzbetrieb vor Herausforderungen in Bezug auf die Netzstabilität und die damit verbundene sichere Stromversorgung [16]. Für die Bewältigung der zunehmenden Herausforderungen in öffentlichen Stromnetzen werden geeignete Lösungen benötigt. Da die Bedarfe an netzstabilisierenden Systemdienstleistungen voraussichtlich nicht allein durch Netzbetriebsmittel sowie den zukünftig im Stromnetz verbleibenden Synchrongeneratoren mit entsprechenden netzstabilisierenden und netzbildenden Fähigkeiten gedeckt werden können [17], wird nach Wegen gesucht, geeignete Netzteilnehmer an der Bedarfsdeckung zu beteiligen.

Photovoltaik- und Batteriespeichersystemen, deren installierte Kapazität in öffentlichen Stromnetzen laut Prognosen in den kommenden Jahren massiv zunehmen wird [18], werden große Potenziale zugeschrieben, zur Deckung der Systembedarfe zur Sicherstellung eines stabilen Stromnetzbetriebs auf Basis regenerativer, stromrichterbasierter Erzeugung beizutragen [16]. Auf entlegenen Inseln ohne jeglichen Anschluss an öffentliche Elektrizitätsnetze ist die sichere und stabile Stromversorgung komplett aus Photovoltaik und Batteriespeichern über viele Stunden am Tag längst zur Realität geworden. Pilotprojekte mit netzbildender Systemtechnik von SMA haben bereits vor über 20 Jahren [20] im Kilowatt-Maßstab und seit über fünf



Jahren auch im Megawatt-Maßstab eindrucksvoll demonstriert, dass eine stabile und sichere Stromversorgung auch bei sehr hohen Anteilen stromrichterbasierter Erzeugung, insb. aus Photovoltaik, sowohl zusammen mit als auch komplett ohne konventionelle „Must-Run“-Stromerzeuger mit ihren netzbildenden und netzstabilisierenden Mechanismen realisierbar ist [20,21,2,3,22,8,5].

Die in stromrichterdominierten Insel- und Mikronetzen praktisch gesammelten Erfahrungen [2,21,22] verdeutlichen, dass elektrische Energiesysteme mit einem sehr hohen Stromrichteranteil bei geeigneter Auslegung nicht nur mit einem deutlich reduzierten CO₂-Ausstoß, sondern auch mit einer wesentlich besseren Netzstabilität, Netzqualität, Energieverfügbarkeit und Zuverlässigkeit betrieben werden können, als dies mit rein konventioneller Stromerzeugung der Fall ist. Die Voraussetzung dafür schaffen geeignete Regelungssysteme, bestehend aus Stromrichtern und Anlagenreglern mit netzdienlicher Regelung [3]. Stromrichtersysteme mit netzbildenden Eigenschaften haben auch in großen öffentlichen Verbundnetzen das Potenzial, die Fähigkeiten heutiger Synchrongeneratoren zu ergänzen und sogar komplett zu ersetzen. Die Ergebnisse umfangreicher Netzstudien und realer Demonstrationsprojekte lassen Netzbetreiber die Eignung und das enorme Potential leistungselektronischer Technologieoptionen zur Stabilisierung großer Verbundnetze erkennen [23,24].

Im Hinblick auf den Netzbetrieb in zukünftigen, stromrichterdominierten Verbundnetzen besteht das Potenzial mit Hilfe netzstützend- sowie netzbildend-geregelter, stromrichterbasierter Systeme eine um Größenordnungen dynamischere Netzregelung bei Großstörungen wie einer Netzauftrennung (System Split) zu ermöglichen (vgl. Abb. 4.14-1) sowie eine herausragende Frequenz- und Spannungsqualität im Vergleich zu heutigen Verbundnetzen im Netznormalbetrieb (vgl. Abb. 4.14-2) zu gewährleisten. Dabei kommt es auf die Definition der entsprechenden Ziele der Netzregelung (samt zulässiger Spannungs- und Frequenzabweichungen, ihrer Gradienten und der Dynamik ihrer Wiederherstellung) sowie auch auf die Auslegung und auf die verfügbaren Potenziale der wirkenden Netzregelungsmechanismen (Stellreserven zur Bereitstellung von Trägheit, Primär- und Sekundärregelung) an, mit welcher Qualität, Stabilität, Robustheit und Sicherheit zukünftige stromrichterdominierte, elektrische Energiesysteme betrieben werden sollen.

Festzustellen ist, dass insb. die netzbildenden Systemdienstleistungsbedarfe in zukünftigen stromrichterdominierten Netzen nicht nur wie bisher nahezu ausschließlich durch Erzeugungseinheiten, sondern prinzipiell auch von stromrichterbasierten Batteriespeichern, Lasten (Elektrolyseure, Elektromobilität) und neuartigen dedizierten Netzbetriebsmitteln (Statcoms und Netzbooster) gedeckt werden könnten. Die Potenziale zur Beschaffung der zur Netzstabilisierung notwendigen Systemdienstleistungen können in stromrichterdominierten Verbundnetzen folglich wesentlich größer sein, wenn geeignete Rahmenbedingungen zu deren Erschließung geschaffen werden. Ergebnisse marktlich organisierter, freiwilliger Ausschreibungen für stabilitätsrelevante Systemdienstleistungen zeigen, dass netzbildende Batteriespeichersysteme, unter geeigneten, technologieneutralen und diskriminierungsfreien Rahmenbedingungen, bereits heute eine wettbewerbsfähige Alternative zu gängigen Technologien zur Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen darstellen [25].

Die Ergebnisse und Erkenntnisse im Teilvorhaben von SMA [1] im Forschungsprojekt Netzregelung 2.0 leisten einen weiteren Beitrag dazu, das Vertrauen in leistungselektronische Netzbildner zur Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen für eine stabile und sichere Netzregelung in zukünftigen stromrichterdominierten Verbundnetzen zu stärken und zeigen neuartige Technologielösungen auf, die durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen und Anreize zur Deckung der Bedarfe öffentlicher Stromnetze eingesetzt werden können.

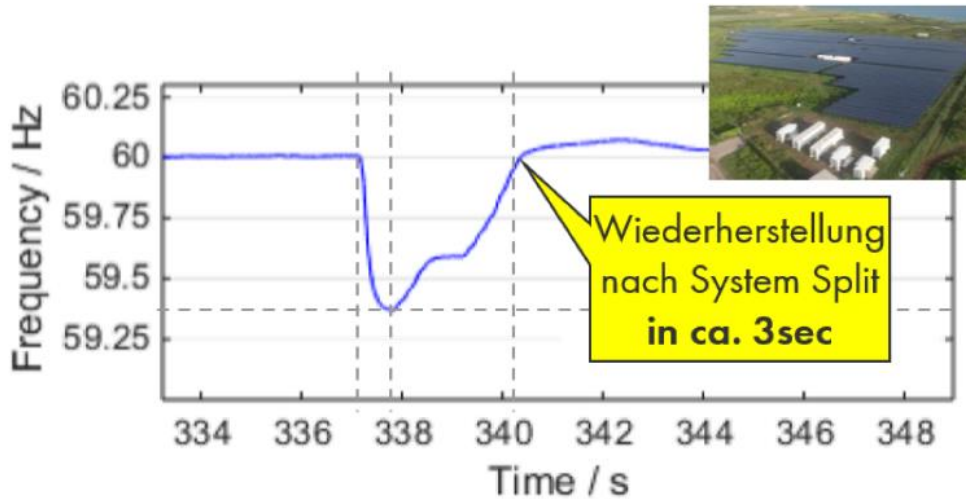


Abb. 4.14-1: Verlauf der Frequenz im Inselnetz auf der Karibikinsel St. Eustatius infolge der Netztrennung der gesamten synchronmaschinenbasierten Dieselgeneratorerzeugung und der vollständigen Netzlastübernahme durch das netzbildend-geregelte Batteriespeichersystem. Die Frequenz wird nach ca. drei Sekunden wiederhergestellt und verdeutlicht das mögliche Potenzial zur hochdynamischen Frequenzstabilisierung (Frequenzhaltung und Frequenzwiederherstellung) nach Großstörungen wie einem „System Split“ in zukünftigen stromrichterdominierten Verbundnetzen. [21,5]

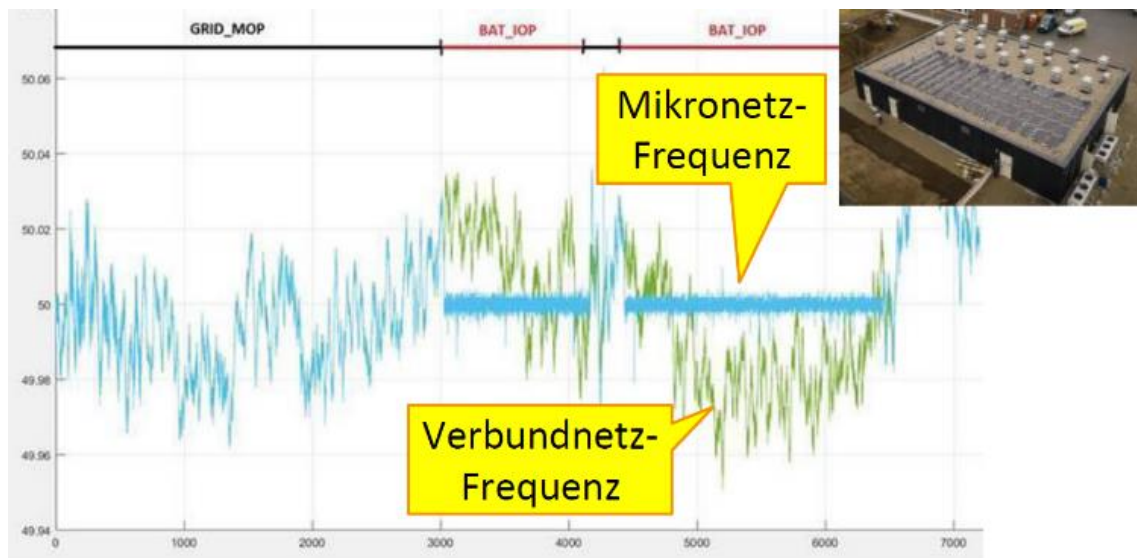


Abb. 4.14-2: Vergleich der Frequenzverläufe zwischen dem Verbundnetzbetrieb und dem Mikronetzbetrieb der norddeutschen 7500 Einwohner-Gemeinde Bordesholm. Die wesentlich stabilere Frequenz nach Trennung vom öffentlichen Stromnetz wird vor allem durch das netzbildende Batteriespeichersystem gewährleistet und verdeutlicht das mögliche Potenzial zur Frequenzstabilisierung im Netznormalbetrieb in zukünftigen stromrichterdominierten Verbundnetzen. [22]

4.14.2 Technologielösungen stromrichterdominierter Verbundnetze

Die Analyse der Bedarfe zukünftiger Stromnetze und der Anforderungen an die zukünftige Systemtechnik hat ergeben, dass neben der Fähigkeit zur bedarfsgerechten und gesicherten Bereitstellung von Leistung und Energie insb. die netzbildenden, spannungseinprägenden Fähigkeiten netzgekoppelter Anlagen eine zwingende Voraussetzung zur Bereitstellung zahlreicher Systemdienstleistungen zur Verbundnetzregelung und der Teilnahme an entsprechenden, neuen Systemdienstleistungsmärkten sowie Ausschreibungen für neuartige Netzbetriebsmittel darstellen [26,27]. Da heutige, verbundnetzgekoppelte PV- und Speichersysteme typischerweise keine netzbildenden Fähigkeiten besitzen, weil es bisher auch nicht erforderlich war,



besteht ein Bedarf zur Entwicklung technisch geeigneter, sinnvoller sowie wirtschaftlich attraktiver Systemlösungen.

Netzbildende Systeme übernehmen mitunter die fundamentale und verantwortungsvolle Aufgabe, die Spannung und Frequenz im Stromnetz für netzfolgende Netzteilnehmer entweder anteilig oder vollumfänglich zu stellen und zu formen und damit zur Stabilität des Stromnetzes beizutragen. Dabei resultiert die Wirkungsweise als Spannungsquelle hinter einer Impedanz, insbesondere infolge auftretender Netzereignisse, in unmittelbar (d.h. verzögerungsfrei) störungskompensierenden Strom-, Leistungs- und Energieflüssen in der Anlage sowie auf AC- und DC-Seite der Stromrichter. Die zweckmäßige Verfügbarkeit zeitweiser und dauerhafter, gesicherter Stelleleistungs- und Energiereserven, sowie entsprechender Strom- und Spannungsreserven auf Anlagen- und Stromrichterebene stellen dabei eine notwendige Voraussetzung dar, um das netzbildende Verhalten aufrechtzuerhalten. An den Strom-, Spannungs- und Leistungsbergrenzen des netzbildenden Stromrichters samt den übrigen Komponenten einer Anlage mit netzbildenden Eigenschaften oder wenn die vorgehaltenen Reserven aufgebraucht sind, können die netzbildenden Eigenschaften nicht oder nur stark eingeschränkt aufrechterhalten werden. Folglich müssen Reserven für netzbildende Funktionen vorgehalten und bei der Anlagenplanung und -auslegung explizit Berücksichtigung finden, zusätzlich zu dem für andere Dienstleistungen vorgesehenen Arbeitsbereich der gesamten Anlage sowie der einzelnen Stromrichter, samt der damit verbundenen Energiequellen. Die gesicherte, also in ausreichendem Maße immer verfügbare Bereitstellung netzbildender Eigenschaften bietet im Vergleich zu einer betriebsbedingungsabhängigen Bereitstellung einen signifikanten Mehrwert für den Netzbetrieb, die Netzregelung und die Netzqualität.

Mit dem Ziel möglichst viele netzbildenden Systemdienstleistungen für einen stabilen Netzbetrieb und eine sichere Stromversorgung mit hohem Erzeugungsanteil aus Photovoltaik zu ermöglichen, wurde nach Analyse der Technologiepotenziale im Teilvorhaben von SMA [1], die AC-gekoppelte Einbindung von Batteriespeichern, mit netzbildenden, spannungseinprägenden und referenzgebenden Eigenschaften, als eine sinnvolle und geeignete Technologieoption und Ergänzung sowohl für netzstützende Photovoltaikanlagen als auch für andere netzfolgende Anlagen weiterverfolgt und im Hinblick auf netzbildende Anwendungen im Verbundnetzbetrieb weiterentwickelt. Unter Einbeziehung netzbildender Batteriespeicher und bei geeigneter Auslegung können Photovoltaikanlagen in die Lage versetzt werden, einen Beitrag zur Deckung der Bedarfe gesicherter Leistung, Energie und netzbildender Systemdienstleistungen für einen stabilen und sicheren Verbundnetzbetrieb zu leisten. Moderne Batteriespeichersysteme im Kraftwerksmaßstab mit netzbildenden Eigenschaften bringen mit ihrer Fähigkeit zur Speicherung größerer Energiemengen, zum Stellen einer referenzgebenden Spannung für netzfolgende Erzeuger und Verbraucher und dem dynamischen Abruf großer Leistungen hervorragende Voraussetzungen mit, um die Anhängigkeit von den netzbildenden, konventionellen Kraftwerken zu überwinden, die Stromnetze zu entlasten und die Stabilitäts-herausforderungen regenerativ dominierter Stromnetze erfolgreich zu bewältigen (Abbildung 4.14-3).

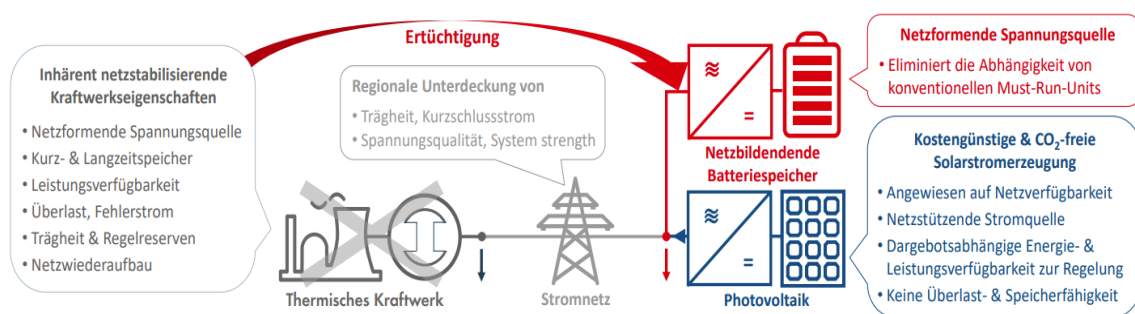


Abb. 4.14-3: Netzbildende Batteriespeicher haben das Potenzial, die Fähigkeiten heutiger Synchrongeneratoren in zukünftigen Verbundnetzen zu ergänzen und sogar komplett zu ersetzen [1]

Auf Basis der durchgeführten Analyse der Anforderungen - bezogen auf die zukünftig notwendigen Fähigkeiten zur Stabilisierung stromrichterdominierter, öffentlicher Verbundnetze - wurde im Teilvorhaben von SMA eine prototypische Lösung für ein netzbildendes Wechselrichtersystems für Batteriespeicher im Megawattmaßstab samt entsprechender Regelungsverfahren konzipiert und experimentell umgesetzt. Das ursprünglich für Insel- und Mikronetze konzipierte und im Forschungsprojekt Netzregelung 2.0 im Hinblick auf den Verbundnetzbetrieb weiterentwickelte, netzbildende Wechselrichtersystem für Batteriespeicher ist genauso wie Synchrongeneratoren imstande synchron mit dem Stromnetz zu operieren, bietet im Vergleich zu ihrem konventionellen Pendant jedoch vorteilhafte netzbildende Fähigkeiten und ist zur Deckung verschiedener, netzbildender Bedarfe in unterschiedlichen Applikationen in der Übertragungs- und



Verteilnetzebene einsetzbar. Darüber hinaus ist die Technologielösung geeignet, um neue und bereits installierte Photovoltaiksysteme, aber auch andere Netzteilnehmer wie z.B. Verbrauchsanlagen und andere erneuerbare Energieerzeuger mit gewinnbringenden netzbildenden Fähigkeiten zu ergänzen und auszustatten [6].

Der Systementwurf netzbildender Lösungen für Großkraftwerke und verschiedene Anwendungen bedarf eines ganzheitlichen Systemansatzes mit einer geeigneten Auswahl aller Anlagenkomponenten, die ihrerseits mit den Fähigkeiten der Regelung, den Regelungszielen sowie mit dem Netzstabilisierungsbedarf am Netzanschlusspunkt der Anlage oder an einem anderen Punkt im Stromnetz zusammenpassen müssen. Systemlösungen, die eine einfache, aber gleichermaßen flexible Auslegung ermöglichen, sind vorteilhaft und deshalb auch wünschenswert. Zu diesem Zweck hat SMA eine standardisierte, skalierbare Systemlösung mit perfekt aufeinander abgestimmten Systemkomponenten entwickelt, die gleichzeitig auch ein hohes Maß an Flexibilität für die Anpassungen zulässt.

Abbildung 4.14-4 und Abbildung 4.14-5 zeigen die wesentlichen Systemkomponenten des technischen Realisierungskonzepts der netzbildenden Lösung. Diese besteht aus einer Medium Voltage Power Station (MVPS), einer schlüsselfertigen Containerlösung, bestehend aus einem Sunny Central Storage (SCS) Wechselrichter-Demonstrator mit einer verbesserten netzbildenden Regelung und dedizierten Überlastfähigkeiten, einem Mittelspannungstransformator und einer Mittelspannungsschaltanlage, als vorinstallierten Basis Komponenten für einfachen Transport und schnelle Inbetriebnahme. An ihren DC-Klemmen ist die MVPS verbunden mit einer extern ausgeführten Batterie mit einem integrierten Batteriemanagementsystem (BMS). Ein hochperformanter SMA Power Plant Manager als Anlagenregler überwacht und regelt die Leistung am Anlagenanschlusspunkt zum Stromnetz und kümmert sich u.a. um den Batterieladezustand innerhalb der gesamten Anlage.

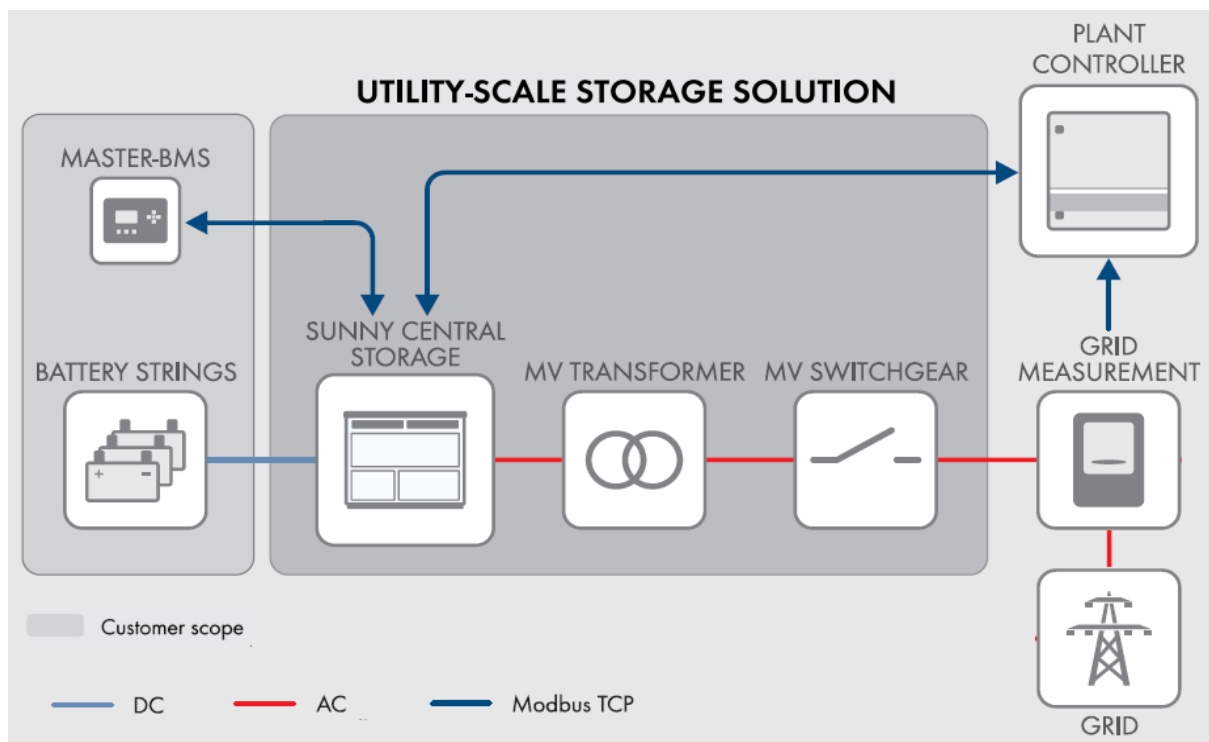


Abb. 4.14-4: Übersicht der Komponenten des skalierbaren, netzbildenden Wechselrichtersystems für Batteriespeicher im Megawattmaßstab, bestehend aus netzbildendem Wechselrichter, Mittelspannungstransformator und -schaltanlage und einem passenden SMA Power Plant Manager oder einem anderen Anlagenregler sowie einer kundenspezifischen Batterielösung mit einem Batteriemanagementsystem [6]

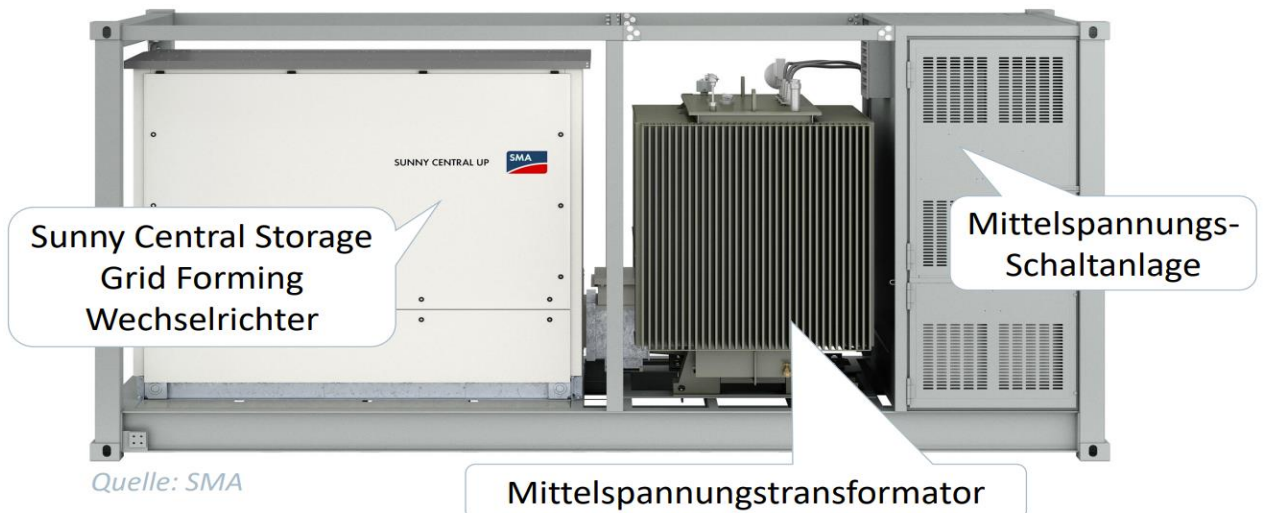


Abb. 4.14-5: Medium Voltage Power Station als skalierbarer Kraftwerksblock mit netzbildendem Sunny Central Storage Wechselrichterdemonstrator als Spannungsquelle, Mittelspannungstransformator als Entkopplungsimpedanz zu anderen Spannungsquellen sowie einer Mittelspannungsschaltanlage als Trennstelle zum Wechselspannungsnetz [Quelle: SMA]

Zur Bewerkstellung netzbildender Systemdienstleistungen ist das Wechselrichtersystem mit hoch-performerter Regelung auf Wechselrichter- und Anlagenebene ausgestattet. Abbildung 4.14-6 veranschaulicht die Architektur der netzbildenden, spannungseinprägenden Regelung anhand eines vereinfachten Blockdiagramms.

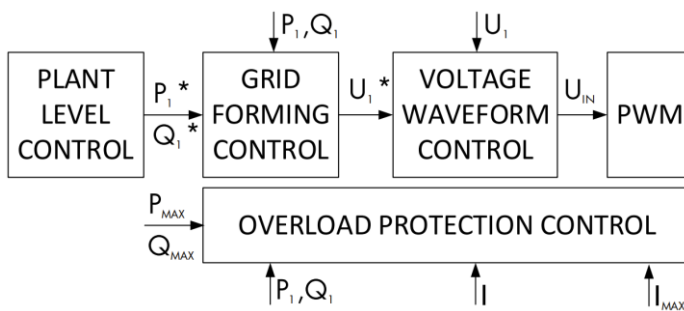


Abb 4.14-6: Konzept der spannungseinprägenden, netzbildenden Regelung des Wechselrichtersystem-Demonstrators für große Batteriespeicher [6]

Die weiterentwickelte, netzbildende Regelung des Wechselrichtersystem-Demonstrators für Batteriespeicher enthält Betriebsmodi, die es im synchronen Betrieb mit anderen Spannungsquellen sowie mit dem Stromnetz selbst erlauben die Trägheit des Winkels und der Amplitude gestellten Spannung U_1 zu beeinflussen und mit einer Leistungsantwort proportional zur Frequenz- oder Spannungsabweichung von einem Referenzwert sowie mit einer Leistungsantwort proportional zum Frequenz- oder Spannungsgradienten oder mit einer kombinierten Leistungsantwort zu reagieren, wie die Formeln in Tabelle 4.14-1 und die Zeitverläufe in Abbildung 4.14-7 am Beispiel der Frequenz-Wirkleistungs-Reaktion verdeutlichen.

Tabelle 4.14-1: Leistungsantwort der Droop- und der Trägheitsregelung abhängig von der Parametrierung (Droop-Konstante k und Trägheitskonstante H) sowie der Höhe der Frequenz- und Spannungsstörung

Netzbildende Droop-Regelung	Netzbildende Trägheits-Regelung
$\frac{\Delta P}{S_N} \cong -\frac{1}{k_f} \cdot \frac{\Delta f}{f_N}$	$\frac{\Delta P}{S_N} \cong -2 \cdot H_\theta \cdot \frac{\Delta f / \Delta t}{f_N}$
$\frac{\Delta Q}{S_N} \cong -\frac{1}{k_U} \cdot \frac{\Delta U}{U_N}$	$\frac{\Delta Q}{S_N} \cong -2 \cdot H_U \cdot \frac{\Delta U / \Delta t}{U_N}$

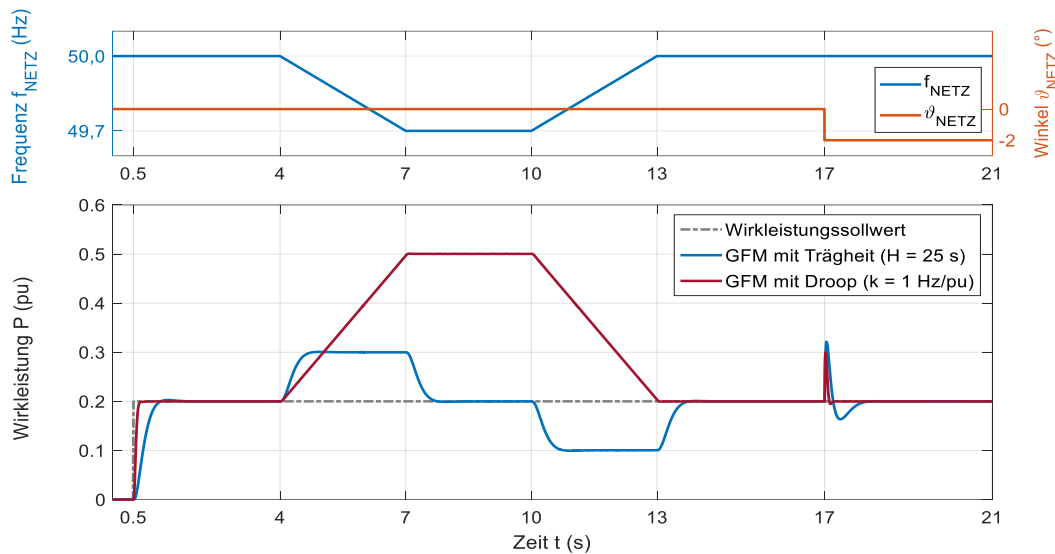


Abb. 4.14-7: Reaktion der Frequenz-Droop- und Winkel-Trägheitsregelung auf Netzfrequenz- und Netzwinkelerignisse

Die prototypische Lösung für ein netzbildendes Wechselrichtersystem für Batteriespeicher im Megawattmaßstab besitzt u.a. folgende vorteilhafte Eigenschaften zur Netzstabilisierung:

- Systemaufbau als echte Spannungsquelle hinter einer Impedanz
- Instantane netzstützende Reaktion auf Störungen
- Regelung der Spannungsform
- Synchronisierung mit einstellbarer Trägheit und Leistungsantwort
- Dämpfung subsynchroner Schwingungen
- Überlastschutz

4.14.3 Experimenteller Nachweis der Fähigkeiten des Stromrichtersystems

Zur Evaluierung der Potenziale der regelungstechnischen Technologieoptionen der weiterentwickelten prototypischen Lösung für große Batteriespeichersysteme, wurden im Teilvorhaben von SMA im Projekt Netzregelung 2.0 realitätsnahe Laborversuche an einem skalierten Verbundnetzaufbau durchgeführt. Dabei wurde insb. die Wirkung netzfolgender, netzstützender und neuartiger, netzbildender Regelungsverfahren mit verschiedener Ausprägung auf die Frequenzstabilität untersucht und einander gegenübergestellt. Die Ergebnisse und Erkenntnisse werden nachfolgend zusammengefasst vorgestellt.

Die realitätsnahen, experimentellen Versuche wurden in den Laboren von SMA, an einem speziell zu diesem Zweck vorbereiteten Versuchsaufbau zur Nachbildung eines skalierten, zukünftigen Verbundnetzes mit niedriger Trägheit und hohem Stromrichteranteil gemäß Abbildung 4.14-8 durchgeführt [6]. Da der Versuchsaufbau die wesentlichen Netzregelungsmechanismen nachbildet, sind die Erkenntnisse auf große Verbundnetze übertragbar.

Der Versuchsaufbau besteht aus

- einem konventionellen **462kVA/400V Diesel-Generator**, der mit seiner niedrigen Winkelträgheit von $H \approx 0,65$ s (ermittelt durch RoCoF-Test gemäß [28]) und seiner Primär- und Sekundärregelung alle relevanten Netzregelungsmechanismen zur Bereitstellung von Momentan-, Frequenzhaltungs- und Frequenzwiederherstellungsreserven mitbringt und das Verbundnetz in einer skalierten Form repräsentiert,
- einer **ohmschen Last von 60 kW**, mit der sich ein großes Leistungsungleichgewicht von etwa 13% der Diesel-Generator-Leistung erzeugen lässt,
- der entwickelten **prototypischen Lösung des netzbildenden Wechselrichtersystems**, bestehend aus einem in seiner Leistung auf 500 kVA gedrosselten Sunny Central Storage 2200 Wechselrichter, samt entsprechender Regelungsverfahren, der über einen Transformator mit dem restlichen System



verbunden ist, DC-seitig von einer DC-Quelle mit Energie gespeist wird und durch den SMA Power Plant Manager für Regelungszwecke am gedachten Netzanschlusspunkt angesteuert wird.

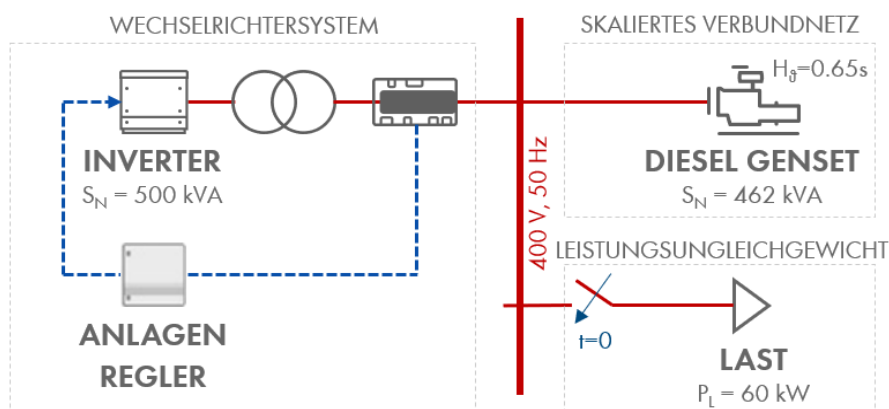


Abb. 4.14-8: Laboraufbau zur Nachbildung eines skalierten, stromrichterdominierten Verbundnetzes mit niedriger Trägheit zum Nachweis der netzbildenden Fähigkeiten des entwickelten Wechselrichtersystems für Batteriespeicher [6]

Zum Aufzeigen der Potenziale verschiedener regelungstechnischer Optionen zur Frequenzstabilisierung wurden am Versuchsaufbau nach Abbildung 4.14-9 Lastsprungversuche mit verschiedenen Regelungsverfahren des Wechselrichtersystems durchgeführt und ausgewertet.

Folgende Regelungsverfahren des Wechselrichtersystems wurden im Parallelbetrieb mit dem Diesel-Generator (Genset) untersucht und einander gegenübergestellt:

- (1) **GFL**: netzfolgende, stromeinprägende Betriebsweise des Wechselrichtersystems ohne netzstützende Wirkungsweise der Regelung (GFL = Grid Following),
- (2) **GFL + PRL**: netzstützende, stromeinprägende Betriebsweise des Wechselrichtersystems mit zusätzlichen frequenzabhängigen Wirkleistungsbeiträgen zur Frequenzhaltung (PRL = Primärregelleistung), durch Aktivierung der Primärregelleistungsfunktion im Anlagenregler, mit einer Statik von -0.1 pu/Hz und einer Frequenzsprungantwort auf 90% der Wirkleistung von etwa 2 s.
- (3) **GFM mit Droop**: netzbildende, spannungseinprägende Betriebsweise (GFM = Grid Forming) des Wechselrichtersystems mit einer instantanen Leistungsreaktion proportional zur Frequenzabweichung im Stromnetz bezogen auf einen Frequenzreferenzwert (Droop) und einer Droop-Statik von $k \cdot \Delta f = 0,4 \text{ Hz/pu}$.
- (4) **GFM mit Trägheit**: netzbildende, spannungseinprägende Betriebsweise des Wechselrichtersystems mit einer instantanen Leistungsreaktion proportional zum Frequenzgradienten im Stromnetz (Inertia) und einer Winkelträgheitskonstante von $H=25 \text{ s}$.

Abbildung 4.14-9 zeigt das Ergebnis der Lastsprungversuche am skalierten, stromrichterdominierten Verbundnetz.

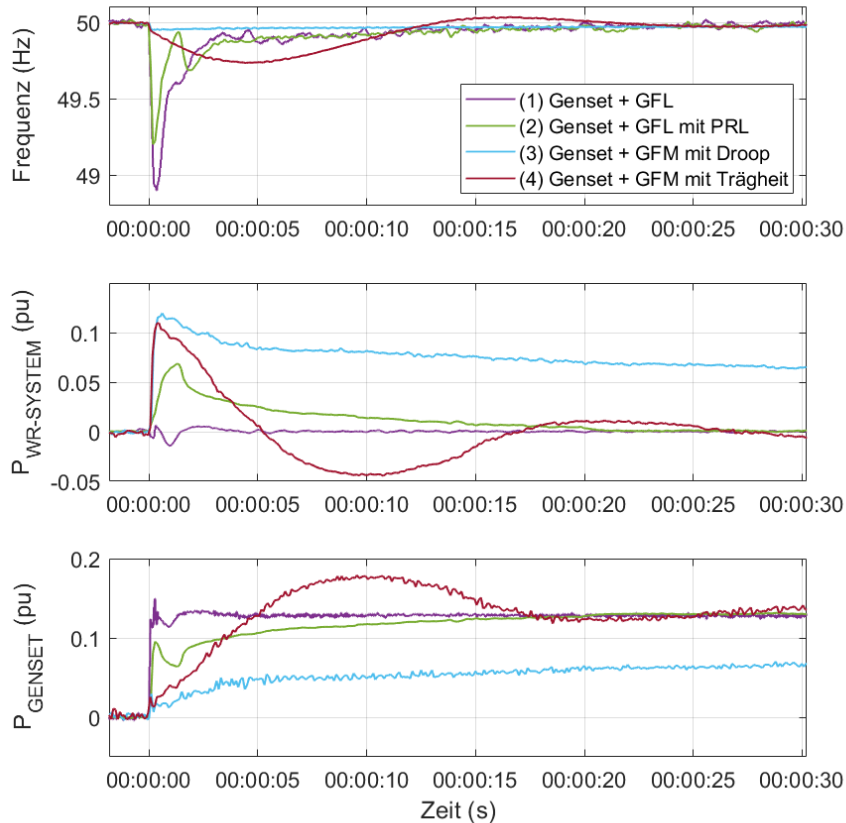


Abb. 4.14-9: Veranschaulichung des Einflusses verschiedener Betriebsweisen von Stromrichtersystemen auf die Frequenzstabilisierung (oben) des skalierten Verbundnetzes bei einem großen Leistungsungleichgewicht sowie auf die resultierenden Wirkleistungsbeiträge, die seitens des Wechselrichtersystems (mitte) und seitens der Verbundnetz nachbildung (unten) zur Frequenzstabilisierung aufgebracht werden. [6]

In der netzfolgenden, stromeinprägenden Betriebsweise des Wechselrichtersystems **ohne netzstützende Wirkungsweise** der Regelung (1) arbeitet das Wechselrichtersystem praktisch trägheitslos und synchron mit dem Stromnetz und liefert bei Lastzuschaltung keinen nennenswerten Leistungs- und Trägheitsbeitrag zur Kompensation des Leistungsungleichgewichts. Das gesamte Leistungsungleichgewicht wird durch das skalierte Verbundnetz, welches durch den Diesel-Generator repräsentiert wird, absorbiert. Dabei sinkt die Frequenz des skalierten Verbundnetzes mit einer systemimmanenten Trägheitskonstante H von 0,65 s im allerersten Moment mit einem Frequenzgradient von etwa -5 Hz/s von 50 Hz auf etwa 48,9 Hz ab, bis sie durch die Primärregelung des Diesel-Generators, durch vollständige Kompensation des Leistungsungleichgewichts, nach etwa 0,35 s gestoppt und anschließend durch die Sekundärregelung innerhalb von 30 s auf den Nennwert wiederhergestellt wird.

In der netzstützenden, stromeinprägenden Betriebsweise des Wechselrichtersystems mit aktivierter **Primärregelleistungsfunktion im Anlagenregler** (2) liefert das Wechselrichtersystem einen zusätzlichen frequenzabhängigen Wirkleistungsbeitrag zur Frequenzhaltung, allerdings nach einer Aktivierungsverzögerung, die sowohl durch das Totband der Primärregelstatik (im Versuch ± 20 mHz) als auch durch Mess- und Stellverzögerungen des netzfolgend betriebenen Wechselrichtersystems mit Anlagenregler und Messwerterfassung am Netzanschlusspunkt resultiert. Die verzögerte Reaktion der Primärregelung des Wechselrichtersystems bewirkt auch bei diesem Versuch, dass das gesamte Leistungsungleichgewicht unmittelbar durch den Diesel-Generator ausgeglichen wird. Dessen Frequenz sinkt im allerersten Moment, wie beim Versuch zuvor, mit einem Frequenzgradient von etwa -5 Hz/s ab, bis die anschließend aktivierten Primärregelungsmechanismen des Diesel-Generators und des Wechselrichtersystems jeweils anteilig das Leistungsungleichgewicht bereits bei ca. 0,25 s vollständig ausgeglichen haben, wobei die Frequenzabsenkung auf minimal 49,2 Hz absinkt und um 0,3 Hz vergleichsweise geringer ausfällt. Wenn auch das Wechselrichtersystem in der netzstützenden Betriebsweise im allerersten Moment nach dem Netzereignis nicht imstande ist den Frequenzgradienten zu begrenzen, zeigt das Ergebnis des experimentellen Versuchs, dass stromrichterbasierte Anlagen mit schneller Regelungstechnik im Falle großer Leistungsungleichgewichte prinzipiell imstande sind signifikante frequenzstützende Leistungsbeiträge bereits während der ersten Sekunde und wie in [3,29]



zeigt sogar innerhalb weniger hundert Millisekunden abzurufen und mit dieser Dynamik insb. bei einer typischen Netzauslegung auf maximale Frequenzgradienten von $1 \dots 2 \text{ Hz/s}$ [16] signifikant zur Frequenzhaltung beizutragen.

In der netzbildenden, spannungseinprägenden Betriebsweise des Wechselrichtersystems mit einer **instantanen Leistungsreaktion proportional zur Frequenzabweichung** im Stromnetz (3) stellt das Wechselrichtersystem, ohne jegliche Verzögerungen und Unempfindlichkeitsbereiche (Totbänder), instantan Frequenzhaltungsreserven zur Frequenzstabilisierung zur Verfügung (verzögerungsfreie Primärregelung). Die unmittelbare Reaktion des Wechselrichtersystems reduziert den nach dem Lastsprung unmittelbar entstandenen Winkelsprung am Diesel-Generator und entlastet ihn auf diese Weise von der ihn abbremsenden Last durch Übernahme eines Großteils des in dem Versuchsaufbau entstandenen Leistungsungleichgewichtes. Bei diesem Vorgang sinkt die Frequenz des skalierten Verbundnetzes von 50 Hz auf gerade mal 49,95 Hz und wird anschließend durch die Sekundärregelung des Diesel-Generators mit guter Dämpfung und ohne nennenswerte Schwingungen sowie aufgrund der geringen Frequenzabweichung relativ langsam wieder auf den Nennwert von 50 Hz zurückgeführt. Das Versuchsergebnis verdeutlicht, dass zum Erreichen solch einer herausragenden, frequenzstabilisierenden Wirkung durch eine verzögerungsfrei wirkenden Primärregelung mit starker Schwingungsdämpfung signifikante Leistungs- und Energiereserven durch das Wechselrichtersystem vorgehalten und bereitgestellt werden müssen. Die benötigte Energiemenge ist dabei von der Aktivierungszeit und der Geschwindigkeit der ablösenden Frequenzwiederherstellung (also der Sekundärregelung) abhängig, wenn das Wechselrichtersystem den Leistungsbeitrag nicht vorher eigenständig reduziert.

Auch in der netzbildenden, spannungseinprägenden Betriebsweise des Wechselrichtersystems mit einer **instantanen Leistungsreaktion proportional zum Frequenzgradienten** im Stromnetz (4) reagiert und entlastet das Wechselrichtersystem den Diesel-Generator unmittelbar nach dem Lastsprung. Allerdings klingt die Leistungsantwort, gemäß der eingestellten Trägheitskonstante von $H=25 \text{ s}$ sowie der resultierenden Dämpfung des Gesamtsystems, transient ab. Dabei wird der Frequenzgradient auf etwa $0,12 \text{ Hz/s}$ begrenzt. Die Frequenz fällt auf 49,74 Hz, bevor sie durch die einsetzende Primärregelung des Diesel-Generators gestoppt und durch die Sekundärregelung auf den Nennwert zurückgeführt wird. Im Vergleich zur Betriebsweise (3) ist der Energiebedarf zur Stabilisierung gemäß Betriebsweise (4) mitunter von der Aktivierungszeit und Geschwindigkeit der Primärregelung des Stromnetzes abhängig. Auffällig ist, dass obwohl das Wechselrichtersystem und der Diesel-Generator jeweils für sich eine gute Eigendämpfung aufweisen, es im Zusammenspiel zu Interaktionen mit schwächer gedämpften Schwingungen kommen kann, die im ungünstigsten Fall geeigneter Dämpfungsmaßnahmen bedürfen können. Wie durch akademische Projektpartner in Simulationen festgestellt wurde [13], können unterschiedliche Reaktionsdynamiken der Netzteilnehmer auf ein Netzereignis, die z.B. aufgrund unterschiedlicher Trägheiten (wie hier im Versuch), unterschiedlicher elektrischer Entfernung zum Netzereignis sowie Unterschieden in der Schwingungsneigung und Dämpfung der Regelungsmechanismen zustande kommen, einen wesentlichen Grund für diese interaktionsbedingten Schwingungen darstellen.

Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen am skalierten stromrichterdominierten Verbundnetz mit niedriger Trägheit zeigen, dass netzbildende, spannungseinprägende Stromrichtersysteme mit instantan wirkenden Frequenzhaltungs- oder Momentanreserven einen sehr wirkungsvollen, netzstabilisierenden Beitrag leisten können. Die Ergebnisse verdeutlichen aber auch, dass netzbildende Stromrichtersysteme signifikante instantane Leistungs- und Energiereserven zur Verfügung stellen müssen, um entsprechenden Winkelsprünge bei plötzlichen Laständerungen im Stromnetz stabilisierend entgegenwirken zu können. Es soll aber auch der netzdienliche Beitrag netzstützender, stromeinprägender Stromrichtersysteme mit hochdynamischer Leistungsreaktion auf Frequenzereignisse nicht unerwähnt bleiben. Auch netzstützende, stromeinprägende Stromrichtersysteme mit hochdynamischer Primärregelung könnten in zukünftigen stromrichterdominierten Verbundnetzen einen signifikanten Beitrag zur Beherrschung kritischer Netzereignisse leisten.

Im Rahmen der experimentellen Untersuchungen in Bezug auf die Fähigkeiten des entwickelten Wechselrichtersystems für Batteriespeicher wurden zahlreiche weitere Versuche am Laboraufbau durchgeführt. Die entsprechenden Ergebnisse wurden im Rahmen der zu Beginn des Kapitels genannten Fachpublikationen veröffentlicht. Sie demonstrieren erfolgreich die Fähigkeiten des entwickelten Stromrichtersystems für große Batteriespeicher zur Bereitstellung verschiedener netzbildender Systemdienstleistungen.



4.14.4 Empfehlungen für den beschleunigten Einsatz netzbildender Stromrichter

Die Teilvorhaben von SMA im Projekt Netzregelung 2.0 erarbeiteten Technologielösungen und experimentellen Nachweise ihrer Fähigkeiten verdeutlichen, dass regenerativ dominierte Energienetze mit bereits heute kommerziell verfügbarer, netzstützender und netzbildender Systemtechnik, unter Einbeziehung von Speichern und bei geeigneter Auslegung stabil und sicher betrieben werden können. Die dabei erreichbare Netzqualität kann heutige Maßstäbe sogar bei Weitem übertreffen. Dies gilt sowohl mit als auch komplett ohne konventionelle Großkraftwerke mit ihren physikalischen und inhärent stabilisierenden Eigenschaften. Entscheidend dabei sind die Netzregelungsziele sowie die Auslegung und die verfügbaren Potenziale der wirkenden Netzregelungsmechanismen.

Zur Überwindung der Abhängigkeiten von konventionellen Kraftwerken mit ihren inhärenten, netzstabilisierenden Eigenschaften, können PV- und Batteriespeichersysteme noch stärker in die Netzregelung großer Verbundnetze und in die damit verbundenen Systemdienstleistungsmärkte eingebunden werden. Um die bisher größtenteils ungenutzten Potenziale von PV- und Batteriespeichersystemen zur Netzregelung voll entfalten zu können und die Transformation der elektrischen Energiesysteme auf effiziente Weise und unter Nutzung neuer Geschäftsmodelle zu beschleunigen, bedarf es der Lösung gegenwärtiger technischer und regulatorischer Herausforderungen, die im Folgenden diskutiert werden.

(1) Bedarf an einem regulatorischen Rahmen mit geeigneten Anreizen für Anlagenbetreiber

Erfahrungen im Ausland zeigen, dass eine obligatorische Forderung zur Erbringung netzstabilisierender Systemdienstleistungen durch alle Netzteilnehmer volkswirtschaftlich durchaus zu höheren Kosten, Ineffizienz und falschen Anreizen führen kann [30,31,32]. Die im Projekt Netzregelung 2.0 durch Systemstudien der Projektpartner, aber auch durch andere Forschungsvorhaben bestätigte Tatsache, dass für einen stabilen Stromnetzbetrieb nicht alle Netzteilnehmer und insb. nicht alle Erzeugungsanlagen netzbildende Eigenschaften aufweisen müssen [12,13,14,15] spricht für die Entstehung neuer Märkte zur bedarfsorientierten, freiwilligen, diskriminierungsfeien und volkswirtschaftlich sinnvollen Beschaffung entsprechender Systemdienstleistungen, deren Bedarfe mit zunehmender Elektrifizierung und dem damit verbundenen, zunehmenden Stromverbrauch tendenziell wachsen werden. Die marktliche Beschaffung verschiedenster, netzdienlicher Systemdienstleistungen ist ein sinnvolles und effizientes Instrument, um dringend benötigte Beschaffungspotenziale für Systemdienstleistungen zu heben und um Betreibern von über Leistungselektronik an das Stromnetz gekoppelten Erzeugungs- und Speichereinrichtungen, aber auch Betreibern von Verbrauchsanlagen mit entsprechenden Fähigkeiten sowie Reserven, Anreize zu geben, sich mit ihren Anlagen an der Bereitstellung verschiedener Netzsystemdienstleistungen zu beteiligen.

Ansätze, wie so etwas funktionieren kann, zeigen entsprechende Programme und Aktivitäten im Ausland. Noch während der Projektlaufzeit von Netzregelung 2.0 sind zur beschleunigten Deckung dringend notwendiger Bedarfe in einigen Ländern der Welt, wie in Australien oder Großbritannien, innerhalb kurzer Zeit Programme und Rahmenbedingungen zur marktlichen Beschaffung netzbildender Systemdienstleistungen geschaffen worden. Als Beispiele dafür sind das Stability Pathfinder Programm und Großbritannien oder der System Strength Service in Australien zu nennen [33].

Netzbildende Stromrichtersysteme sind eine relativ neue Technologie, die für bestimmte Technologiearten wie Batteriespeicher bereits eine hohe technische Reife besitzt und kommerziell verfügbar ist, für andere Technologiearten wie der Photovoltaik und anderen regenerativen Erzeugern und Lasten jedoch noch entwickelt werden muss und aufgrund der technischen Besonderheiten dieser Anlagentypen eine höhere Komplexität mit sich bringt (siehe [1]). Die Erkenntnisse im Projekt Netzregelung 2.0 zeigen darüber hinaus, dass unterschiedliche Ansätze eines netzdienlichen Verhaltens von Stromrichtersystemen effektiv zu einem stabilen Netzbetrieb beitragen können. Nicht alle Ansätze netzdienlichen Verhaltens sind mit den gegenwärtig gültigen technischen Spezifikationen und Rahmenbedingungen vereinbar. Pilotprojekte zur Demonstration sowie freiwillige, marktlich organisierte Programme für Systemdienstleistungen mit dauerhaften, risikoarmen Anreizen für Anlagenbetreiber verbunden mit einer Öffnung bzw. Lockerung der Netzanschlussregeln für neuartige Technologielösungen zur Netzregelung können die Bereitschaft zur Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen steigern, die Entwicklung neuer innovativer Technologielösungen fördern und beschleunigen sowie zur schnellen und perspektivisch volkswirtschaftlich effizienten Deckung netzbildender und allgemein netzstabilisierender Bedarfe des Stromnetzes beitragen. Basierend auf den damit gemachten Erfahrungen, lassen sich die benötigten Eigenschaften dann zielgerichtet spezifizieren und ggf. auf weitere Technologien zur Bereitstellung übertragen.



(2) Empfehlung zur Hebung der Potenziale aller Netzteilnehmer

In heutigen Stromnetzen ist die Erbringung netzbildender und allgemein netzstabilisierender Systemdienstleistungen überwiegend an Erzeugungsanlagen gekoppelt, weil konventionelle Erzeuger die entsprechenden Fähigkeiten konstruktionsbedingt bereits mitbringen. Bestimmte netzstabilisierende Systemdienstleistungen können prinzipiell auch durch andere Netzteilnehmer wie durch Speicher und durchaus auch durch Verbrauchsanlagen effektiv erbracht werden. Die Potenziale zur Beschaffung der zur Netzstabilisierung notwendigen Systemdienstleistungen können in heutigen und zukünftigen stromrichterdominierten Verbundnetzen folglich wesentlich größer sein. Es wird daher empfohlen, geeignete Rahmenbedingungen zur Erschließung der Potenziale aller fähigen Netzteilnehmer zu schaffen und die freiwillige Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen nicht allein auf Erzeugungsanlagen zu beschränken.

(3) Bedarf an technologieneutraler technischer Spezifikation netzbildender Systemdienstleistungen

Aktuelle Netzanschlussbedingungen gehen von netzfolgenden, stromeinprägenden Erzeugungsanlagen aus und erschweren ggfs. sogar den Anschluss von Stromrichtern für Erzeuger, Speicher und Verbraucher in netzbildender Betriebsweise. Um die Potenziale der netzbildenden, spannungseinprägenden Betriebsweise von Stromrichtern voll entfalten zu können, sie für neue Geschäftsmodelle und Märkte für netzbildende Systemdienstleistungen zu nutzen und damit die Transformation der elektrischen Energiesysteme zu beschleunigen, bedarf es einer idealerweise technologieneutralen, technischen Spezifikation der netzbildenden Systemdienstleistungen [5,6] und einer entsprechenden Anpassung der technischen Netzanschlussregeln. Als Basis für die Entwicklung der technischen Spezifikationen für netzbildende Systemdienstleistungen, kann der erste freiwillige Grid Code GC0137 „Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability“ dienen [26]. In der Übergangsphase, wo der überwiegende Teil der netzbildenden Bedarfe noch durch konventionelle Kraftwerke gedeckt wird, besteht die große Chance Erfahrungen mit netzbildend operierenden Wechselrichtersystemen im Verbundnetz zu sammeln und basierend auf den Erfahrungen, die technischen Spezifikationen, unter Berücksichtigung technologiespezifischer Einschränkungen und im Hinblick auf einen kosteneffizienten Netzbetrieb, weiterzuentwickeln [6,30].

(4) Empfehlung zur differenzierten Betrachtung der Anforderungen an verschiedene Technologien

Die Analyse der Anforderungen an zukünftige Stromrichtersysteme im Teilvorhaben von SMA [1] verdeutlichen, dass je nach Anwendungszweck, Technologiefähigkeiten, Spannungsebene und Bedarfen sinnvoll ist unterschiedliche Anforderungen an die netzstabilisierende Betriebsweise sowie an die entsprechenden Systeme zu stellen. Es ist daher zweckmäßig und empfehlenswert zwischen verschiedenen netzstützenden und netzbildenden Systemdienstleistungen zu unterscheiden und diese soweit möglich unabhängig voneinander zu spezifizieren, anstatt ein allgemeingültiges, netzbildendes Verhalten zu definieren. Da große Effizienzpotenziale auf Anlagenebene gehoben werden können, wird darüber hinaus empfohlen die Anforderungen an das netzbildende Verhalten nicht ausschließlich auf die Stromrichter selbst zu beschränken, sondern allgemein die netzbildenden Fähigkeiten einer gesamten Anlage zu betrachten. Innovative Konzepte hybrider Anlagen, bestehend aus referenzgebenden, netzbildenden, spannungseinprägenden Batteriespeichern und netzstützender, stromeinprägender Photovoltaik oder auch anderen netzfolgenden Einspeisern, sind nachweislich imstande die netzbildenden Fähigkeiten konventioneller Kraftwerke zu ersetzen und stellen damit eine sinnvolle Technologieoption zur Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen dar.

Auch wenn fluktuierende Einspeiser, wie Photovoltaik-Anlagen, keine netzbildenden Eigenschaften mitbringen und von referenzgebenden Spannungsquellen abhängig sind, besitzen sie viele derzeit genutzte, aber auch nicht genutzte Fähigkeiten und Potenziale, die eine hohe Netzintegration dieser Anlagen und einen stabilen Netzbetrieb erlauben. Die Weiterentwicklung und Nutzung dieser Fähigkeiten und Potenziale im Hinblick auf den Netzbetrieb mit niedriger Trägheit und Netzkurzschlussleistung können dazu beitragen, den Netzbetrieb auch mit hohen Anteilen netzfolgender Stromerzeugung stabil zu realisieren.

(5) Bedarf zur Klärung widersprüchlicher Anforderungen in verschiedenen Spannungsebenen

Im Vergleich zur Situation heute, wo die Quellen netzbildender Systemdienstleistungen in höheren Spannungsebenen wirken, werden zukünftige netzstabilisierende und netzbildende Beiträge potenziell



überwiegend durch Stromrichter aus niedrigen Spannungsebenen kommen. Erkenntnisse der akademischen Partner im Verbundvorhaben Netzregelung 2.0 bestätigen, dass netzbildende Systemdienstleistungen, wie bspw. die Momentanreserven, auch aus der Verteilnetzebene effektiv erbracht werden können [ForschFrageB]. Zwar konnten im Rahmen des Forschungsprojektes Netzregelung 2.0 sowie im Rahmen der Parallelvorhaben [14, 15] viele offene Fragen in Bezug auf die Charakterisierung netzbildender Eigenschaften geklärt und viele Empfehlungen ausgegeben werden. Allerdings sind offene Aspekte insb. in Bezug auf die widersprüchlichen Ziele der spannungseinprägenden, netzbildenden Regelung im Vergleich zu den Anforderungen heutiger Grid Codes weiterhin ungeklärt. Klärungsbedarf ist insbesondere notwendig in Bezug auf

- das Verhalten netzbildender Stromrichter im Falle einer „ungewollten“ Inselnetzbildung,
- die Einhaltung von Harmonischen-Grenzwerten im Betrieb als Senke für harmonische Ströme.

(6) Bedarf zur internationalen Harmonisierung der Anforderungen

Die Analyse der Anforderungen hat ergeben, dass die diskutierten Spezifikationen an netzbildende Systeme international durchaus unterschiedlich sind. Eine internationale Harmonisierung ist insb. notwendig in Bezug auf

- das netzdienliche Verhalten im Falle von Netzfehlern,
- das Verhalten an den Betriebsgrenzen der Stromrichter,
- einheitliche Test- und Prüfbedingungen samt Akzeptanzkriterien.

(7) Bedarf an realistischen Szenarien für die Auslegung stromrichterbasierter Anlagen mit netzbildenden Eigenschaften zur Erbringung netzbildender Systemdienstleistungen

Der in [1] beschriebene Bedarf zur Vorhaltung von Strom-, Spannungs-, Leistungs- und Energiereserven als Stellreserven zur Erbringung effektiv netzstabilisierender Systemdienstleistungen hat i.Allg. eine große Auswirkung auf die Kosten und die Profitabilität von Projekten mit netzbildendem Charakter. Zur zielführenden Entwicklung, Auslegung und Parametrierung stromrichterbasierter Anlagen zur Bereitstellung netzbildender Systemdienstleistungen ist es insb. wichtig, die realistische Annahmen über die äußersten zu beherrschenden Szenarien und die erwartete Netzstöbelastung im Normal- und Notbetrieb am Netzanschlusspunkt einer Anlage zu kennen. Dies gilt insb. für netzbildende Anlagen mit sehr kleiner Energiespeicherfähigkeit. In den vergangenen Jahren wurden diese Aspekte teilweise, u.a. in [34,35], adressiert. Es bedarf jedoch einer weiteren, begründeten Konkretisierung der Spezifikation von Worst-Case-Szenarien, die von jedem Arbeitspunkt der Anlage aus robust und mit wirkungsvollem, netzstützendem Beitrag beherrscht bzw. durchfahren werden sollen. Solche netzanschlusspunktspezifischen Informationen können oftmals nur durch die Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Die Konkretisierung sollte u.a. die nachfolgenden Punkte umfassen:

- Worstcase Ereignisse, wie Winkel-, Frequenz- und Spannungsänderungen (samt Kombinationen), die ohne Netztrennung robust durchfahren werden sollen,
- Worstcase Fehlerdauern, die netzsynchron durchfahren werden sollen,
- Im Bedarfsfall: Worstcase Ereignisse zur netzbildenden Netzstützung, ohne an die Stromrichterbetriebsgrenzen zu kommen, bei der netzbildende Betriebsweise reduziert oder aufgegeben werden muss,
- Netzkurzschlussleistung und X/R -Verhältnis am Anlagenanschlusspunkt,
- Effektive Trägheit und Dämpfung des Stromnetzes am Anlagenanschlusspunkt,
- Zu erwartende Netzvorbelastung durch Harmonische, Asymmetrien sowie subsynchrone Netzpendelungen am Netzanschlusspunkt.

4.14.5 Literatur

[1] Knobloch, A. et al: „Netzregelung 2.0 – Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz; Teilvorhaben – Beitrag der Photovoltaik zur zukünftigen Netzregelung“, Schlussbericht SMA Solar Technology AG, 2023



- [2] Schömann, O. et al: „Experiences with large grid-forming Inverters on various Island and Microgrid projects “, 4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece, May 2019
- [3] Knobloch, A. et al: „Grid stabilizing control systems for battery storage in inverter-dominated island and public electricity grids “, 13th ETG/GMA-Symposium, Energy Transition in Power Supply - System Stability and System Security, September 2019
- [4] Bülo, T. et al: „Next Generation Utility Scale PV- and Storage Systems: New Steps towards a 100% Renewable Generation“, 9th Solar & Storage Integration Workshop, Dublin, October 2019
- [5] Knobloch, A. et al: „PV-Speichersysteme für den stabilen und sicheren Betrieb regenerativ dominierter Energienetze“, 35. PV-Symposium Bad Staffelstein, März 2020
- [6] Knobloch, A. et al: „Synchronous Energy Storage System with Inertia Capabilities for Angle, Voltage and Frequency Stabilization in Power Grids“, 11th Solar & Storage Power System Integration Workshop, September 2021
- [7] Kraiczy, M.; Knobloch, A.; Premm, D. et al.: „PV as an ancillary service provider – Laboratory and Field Experiences from IEA PVPS Countries“, 11th Solar & Storage Power System Integration Workshop, September 2021
- [8] Kraiczy, M.; Knobloch, A.; Premm, D. et al.: „PV as an ancillary service provider 2021“, IEA PVPS Task 14 Solar PV in the 100% RES Power System, October 2021
- [9] Knobloch, A.; Duckwitz, D.: „Stabile Netze mit erneuerbaren Energien – Netzbildende Speicherlösungen als Energiepuffer und Stabilisator“, Netzpraxis, Jg.61 (2022), Heft 11-12
- [10] International Energy Agency: "World Energy Outlook 2020," 2020
- [11] ENTSO-E: "Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration", 2021
- [12] Nuschke, M. et al: "Power System Stability Analysis for System-split Situations with Increasing Shares of Inverter-based Generation", NEIS Conference, September 2019
- [13] Nuschke, M.: "Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz", Dissertationsschrift, Fraunhofer Verlag, 2021
- [14] "MIGRATE – Massive Integration of Power Electronic Devices", Final Project Conference Presentation, Brüssel, Belgien, Dezember 2019
- [15] Ernst, P.; Rogalla, S. et al: „VerbundnetzStabil – Stabiles Verbundsystemverhalten bei umrichterbasierter Erzeugung“, Schlussbericht, 2022
- [16] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Netzentwicklungsplan Strom 2035", April 2021
- [17] Popella, H. et al: „Necessary Development of Inverter-Based Generation with Grid Forming Capabilities in Germany“, 20th Wind Integration Workshop, Berlin & Virtually, 29-30 September 2021
- [18] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“, Entwurf, Januar 2022
- [19] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: "Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045", März 2023
- [20] SMA: "Kythnos Island – 20 Years' Experience of System Technology for Renewable Energies", 2002
- [21] Schömann, O. et. al., "Experiences with large grid-forming inverters on the island St. Eustatius, Portability to public power grids," in 8th Solar Integration Workshop, Stockholm, 2018
- [22] Waffenschmidt, E. et. al., "Islanding operation of a community power grid with renewable energy sources and a large battery," in 10th International 100% Renewable Energy Conference (IRENEC 2020), Istanbul (online conference), 2020
- [23] National Grid ESO: "The potential operability benefits of Virtual Synchronous Machines and related technologies", A System Operability Framework Document, April 2020
- [24] AEMO: "Application of Advanced Grid scale Inverters in the NEM", White Paper, August 2021
- [25] Duckwitz, D.: „Neue Systemdienstleistungen auf Basis von netzbildenden Batteriespeicherkraftwerken für 100% erneuerbare Energieversorgung“, Tagung Zukünftige Stromnetze 2023, Berlin, 25.01.2023
- [26] National Grid ESO: "GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability – Code Administrator Consultation", September 2021
- [27] Massmann, J.: „Zukünftige Systembedarfe an Momentanreserve und Anforderungen an netzbildende Umrichter“, AG Systemstabilität, Vortrag, VDE/FNN Workshop Netzregelung 2.0, 27.06.2022
- [28] Rauscher, F.; Nuschke, M.; Engel, B.: „Determination of the damping and inertia time constant of grid forming inverters by laboratory measurements“, NEIS Conference, 2021
- [29] Knobloch, A.; Führer, O.: „Transstabil-EE: Regelungsverfahren für große Wind- und Solarparks zur Aufrechterhaltung der transienten Stabilität in zukünftigen Verbundnetzen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien, Teilvorhaben: Regelungsverfahren für Solarparks und PV-Wechselrichter“, Schlussbericht der SMA Solar Technology AG, März 2019
- [30] Bülo, T.; Knobloch, A.: "Erfahrungen von Herstellern und Blick auf die internationale Standardisierung", Vortrag beim 3. VDE/FNN Workshop zum Projekt Netzregelung 2.0, 24.06.2022



- [31] AEMO: “Amendments to AEMO instruments for efficient management of system strength rule”, Issues paper, April 2022
- [32] Skinner, B.: “Paying for primary frequency response – Finally some light at the end of a long tunnel”, online abrufbar am 02.03.2023 unter <https://www.energycouncil.com.au/analysis/paying-for-primary-frequency-response-finally-some-light-at-the-end-of-a-long-tunnel/>
- [33] National Grid ESO: “Markets Roadmap to 2025”, März 2021
- [34] ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources: “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters – Technical Report”, 2020
- [35] FNN: “FNN Guideline: Grid forming behaviour of HVDC systems and DC-connected PPMs”, August 2020



4.15 Weiterentwicklung von Analyseverfahren für stromrichterdominierte Netze

Boris Fischer

4.15.1 Verfahren zur Modalanalyse von EMT-Netzmodellen mit Stromrichtern

Die Modalanalyse ist die bekannteste Methode für Kleinsignalanalysen im Kontext elektrischer Energiesysteme. Nachfolgend werden nur die Grundzüge erläutert. Eine umfassende Einführung gibt [1: Kundur94, Kapitel 12].

4.15.1.1 Prinzip

Der Modalanalyse zu Grunde liegt ein lineares Zustandsraummodell, üblicherweise linearisiert um einen stationären Gleichgewichtspunkt des Systems. Die dynamische Systemgleichung lautet dann

$$\dot{x}(t) = A \cdot x(t)$$

mit der Systemmatrix $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$ und dem Zustandsvektor $x \in \mathbb{R}^n$ mit n Zustandsvariablen. Die Zustandsvariablen beschreiben den dynamischen Zustand des Systems in jedem Zeitpunkt t .

Liegt ein lineares Zustandsraummodell $\dot{x}(t) = A \cdot x(t)$ für einen bestimmten Arbeitspunkt vor, dann besteht die Modalanalyse im Wesentlichen aus der Analyse der Eigenwerte λ_i und –vektoren y_i bzw. u_i^T der Systemmatrix A , die mit Hilfe der Bestimmungsgleichungen

$$A \cdot y_i = \lambda_i \cdot y_i \text{ bzw. } u_i^T \cdot A = \lambda_i \cdot u_i^T$$

ermittelt werden, wobei y_i die Linkseigenvektoren und u_i^T die Rechtseigenvektoren der i -ten Eigenbewegung (auch Eigenmode oder einfach „Mode“) bezeichnen. Aus Real- und Imaginärteil der Eigenwerte lassen sich die dynamischen Eigenschaften der Mode wie z.B. Dämpfungsgrad und Schwingungsfrequenz berechnen. Die Eigenvektoren repräsentieren die Schwingungsform, wenn die Mode angeregt wird, das heißt das Amplitudenverhältnis und die Phasenlage der einzelnen Zustandsvariablen zueinander.

4.15.1.2 Eigenvektoren und Partizipationsfaktoren

Sind gemischtphysikalische System wie stromrichterdominierte Netze zu untersuchen, z.B. die Kombination elektrischer Bauelemente und Reglerkomponenten, ist eine einheitliche p.u.-Darstellung nicht möglich oder zu aufwändig. Wegen der unterschiedlichen physikalischen Bedeutung der Zustandsvariablen, können die Zahlenwerte, die sie annehmen, um Größenordnungen auseinanderliegen. Hieraus ergibt sich zum Beispiel die Schwierigkeit, dass zur Erklärung einer bestimmten Schwingungsmode möglicherweise eine zahlenmäßig kleine Änderung eines Integrierers im Regler bedeutsamer ist als eine Spannungsschwankung im Kilovoltbereich – obwohl die beiden zugehörigen Zahlenwerte im Eigenvektor das Gegenteil suggerieren. Hierbei erweist sich die Verwendung von Partizipationsfaktoren bzw. –vektoren als sinnvoll. Diese wurden im Rahmen der sogenannten „Selective Modal Analysis“ in [2: Verghese82] eingeführt.

Formal berechnen sich die Partizipationsfaktoren p_{ki} aus den Eigenvektoren λ_i der Systemmatrix A nach

$$p_{ki} = u_{ki} \cdot y_{ki},$$

wobei u_{ki} der k -te Eintrag des i -ten Linkseigenvektors und y_{ki} der k -te Eintrag des i -ten Rechtseigenvektors ist. Diese komplexe Zahl bezieht sich demnach auf den k -ten Zustand und den i -ten Eigenwert. Anschaulich beschrieben gibt der Betrag eines Partizipationsfaktors an, wie sehr ein Zustand mit einem dynamischen Vorgang assoziiert ist: Je größer der Betrag, desto bedeutender ist der Zustand für die Modellierung der entsprechenden Eigenbewegung des Systems. Eine besonders günstige Eigenschaft des Partizipationsfaktors ist seine Dimensionslosigkeit, denn sie löst elegant das weiter oben beschriebene Normierungsproblem. Von einem Partizipationsvektor p_i spricht man, wenn alle zu einem Eigenwert gehörenden Partizipationsfaktoren in einem Vektor zusammengefasst werden, also $p_i = [p_{1i} \ p_{2i} \ \dots \ p_{ni}]^T$.



Eine weitergehende Verbesserung besteht darin, Eigenvektoren und Partizipationsvektoren zu kombinieren. Konkret wird ein Vektor $q_i = [q_{1i} \ q_{2i} \ \dots \ q_{ni}]^T$ gebildet, dessen Komponenten $q_{ki} = |p_{ki}| \cdot \exp(j \cdot \arg(y_{ki}))$ sich aus dem Betrag des Partizipationsfaktors und dem Winkel der Eigenvektorkomponente ergeben. An diesem Vektor lassen sich gleichzeitig Phasenlage ($\arg(y_{ki})$) und „Bedeutung“ der Zustände ($|p_{ki}|$) für eine Schwingungsmode ablesen.

4.15.1.3 Beispielhafte Anwendung

Ziel des im Projekt entwickelten Modalanalyse-Tools war die Untersuchung komplexer Multi-Umrichter-Systeme mit einer großen Anzahl von Freiheitsgraden im Hinblick auf Stabilitätsverhältnisse und Schwingungsverhalten. Damit wurden die bisher für die Stabilitätsuntersuchungen eingesetzten Werkzeuge ergänzt, so dass auch vorher nicht abgedeckte Effekte in stromrichterdominierten Netzen bzw. Netzsituationen beschrieben bzw. verstanden werden können. Die Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern hinsichtlich der Anforderungen und Eigenschaften einer solchen Analyseumgebung erfolgte parallel zur Bearbeitung im Projekt.

Für die beschriebenen Analysen ist eine transparente Darstellung des Einflusses relevanter Systemparameter, insbesondere der Regelungssysteme, erforderlich. Dafür wurde die Darstellung von Partizipationsfaktoren als geeignete Methode identifiziert, siehe voriger Abschnitt. Zu der Partizipationsfaktor-Darstellung wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt und die notwendigen Funktionen in Matlab implementiert.

Im Rahmen einer Fallstudie „Statcom mit schneller Blindstromstütze“ wurde diese Methodik erstmalig verifiziert. Hierzu wurde ein Netzmodell erstellt, das eine optionale Kondensatorbank und einen Stromrichter mit LC-Filter beinhaltet. Die Stromrichter-Regelung wurde für das Statcom angepasst und um die Blindstromstütze erweitert. Eine grafische Partizipationsfaktor-Darstellung für das implementierte Beispielmmodell wurde erstellt, siehe Abbildung 4.15-1. Für vier verschiedene Konfigurationen wurde die Veränderung der Eigenwerte und Partizipationsfaktoren dargestellt:

1. Ohne Kompensation, ohne Spannungsregelung
2. Ohne Kompensation, mit $i_q(v)$ Spannungsregelung
3. Mit Kompensation, ohne Spannungsregelung
4. Mit Kompensation und mit Spannungsregelung

Dabei wurde insbesondere für den Fall 4. eine Instabilität festgestellt.

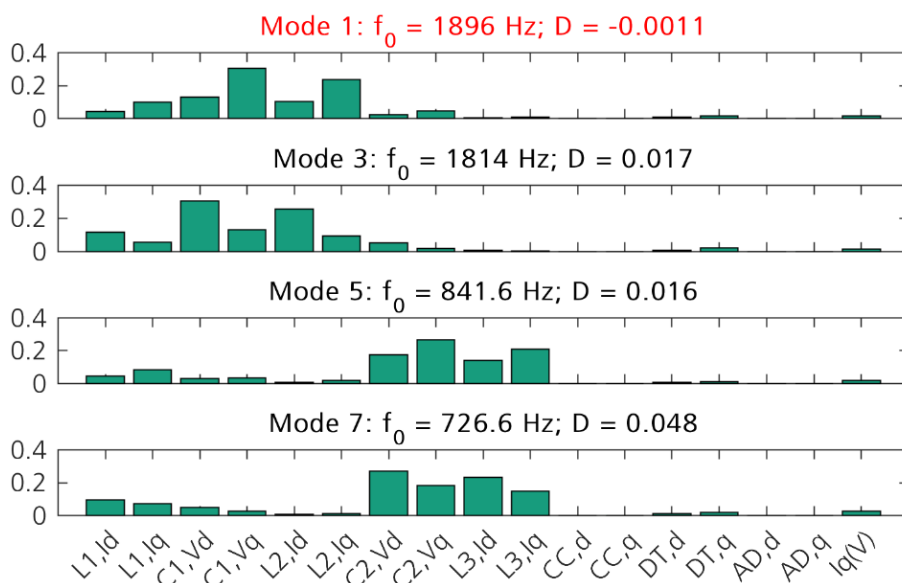


Abb. 4.15-1: Partizipationsfaktoren bei aktiver Kompensation und aktiver Spannungsregelung. Eine LC-Resonanz bildet sich im Gegensystem aus (Mode 1).



4.15.2 Verfahren zur Impedanzanalyse

Die Verwendung von Impedanzkurven zur Kleinsignal-Charakterisierung von Netzkomponenten findet derzeit Eingang in die Standardisierung, siehe z.B. [3: IEEE22, Annex C „frequency scan“], [4: Eir21, „impedance loci“] und [5: NGESO22]. Die Approximation des Kleinsignalverhaltens an den Klemmen mit Hilfe von Impedanz-Modellen ist also besonders aus Sicht der industriellen Praxis eine interessante Option.

Eine Ableitung derartiger Modelle kann bei detaillierter Kenntnis des Systems analytisch erfolgen. Ohne diese Kenntnis kann das Klemmenverhalten von gekapselten Simulationsmodellen (z.B. DLLs) oder realen Geräten experimentell ermittelt werden. Die Modelle liegen in der Regel als frequenzabhängige Übertragungsfunktionen vor, z. B. in Tabellenform. Damit kann eine sogenannte Impedanzanalyse durchgeführt werden, die die Stabilität des Gesamtsystems charakterisiert.

4.15.2.1 Zusammenfassung der Methodik1

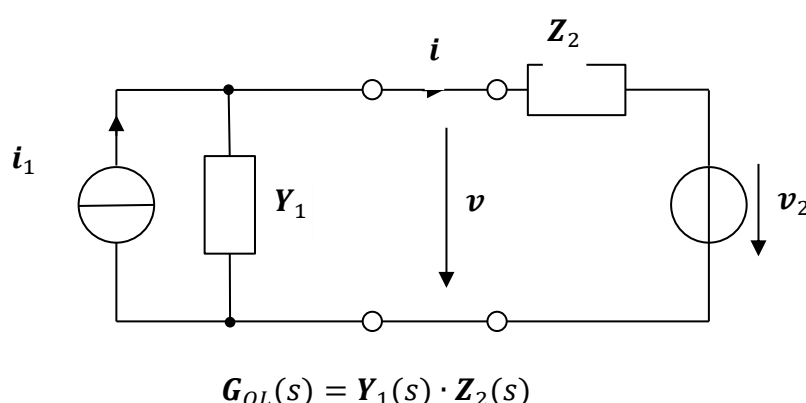


Abb. 4.15-2: Typische Aufteilung des Gesamtsystems in zwei Teilsysteme.

Unter der Voraussetzung kleiner Auslenkungen um einen stationären Arbeitspunkt kann lineares Kleinsignalverhalten angenommen werden. Unmittelbar gilt dies natürlich nur für ein Gleichstromsystem. Mit Hilfe geeigneter Transformationen ist dies jedoch auch für Dreiphasen-Wechselssysteme zu erreichen.

Lineares Kleinsignalverhalten ermöglicht eine Betrachtung im Frequenzbereich. Für Strom und Spannung an der Schnittstelle zwischen den beiden Systemteilen ergibt sich

$$I(s) = \frac{I_1(s) - Y_1(s) \cdot V_2(s)}{1 + Y_1(s) \cdot Z_2(s)},$$

$$V(s) = \frac{Z_2(s) \cdot I_1(s) + V_2(s)}{1 + Z_2(s) \cdot Y_1(s)}.$$

Der Nenner der beiden Brüche hat starke Ähnlichkeit mit dem Nenner der Übertragungsfunktion eines Standardregelkreises mit negativer Rückkopplung der Regelgröße. Mit Hilfe des aus der Regelungstechnik bekannten Nyquist-Diagramms ist es daher möglich, die (Kleinsignal-)Stabilität des Gesamtsystems anhand des Terms $Y_1(s) \cdot Z_2(s)$ zu bestimmen. Dabei entspricht $G_{OL}(s) = Y_1(s) \cdot Z_2(s)$ der Übertragungsfunktion des offenen Kreises (OL, Open Loop) der gedachten Regelschleife; oder selbstverständlich auch äquivalent $G_{OL}(s) = Z_1^{-1}(s) \cdot Z_2(s)$.

Hier muss für die bequeme Anwendung des Stabilitätsnachweises noch angenommen werden, dass

¹ Die Beschreibung der Methode fasst die wesentlichen Aspekte kurz zusammen. Eine gut geschriebene, detailliertere Einführung in das Thema findet sich z.B. in [6: Sun11].



- $I(s)$ stabil für $Z_2(s) \rightarrow 0$ (anschaulich: Systemteil 1, z.B. Stromrichter, läuft stabil an idealer Spannungsquelle) und
- $V(s)$ stabil für $Y_1(s) \rightarrow 0$ (anschaulich: Systemteil 2, z.B. übergeordnetes Netz, ist mit offenen Klemmen stabil).

Das System ist dann und nur dann stabil, wenn $G_{OL}(s) = Y_1(s) \cdot Z_2(s)$ ein Nyquist-Kriterium erfüllen. Es sei zunächst nur der Fall von Eingrößen-Systemen (SISO, Single-Input-Single-Output) betrachtet.

Es gibt verschiedene Formen des Nyquist-Kriteriums und die Terminologie dazu ist leider nicht einheitlich. Zum Beispiel kann der Begriff „verallgemeinertes Nyquist-Kriterium“ sich sowohl auf den Fall instabiler offener SISO-Kreise als auch auf den Mehrgrößenfall (MIMO, Multiple-Input-Multiple-Output) beziehen. Die umfassendsten Formulierung sind für die praktische Anwendung jedoch sowieso oft ungeeignet, da für $G_{OL}(s)$ die Anzahl von Polen in der rechten Halbebene bekannt sein muss, und Umschlingungen der Ortskurve $G_{OL}(s = j\omega)$ um den sogenannten kritischen Punkt $(-1, j0)$ der komplexen Ebene gezählt werden müssen, was bei komplizierten Verläufen der Kurven sehr schwierig sein kann.

Grundsätzlich gilt, je mehr einschränkende Bedingungen die Übertragungsfunktion des offenen Kreises erfüllt, desto einfacher lässt sich das Kriterium formulieren bzw. überprüfen. Da viele reale Systeme derartige Einschränkungen erfüllen, kann man sich bei der praktischen Anwendung auf einfache Formen des Nachweises beschränken.

So verwendet [6: Sun11] bei der Stabilität nach dem „Impedance-based stability criterion“ (IBSC) die Voraussetzung, dass der offene Kreis stabil ist, das heißt, $G_{OL}(s)$ hat keine Pole in der rechten Halbebene. Dann lautet ein vereinfachtes Kriterium, dass das geschlossene Gesamtsystem stabil ist, wenn die Ortskurve $G_{OL}(s = j\omega)$ den kritischen Punkt $(-1, j0)$ nicht umschließt. Die Abbildung 4.15-3 zeigt beispielhaft die Ortskurve für einen Prüffall, der das Kriterium erfüllt.

Die Voraussetzung, dass der offene Kreis stabil ist, ist in den meisten praktischen Fällen erfüllt oder lässt sich zumindest einfach überprüfen. Die im vorigen Abschnitt erwähnten anschaulichen Bedingungen – Systemteil 1 / Stromrichter läuft stabil an idealer Spannungsquelle und Systemteil 2 / Netz ist mit offenen Klemmen stabil – sind ein Beispiel dafür. Je nach Anwendungsfall kann es sinnvoll sein, die Repräsentation der Teilsysteme als Admittanz und Impedanz zu vertauschen bzw. anzupassen.

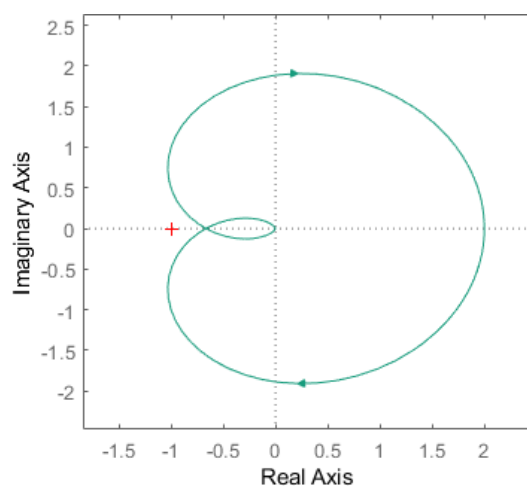


Abb. 4.15-3: Beispiel für eine Nyquist-Ortskurve.



4.15.2.2 Mehrgrößen-Modellierung

Die bisherigen Ausführungen gelten im strengen Sinne nur für zeitinvariante Eingrößensysteme (SISO). Die in der Energietechnik üblichen Drei-Phasen-Systeme müssen jedoch, ohne Annahme zusätzlicher Bedingungen, allgemein als Mehrgrößensysteme (MIMO) betrachtet werden. Statt der skalaren Übertragungsfunktion $G_{OL}(s)$ im Eingrößenfall verwendet man dann Übertragungsmatrizen $\mathbf{G}_{OL}(s)$. Um die Komplexität der Kleinsignalanalyse zu reduzieren, werden meist symmetrische Bedingungen angenommen und mit Hilfe geeigneter mathematischer Transformationen die Dimension der Matrizen von 3×3 auf 2×2 reduziert. Für deutlich komplexere, unsymmetrische Verhältnisse sei auf den Überblicksartikel [7: Liao21] verwiesen.

Als klassische Möglichkeiten stehen dafür die d/q-Transformation (auch: Park-Transformation) oder die Methode der symmetrischen Komponenten zur Verfügung. Vor allem die zweite Möglichkeit ist attraktiv, denn unter günstigen Umständen lässt sich damit das 2×2 -MIMO-System sogar in zwei unabhängige SISO-Systeme überführen. Wenn zulässig, sollte eine derartige Betrachtung aufgrund der reduzierten Komplexität und höheren Anschaulichkeit immer angestrebt werden. Voraussetzung dafür ist, dass eine vernachlässigbar kleine Kopplung zwischen Mit- und Gegensystem existiert. Das heißt, auf eine mitphasige Anregung des Gesamtsystems reagiert es nur mit einer mitphasigen Antwort bei der gleichen Frequenz. Systeme mit dieser Eigenschaft werden in der Literatur als „d/q-symmetrisch“ oder auch „mirror-frequency-decoupled“ bezeichnet, siehe z.B. [8: Rygg18].

Diese Eigenschaft ist für Netze, die einen hohen Anteil Umrichter basierter Erzeuger und Lasten aufweisen, oft nicht gegeben. Stattdessen erfolgt als Reaktion auf eine mitphasige Anregung zusätzlich zur mitphasigen Antwort bei der gleichen Frequenz eine gegenphasige Antwort bei einer um die doppelte Netzfrequenz reduzierten Frequenz [9: Vieto17]. Im Allgemeinen können verschiedene Konfigurationen zu derartigen Kopplungseffekten führen [8: Rygg18, S. 37], beispielsweise: Phasenregelkreise (PLLs), Umrichterregelungen mit unsymmetrischer Struktur oder Parametrierung bzgl. d- und q-Achse, Gleichstromzwischenkreis-Regelungen, Wirk- und Blindleistungsregler und Schenkelpolmaschinen. Verschiedene Vorschläge zur korrekten Berücksichtigung existieren, siehe z.B. die „modified sequence domain“ in [8: Rygg18] oder der Ansatz der „multiharmonic linearization“ in [10: Sun17]. Da die Frequenzkopplung vor allem durch Modulation mit der Netzfrequenz entsteht, ist es plausibel, dass die Systemdarstellung in d/q-Koordinaten frei von derartigen Phänomenen ist. Sie wurde deshalb in diesem Arbeitspaket bevorzugt. Bezüglich der Stabilitätsaussagen sind die beiden MIMO-Modellierungsvarianten äquivalent.

Analog zum SISO-Fall weiter oben lassen sich auch für den MIMO-Fall die Formeln für Strom und Spannung der Anordnung aus Abbildung 4.15-2 angeben mit

$$\mathbf{I}(s) = (\mathbf{I}_{2 \times 2} + \mathbf{Y}_1(s) \cdot \mathbf{Z}_2(s))^{-1} \cdot (\mathbf{I}_1(s) - \mathbf{Y}_1(s) \cdot \mathbf{V}_2(s)),$$

$$\mathbf{V}(s) = (\mathbf{I}_{2 \times 2} + \mathbf{Z}_2(s) \cdot \mathbf{Y}_1(s))^{-1} \cdot (\mathbf{Z}_2(s) \cdot \mathbf{I}_1(s) + \mathbf{V}_2(s)).$$

Ströme und Spannungen sind hierbei Vektoren mit zwei Elementen und Impedanz bzw. Admittanz sind 2×2 -Matrizen. Dabei kann es sich um Übertragungsmatrizen in symmetrischen Komponenten oder im dq-System handeln. Die Aussagen bezüglich Stabilität sind, wie zuvor erwähnt, unabhängig von der Wahl des Koordinatensystems.

Zwar ist bei der Ableitung der Formeln zu berücksichtigen, dass die Matrizenmultiplikation nicht kommutativ ist, und Übertragungsmatrizen des offenen Kreises entweder $\mathbf{G}_{OL}(s) = \mathbf{Y}_1(s) \cdot \mathbf{Z}_2(s)$ oder $\mathbf{G}_{OL}(s) = \mathbf{Z}_2(s) \cdot \mathbf{Y}_1(s)$ lauten. Für die Stabilitätsbetrachtung sind beide Formulierungen jedoch äquivalent. Das liegt daran, dass es, anschaulich betrachtet, egal ist, wo die Regelscheife aufgetrennt wird, um die Übertragungsmatrix des offenen Kreises zu erhalten. Ist der offene Kreis stabil, dann lautet das zu dem weiter oben beschriebenen SISO-Fall analoge vereinfachte MIMO-Kriterium, dass das geschlossene Gesamtsystem stabil ist, wenn die Nyquist-Ortskurve von $\mathbf{G}_{OL}(s)$ den kritischen Punkt $(-1, j0)$ nicht umschließt. Die Nyquist-Ortskurve der Übertragungsmatrix $\mathbf{G}_{OL}(s)$ erhält man, wenn man den Verlauf der Eigenwerte $\lambda_i(s)$ von $\mathbf{G}_{OL}(s)$ in der komplexen Ebene einzeichnet für $s = j\omega$, mit $\omega \in [-\infty, \infty]$. Für Details sei auf die einschlägige, regelungstechnische Literatur verwiesen. Sehr umfassende Erläuterungen zum Nyquist-Kriterium im Mehrgrößenfall finden sich in [11: Desoer80].



4.15.2.3 Ermittlung von Impedanzkurven

Die Systemmodelle für die Impedanzanalyse müssen in Form von Impedanzkurven vorliegen, z.B. eine frequenzabhängige Tabellierung des Übertragungsverhaltens der Teilsysteme.

Grundsätzlich existieren zwei unterschiedliche Vorgehensweisen zur Erstellung derartiger Modelle:

- manuelle, analytische Herleitung linearer Modelle auf der Basis elementarer Grundbegriffe und
- simulations- oder messtechnische Identifikation.

Analytische Herleitung erfordert eine sehr umfassende Detailkenntnis, betreffend sowohl die Struktur als auch die Parametrierung des zu modellierenden Systems. Beispiele für dieses Vorgehen finden sich in [12: Cespedes14, 13: Amin16, 14: Duckwitz17]. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Änderungen, vor allem solche, die die Struktur betreffen, in aller Regel sehr aufwändig von Hand eingepflegt werden müssen. Zum einen dieser händische Aufwand und zum anderen die üblicherweise aus kommerziellen Gesichtspunkten begrenzte Verfügbarkeit von detaillierter Systemkenntnis schränken die Anwendbarkeit der manuellen, analytischen Herleitung von Modellen in der industriellen Praxis stark ein. Der Ansatz ist daher vor allem sinnvoll zur Validierung der experimentellen Identifikationsmethoden, das heißt konkret zur Ermittlung von Referenzmodellen wie sie beispielsweise in Abbildungen 4.15-9 und 4.16-3 gezeigt sind.

Bei der simulations- und messtechnischen Identifikation können grundsätzlich die in Abbildung 4.15-4 gezeigten Varianten unterschieden werden. Die Konfigurationen a) und b) repräsentieren typischerweise einen Laboraufbau, bei dem eine steuerbare Strom- oder Spannungsquelle den Prüfling (DUT, Device Under Test) in den gewünschten Arbeitspunkt bringt (v_0 bzw. i_0) und eine Kleinsignalanregung überlagert. Eine simulative Identifikation, für die ein Modell des Prüflings beispielsweise in Form einer DLL vorliegt, ist auf diese Weise immer bequem möglich. Für eine reale, messtechnische Identifikation nach Konfiguration a) oder b) muss ein Hardware-Aufbau vorhanden sein, der die für den gewünschten Frequenzbereich erforderliche Dynamik in der Leistungsklasse des Prüflings bereitstellen kann.

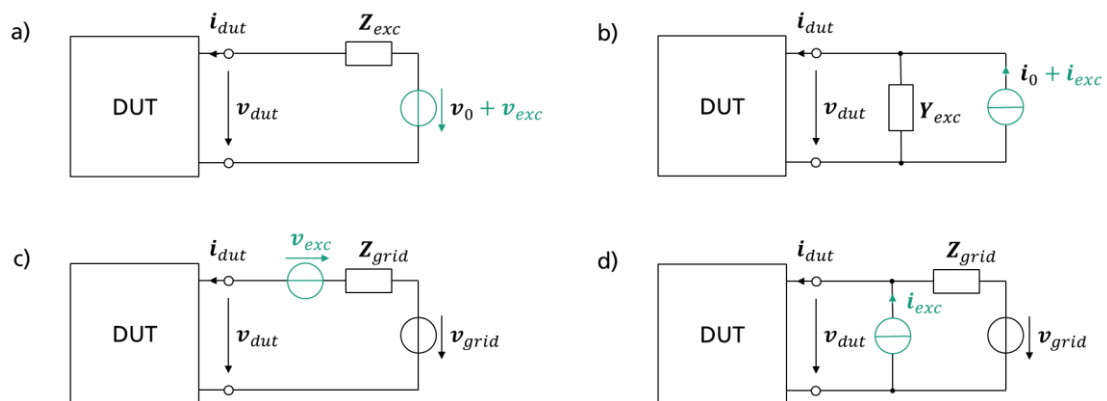


Abb. 4.15-4: Varianten zur Identifikation

Ist eine in diesem Sinne geeignete Prüfinfrastruktur nicht verfügbar, oder soll der Prüfling in seiner „natürlichen“ Umgebung betrieben werden, kann man auf die Konfigurationen c) und d) in Abbildung 4.15-4 zurückgreifen. Hierbei handelt es sich um sogenannte Spannungs- bzw. Strominjektion; das heißt, eine Stromquelle wird parallel bzw. eine Spannungsquelle wird in Reihe geschaltet, um die Kleinsignalanregung ins Gesamtsystem einzubringen, siehe z.B. [15: Cespedes13]. Unterscheiden sich die Impedanzen beider Systemteile (Prüfling und Netz) betragsmäßig deutlich, hat die Wahl zwischen c) und d) Einfluss auf die Messgenauigkeit [8: Rygg18, S. 58]: „If shunt current injection is selected, the current will be distributed among the two subsystems in inverse proportion to the impedance. Consequently, if one of the subsystems has significantly higher impedance than the other, only a small fraction of the perturbation current will flow into it. This will in turn impact the measurement accuracy as it is harder to measure small quantities. Conversely, if series voltage injection is used, the perturbation voltage is distributed between the subsystem in proportion to their impedance. Then, the subsystem with highest impedance will be estimated with higher accuracy.“



Weiterführende Informationen zur Impedanzmessung finden sich in [12: Cespedes13, 16: Roinila18, 17: Reinikka20, 18: Liu20].

Für die konkrete Wahl der Anregungssignale zur Identifikation von Frequenzkurven sind die folgenden Entscheidungskriterien zu beachten:

- die zu erzielende Genauigkeit des identifizierten Modells im interessierenden Frequenzbereich,
- die Zeitdauer der Messung(en) und
- die Möglichkeit der gerätetechnischen Realisierung.

Auf dieser Basis sollte die Entscheidung getroffen werden, ob einzelne Frequenzen nacheinander oder gleichzeitig breitbandig angeregt und welche Zeit- und Wertediskretisierung vorgenommen werden soll. Selbstverständlich hat man bei der simulativen Identifikation größere Wahlfreiheit als bei physikalisch realen Experimenten im Labor oder im Feld. Für die In-situ-Identifikation von sogenannten „Power-Domain-Impedanzen“ ist es sinnvoll, eine breitbandige Anregung mittels Pseudobinäruschen zu wählen, weil dies zum einen eine gleichzeitige Identifikation aller Elemente der Übertragungsmatrizen zulässt und einen geringen gerätetechnischen Aufwand bedingt. Darüber hinaus finden sich umfassende Darstellungen zum Entwurf der Anregungssignale, insbesondere auch für Mehrgrößensysteme, in [19: Godfrey93, 20: Pintelon12, 21: Tan19].

4.15.2.4 Power-Domain Impedance

Die im Vorigen beschriebene Impedanz-basierte Analyse wurde in den letzten Jahren in der wissenschaftlichen Community umfassend hinsichtlich Kleinsignalstabilität in Umrichter-dominierten Netzen untersucht und findet derzeit Eingang in die Normungsarbeit, z. B. [3: leee22, 4: Eir21, 5: NGESO22]. Grundlage hierfür – und auch im dreiphasigen System unabhängig vom gewählten Koordinatensystem – ist der gängige, elektrotechnische Begriff der Impedanz, d.h. der elektrische Widerstand, den ein Bauteil einem Wechselstrom entgegensetzt, z.B. in dq-Koordinaten

$$\begin{bmatrix} \Delta u_d(s) \\ \Delta u_q(s) \end{bmatrix} = \mathbf{Z}_{ui} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_d(s) \\ \Delta i_q(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{dd}(s) & Z_{dq}(s) \\ Z_{qd}(s) & Z_{qq}(s) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_d(s) \\ \Delta i_q(s) \end{bmatrix},$$

wobei die Ströme und Spannungen die in den Frequenzbereich transformierten Zeitverläufe ihrer Variation um einen stationären Arbeitspunkt repräsentieren.

In der Energietechnik werden jedoch sehr langsame Vorgänge wie Netzpendelungen üblicherweise nicht mit Hilfe der Zustandsgrößen Strom und Spannung analysiert. Im Falle der Modalanalyse verwendet man stattdessen als Zustandsgrößen Leistungsflüsse und Spannungsphasoren, d.h. Spannungsamplituden und -winkel bzw. -frequenzen, die eine transparentere Analyse von Schwingungsphänomenen erlauben, an denen Spannungs- und Drehzahlregler der Synchrongeneratoren beteiligt sind. Es liegt daher nahe, diesen Ansatz auf das Prinzip der Impedanzanalyse zu übertragen. In [22: Shah20] wird eine in diesem Sinne neu definierte Impedanz

$$\begin{bmatrix} \Delta f(s) \\ \Delta u(s) \end{bmatrix} = \mathbf{Z}_{pwr} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P(s) \\ \Delta Q(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{fp}(s) & Z_{fq}(s) \\ Z_{fp}(s) & Z_{uq}(s) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P(s) \\ \Delta Q(s) \end{bmatrix}$$

vorgestellt, wobei hier die Beeinflussung der Spannungsfrequenz und -amplitude eines Systemteils durch kleine Änderungen der Leistungsflüsse um ihre stationären Werte repräsentiert wird. Diese Impedanz bezeichnet [22: Shah20] als „Power-Domain Impedance“; hier abgekürzt PD-Impedanz. Ihre bessere Anschaulichkeit bezüglich der Repräsentation niederfrequenter Phänomene wird nun mit Hilfe zweier konkreter Beispiele illustriert.

Als Beispielsystem dient ein netzbildender Wechselrichter mit der virtuellen Synchronmaschine aus [14: Duckwitz19], wobei die eingespeiste Energie einer idealen Gleichspannungsquelle entnommen wird. Zwei Varianten kommen zum Einsatz: die erste stellt nur Systemträgheit mit der Anlaufzeitkonstante $T_a = 10\text{ s}$ bereit, die zweite ist zusätzlich mit einer Frequenzstatik mit der Steigung $g = 40\text{ \%}/\text{Hz}$ ausgerüstet. Berechnet man analytisch die klassische Strom-/Spannungsimpedanz \mathbf{Z}_{ui} des Systems, ergibt sich das in



Abbildung 4.15-5 gezeigte Übertragungsverhalten. Die PD-Admittanz $Y_{pwr} = Z_{pwr}^{-1}$ der gleichen Systeme zeigt Abbildung 4.15-6.¹

In beiden Fällen sind Unterschiede zwischen den Varianten zu erkennen. Allerdings lässt nur der Fall der PD-Admittanz in Abbildung 4.15-6 eine direkte Interpretation der Unterschiede im Systemverhalten zu. Die Wirkleistungsänderung als Antwort auf Pendelungen der Netzfrequenz, d.h. die Übertragungsfunktion $\Delta f \rightarrow \Delta P$, zeigt für die reine Trägheitsbereitstellung differenzierendes Verhalten (anschaulich: ein derartiges System reagiert auf eine Frequenzrampe mit einem konstanten Wirkleistungsoffset). Mit Frequenzstatik reagiert die Wirkleistung proportional auf Netzpendelungen (anschaulich: konstante Frequenzabweichung führt zu konstantem Wirkleistungsoffset). Bei beiden Systemvarianten sind praktisch keine Unterschiede bezüglich der Lieferung von Blindleistung in Abhängigkeit von Änderungen der Spannungsamplitude zu erkennen ($\Delta u \rightarrow \Delta Q$). Aber nicht nur qualitativ, auch quantitativ lässt sich das Systemverhalten aus der Darstellung der PD-Admittanz direkt ablesen, siehe hierzu Abbildung 4.15-6, die die Systemvariante mit Frequenzstatik mit $g \in \{20\%/Hz, 40\%/Hz, 80\%/Hz\}$ darstellt: Die Proportionalverstärkungen der Übertragungsfunktion $\Delta f \rightarrow \Delta P$ variieren um jeweils $\pm 6\text{dB}$ (Verdopplung bzw. Halbierung).

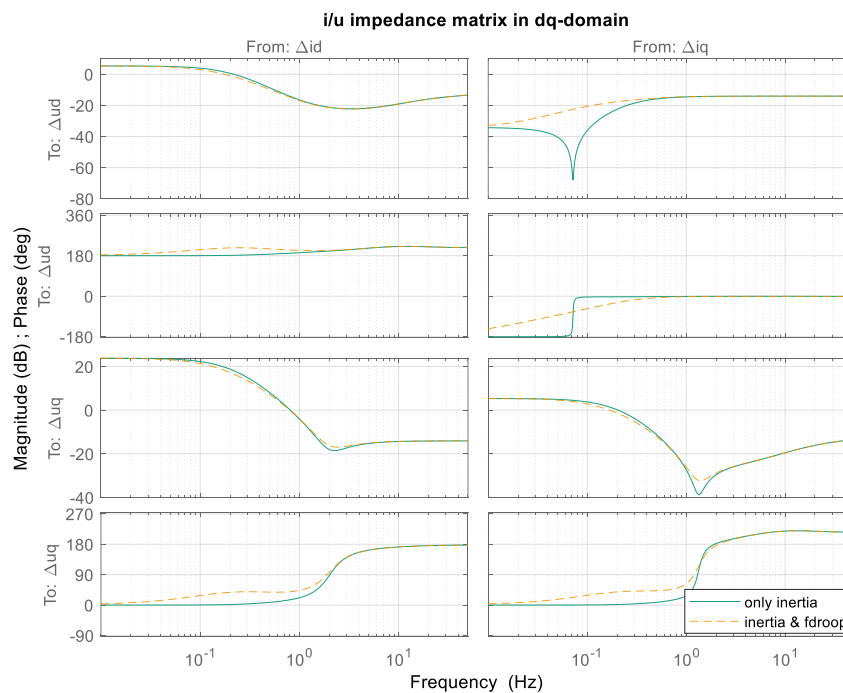


Abb. 4.15-5: Klassische Strom-/Spannungs-Impedanz der virtuellen Synchronmaschine mit und ohne Frequenzstatik (in dq-Koordinaten).

¹ Statt der PD-Impedanz wird die PD-Admittanz gezeigt, weil deren Element $Y_{pf}(s)$, d.h. die Übertragungsfunktion $\Delta f \rightarrow \Delta P$, in den sogenannten NFP-Charts aus [23: Yu17] dargestellt wird, siehe die Ausführungen zur Literatur am Ende des Abschnitts.

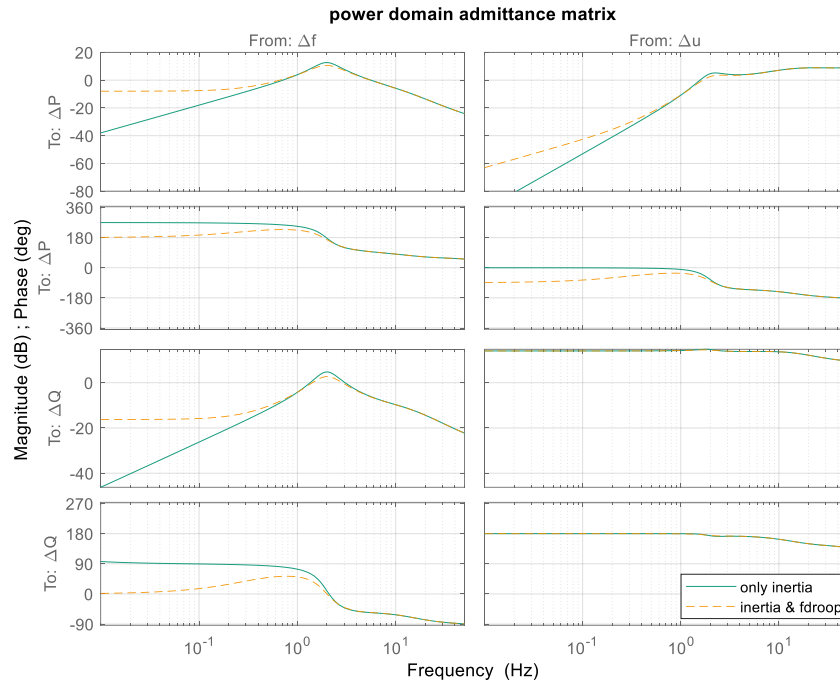


Abb. 4.15-6: PD-Admittanz der virtuellen Synchronmaschine mit und ohne Frequenzstatik.

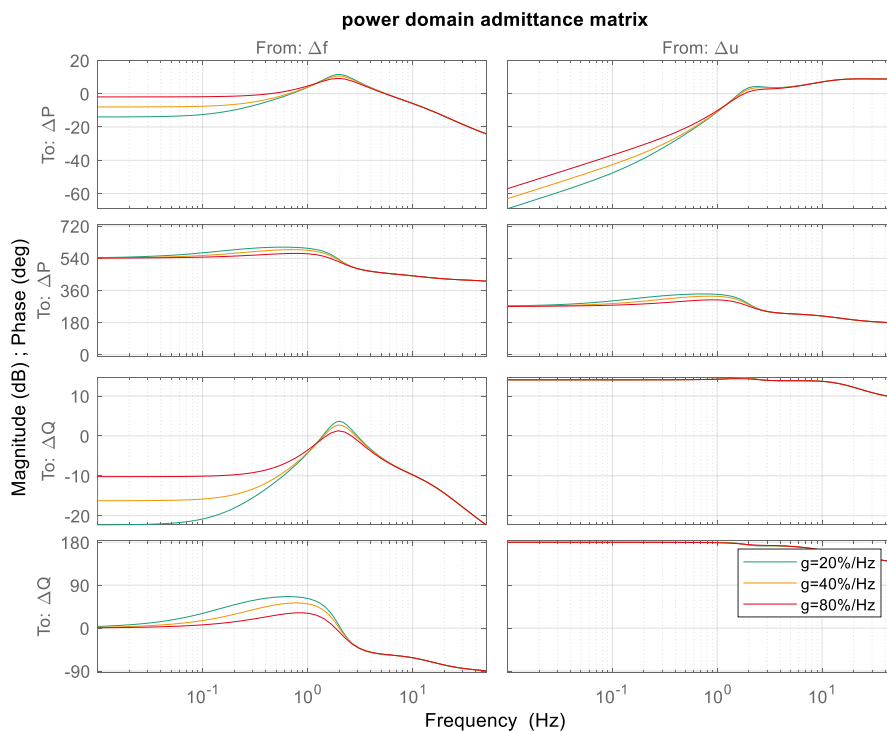


Abb. 4.15-7: PD-Admittanz der virtuellen Synchronmaschine für verschiedene Frequenzstatiken.

Die hier zur Definition der PD-Impedanz verwendete Arbeit [22: Shah20] kann als Verallgemeinerung der SISO-Modellierung in [24: Shah19] betrachtet werden. Letztere definiert sogenannte „frequency response transfer functions“, bei denen es sich um die Übertragungsfunktion von Wirkleistungsänderung auf Spannungsfrequenz, d.h. $\Delta P \rightarrow \Delta f$, handelt, und mit deren Hilfe Eigenschaften wie Systemträgheit und Primärregelleistung charakterisiert wird. Dieser Ansatz ist praktisch identisch zu dem in [23: Yu17]



vorgeschlagenen Ansatz, bei dem sogenannte NFP-Charts (Network Frequency Perturbation) definiert werden, die die Umkehrfunktion der „frequency response transfer function“ darstellen, das heißt die Änderung der eingespeisten Wirkleistung auf Netzpendelungen $\Delta f \rightarrow \Delta P$. Da die NFP-Charts bereits in der Standardisierung verwendet werden – konkret im britischen Grid Code [5: NGESO22] unter dem Begriff „Network Frequency Perturbation Plot“ beim Nachweis netzbildender Eigenschaften von Wechselrichtern – wird diese Darstellungsvariante in diesem Arbeitspaket favorisiert, weshalb auch schon weiter oben mit der PD-Admittanz anstelle der PD-Impedanz gearbeitet wurde.

Ein sehr ähnliches Konzept ist das „Amplitude-Phase Model“, hier mit \mathbf{Z}_{apm} bezeichnet, siehe [25: Yang20] und die Referenzen dort. Der Unterschied von \mathbf{Z}_{apm} zur PD-Impedanz \mathbf{Z}_{pwr} besteht darin, dass anstelle der Spannungsfrequenz der Spannungswinkel als Systemausgang definiert wird, also

$$\begin{bmatrix} \Delta\phi_u(s) \\ \Delta u(s) \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} s^{-1} & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{Z}_{apm}} \cdot \mathbf{Z}_{pwr} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P(s) \\ \Delta Q(s) \end{bmatrix}.$$

Hieraus folgt unmittelbar, dass bezüglich der Stabilitätsaussagen einer Impedanzanalyse die Modelle äquivalent sind, denn es gilt $\mathbf{G}_{OL}(s) = \mathbf{Z}_{pwr,1}^{-1}(s) \cdot \mathbf{Z}_{pwr,2}(s) = \mathbf{Z}_{apm,1}^{-1}(s) \cdot \mathbf{Z}_{apm,2}(s)$. In [25: Yang20] wird gezeigt, dass Stabilitätsaussagen mit dem „Amplitude-Phase Model“ äquivalent zu Stabilitätsaussagen mit der klassischen dq-Impedanz sind; es existiert eine affine Transformation zwischen den Übertragungsmatrizen der beiden Modelle. Egal ob mit PD-Impedanz, dq-Impedanz oder „Amplitude-Phase Model“, die Stabilitätsanalyse liefert die gleichen Aussagen über den geschlossenen Kreis. Ein viel entscheidendes Kriterium bei der Wahl des Modellierungsansatzes aus praktischer Sicht sind daher die Anschaulichkeit und Interpretierbarkeit der grafischen Darstellung sowie die Identifizierbarkeit der Modelle.

Generell sei abschließend noch angemerkt, dass bei der PD-Impedanz der klassische Impedanzbegriff weit gedehnt wird. Man hat hier nicht die üblichen leistungs-konjugierten Variablen (elektrisch: Strom/Spannung, mechanisch: Kraft/Geschwindigkeit). Die zitierten Quellen betrachten die bei der Impedanzanalyse gängige Aufteilung des Gesamtsystems in zwei Teilsysteme Quelle vs. Last bzw. Netz vs. Wechselrichter. Hierauf basiert die Stabilitätsanalyse. Ob oder inwieweit Äquivalenz bei anderen Systemkonfigurationen gilt, ist im Bearerfall zu klären. Eine Einordnung der PD-Impedanz und des „Amplitude-Phase Models“ bezüglich der in der Netzwerkanalyse gängigen Vierpolmodelle wäre sicherlich eine erkenntnisreiche, akademische Übung.

4.15.2.5 Ermittlung von PD-Impedanzkurven

PD-Impedanzkurven können mit den in Abbildung 4.15-7 gezeigten Versuchsanordnungen identifiziert werden. Für allgemeine Aspekte bezüglich des Entwurfs der Anregungssignale sei nochmal auf die einschlägige Literatur, z. B. [19: Godfrey93, 20: Pintelon12, 21: Tan19], verwiesen. Im Kontext der PD-Impedanz wird hier als Spezialaspekt auf die besondere Wahl des Koordinatensystems bei der Erzeugung der Systemanregung eingegangen. Zur Erläuterung dient der in Abbildung 4.15-8 dargestellte Laboraufbau mit gesteuerter Spannungsquelle; der Fall a) in Abbildung 4.15-4. Für die anderen Versuchsanordnungen gelten die Aussagen analog.

Das Gesamtsystem wird mit der Wahl der Spannungsamplitude u_0 und gegebenenfalls der einer Anpassung der Impedanz \mathbf{Z}_{exc} in den gewünschten stationären Arbeitspunkt bei der Grundfrequenz f_0 gebracht. Für die überlagerte Kleinsignalanregung stehen die grün dargestellten Eingangsgrößen Δu_d , Δu_q und Δf zur Verfügung. Für die Identifikation der klassischen Strom-/Spannungs-Impedanz in dq-Koordinaten ist es naheliegend, Δu_d und Δu_q zu verrauschen und $\Delta f = 0$ zu setzen. Das folgende Beispiel zeigt, dass es für die Identifikation der PD-Impedanz sinnvoller ist, entweder $\Delta u_q = 0$ oder $\Delta u_d = 0$ zu setzen und stattdessen Δf zu verrauschen.

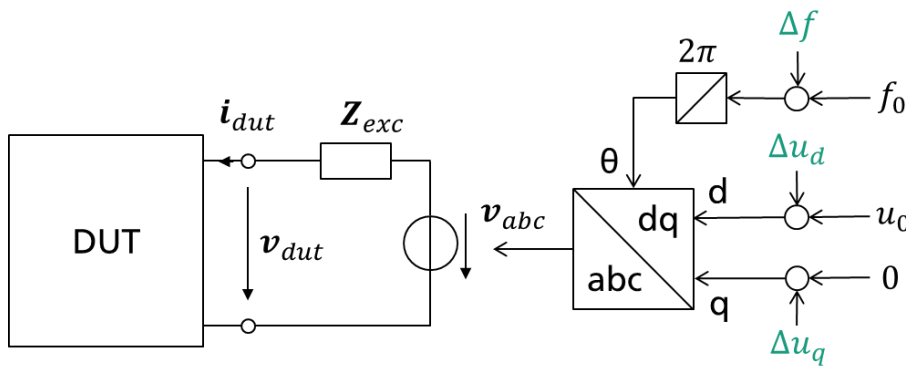


Abb. 4.15-8: Versuchsaufbau zur Identifikation von PD-Impedanz.

Abbildung 4.15-9 zeigt die identifizierten PD-Admittanzen des Beispielsystems aus dem letzten Abschnitt. Grün dargestellt ist das Ergebnis bei Anregung über Δu_d und Δu_q , orange bei Anregung über Δu_d und Δf . Zur Validierung ist auch der Verlauf des analytischen Referenzmodells angegeben. Die Abbildung zeigt deutlich, dass das Signal-zu-Rausch-Verhältnis bei sehr niedrigen Frequenzen besser ist, wenn Δf ver-rauscht wird.

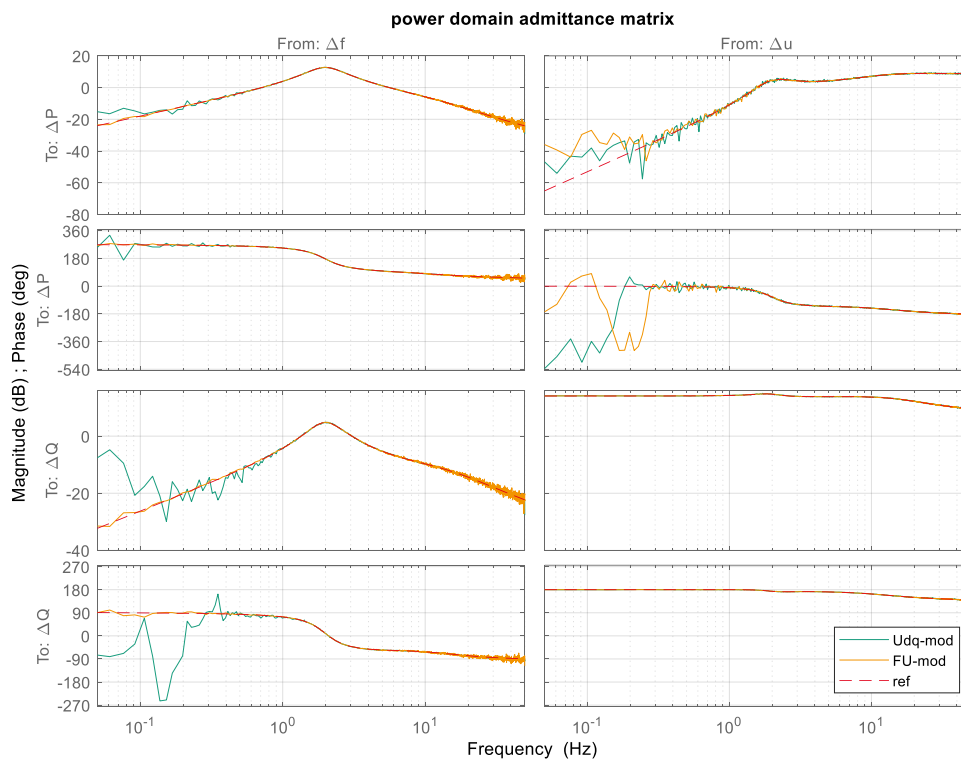


Abb. 4.15-9: Vergleich der Identifikationsergebnisse des Beispielsystems bei unterschiedlichen Anregungssignalen.

4.15.3 Studie zur Kopplung von lokalen und globalen Effekten

Für die Stabilitätsanalyse von großen stromrichterdominierten Systemen ist das Wissen über die benötigte Modelltiefe nicht ausreichend und sind derzeitige verwendete Werkzeuge teilweise ungeeignet. Zunächst muss daher mit sehr detaillierten Modellen gearbeitet werden, wodurch sich jedoch eine hohe Komplexität und hohe Anforderungen an die Rechenzeit ergeben. Deshalb ist es wünschenswert, je nach Untersuchungsgegenstand geeignete Vereinfachungen der Modelle zu treffen. Konkret stellte sich im Projekt Netzregelung 2.0 die Frage, ob und ggf. welche Fragen mit einfacheren RMS-Modellen bearbeitet werden



können. Dieser übergeordneten Frage wurde anhand einer Fallstudie mit detaillierten linearen Modellen und Methoden der Modalanalyse nachgegangen.

4.15.3.1 Fallstudie und Methodik

Das 4-Umrichter System mit zwei Zonen in Abbildung 4.15-10 bildet das Fallbeispiel, um die Kopplung von Schwingungsmoden zwischen benachbarten und weiter voneinander entfernten Stromrichtern zu untersuchen. Das System wurde in dieser Konfiguration in [14: Duckwitz19] untersucht. Die Struktur ist an das Testnetz in [26: Klein91] angelehnt.

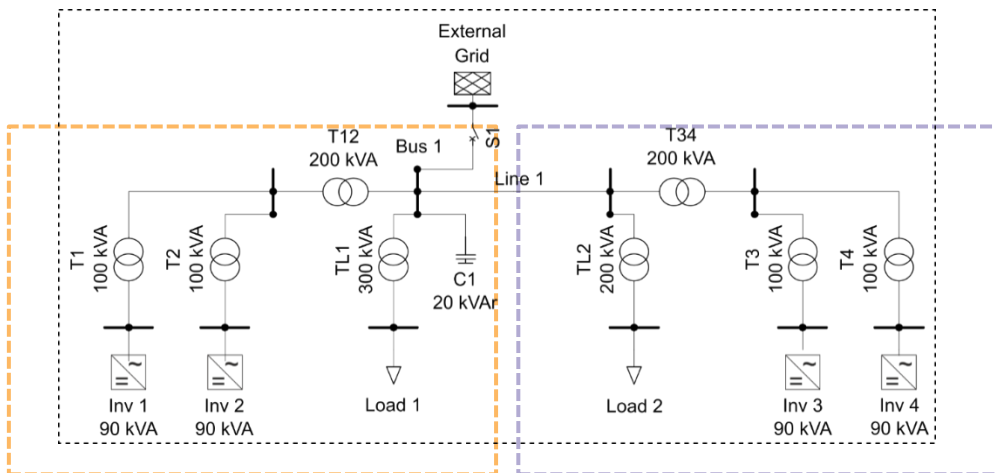


Abb. 4.15-10: Zwei-Zonen-Vier-Umrichter-System (2a4i-System), angepasst aus [14: Duckwitz19, Abb. 6.10] CC-BY.

Das System wird abgetrennt vom übergeordneten Netz, das heißt als eigenständiger Netzbereich mit 100% Stromrichter-Erzeugung, betrachtet. Dieser Zustand würde nach einer Teilnetzbildung (System Split) auftreten. Die Stromrichter werden durch eine Erweiterte Stromregelung (ECC) geregelt, siehe [14: Duckwitz19, Kapitel 5.3]. Dieses Regelverfahren ist netzbildend und stellt Momentanreserve, proportionale Frequenzregelung und proportionale Spannungsregelung bereit. Die betrachtete Konfiguration mit 100 % Stromrichtern ist stabil.

Ziel der Analyse ist zu bewerten, welche Schwingungsmoden (Moden) sich lokal oder global ausprägen, und inwieweit die dynamische Modellierung von passiven Netzelementen relevant ist. So wird herausgearbeitet, in welchen Frequenzbereichen lokale bzw. globale Schwingungen auftreten. Zudem kann abgeleitet werden, ob und wofür eine RMS-Modellierung des Netzes zulässig wäre.

Das betrachtete System wird wie folgt modelliert:

- Stromrichter mit Average-Modell der Brücke sowie ECC-Regelung in jeweils eigenständigen d/q-Koordinatensystemen,
- Netzwerk in d/q-Koordinaten mit dynamischen RLC Elementen, welches auch die LC-Filter der Stromrichter und die Lasten umfasst,
- Zeitdiskretisierung entsprechend der Abtastfrequenz der Stromrichter, unter Berücksichtigung der Sampling- und PWM-Verzögerungen nach [14: Duckwitz19].
- Leitungen und Transformatoren sind als einfache Induktivitäten mit Serienwiderstand modelliert (RL). Laufzeiteffekte und Leitungskapazitäten sind nicht abgebildet. Das heißt, dass das modellierte System nur eine grobe Näherung für ein verteiltes System darstellt. Diese Einschränkung erfolgt zunächst, um die prinzipiellen Effekte zwischen mehreren Stromrichtern herauszuarbeiten. Eine stärkere Detaillierung kann in weiterführenden Arbeiten erfolgen.

Das lineare, zeitinvariante und zeitdiskrete Gesamtmodell weist 92 dynamische Zustände auf. Die Eigenfrequenzen, modale Dämpfungen und die zugehörigen Partizipationsfaktoren dieses Systems werden im Folgenden ausgewertet, siehe hierzu auch AP3.9.1.



4.15.3.2 Ergebnis

Tabelle 4.15-1 stellt die Eigenfrequenzen und modalen Dämpfungen im Überblick dar. Konjugiert komplexe Polpaare werden jeweils nur einmal aufgeführt bzw. dargestellt. Diese sind daran erkennbar, dass eine Dämpfung angegeben wird – fehlt diese Angabe, so ist der Pol reell und nicht schwingungsfähig¹.

Die Spalte „Charakterisierung“ in Tabelle 4.15-1 nennt jeweils qualitativ die Elemente mit den größten Partizipationen. Bei Frequenzen unterhalb von 800 Hz treten jeweils hohe Reglerbeteiligungen auf, wobei meist alle Stromrichter an den Moden beteiligt sind. Bei 8 bis 10 Hz treten bereits Partizipationen von dynamischen Netzelementen auf. Oberhalb von 800 Hz partizipieren maßgeblich LC-Elemente und Stromrichter-Regelungen. In diesem Frequenzbereich sind die Partizipationen jeweils überwiegend auf eine Area des Netzes konzentriert.

Tabelle 4.15-1: Eigenfrequenzen und Dämpfungen für das 2a4i-System mit ECC, als abgetrenntes Teilnetz

Eigenfrequenz / Hz	Dämpfung / %	Charakterisierung
0,001		Frequenzregelung
0,029		
0,085		
0,085		
1,667		Trägheitsemulation
1,667		
1,714		
1,747		
1,995		Trägheitsemulation und PLL
2,063		
2,256		
2,258		
4,748		Trägheitsemulation und Frequenzregelung
5,971	74	
5,983	74	
8,021		
8,045		Trägheitsemulation, Frequenzregelung + PLL
8,460		Trägheitsemulation, Frequenzregelung + Stromregelung und Netzelemente
10,15		Trägheitsemulation, Frequenzregelung + Stromregelung und Netzelemente
12,21	41	Trägheitsemulation, Frequenzregelung
12,57		Trägheitsemulation, Frequenzregelung
16,19		Spannungsregelung, Trägheitsemulation, Frequenzregelung
16,19		
16,86		
23,53	68	
65,09		Trägheitsemulation, Frequenzregelung
65,49		
107,6	62	
146,3	43	
146,4	43	
159,2		Frequenzregelung
159,2		
159,2		
159,2		

¹ Anmerkung: Reelle Polpaare repräsentieren nicht schwingungsfähige „Moden“, die eigentlich besser durch eine Zeitkonstante charakterisiert werden, welche invers proportional zur angegebenen Eigenfrequenz ist. Hier wird dennoch die Eigenfrequenz verwendet, um eine einheitliche Darstellung mit schwingungsfähigen Moden zu erreichen.



190,6	84	Trägheitsemulation und Netzelemente
196,9		
572,9	28	Netzelemente und Trägheitsemulation
685,9	26	
820,9	14	LC-Resonanz, Regelung (Area 2)
958,7	19	
1016	19	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)
1143	23	
1145	33	LC-Resonanz, Regelung (Area 2)
1149	33	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)
1229	56	LC-Resonanz, Regelung (Area 2)
1232	57	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)
1289	100	Netzwerk
1662	39	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)
1754	13	LC-Resonanz, Regelung (Area 2)
1757	13	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)
1761	40	LC-Resonanz, Regelung (Area 2)
1900	20	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)
1921	22	LC-Resonanz, Regelung (Area 2)
1983	9	
1985	9	LC-Resonanz, Regelung (Area 1)

Um die Moden hinsichtlich der beteiligten Subsysteme zu charakterisieren, wird zusätzlich die Subsystem-Partizipation ausgewertet. Hierzu werden die Zustände des Gesamtsystems jeweils einem von fünf Subsystemen zugeordnet: Umrichter 1, 2, 3 und 4 sowie Netzwerk. Für jedes Subsystem werden die Partizipationsfaktoren (die Beträge der Partizipationsfaktoren) aufsummiert. In Abb. 4.15-11 ist die Subsystem-Zuordnung grafisch veranschaulicht.

Abb. 4.15-11 stellt die Subsystem-Partizipationen für alle Eigenmoden dar. Wie in Abbildung 4.15-12 werden konjugiert komplexe Polpaare nur einmal dargestellt. Die farbliche Unterteilung der Balken gibt jeweils an, wie stark welche Subsysteme partizipieren.

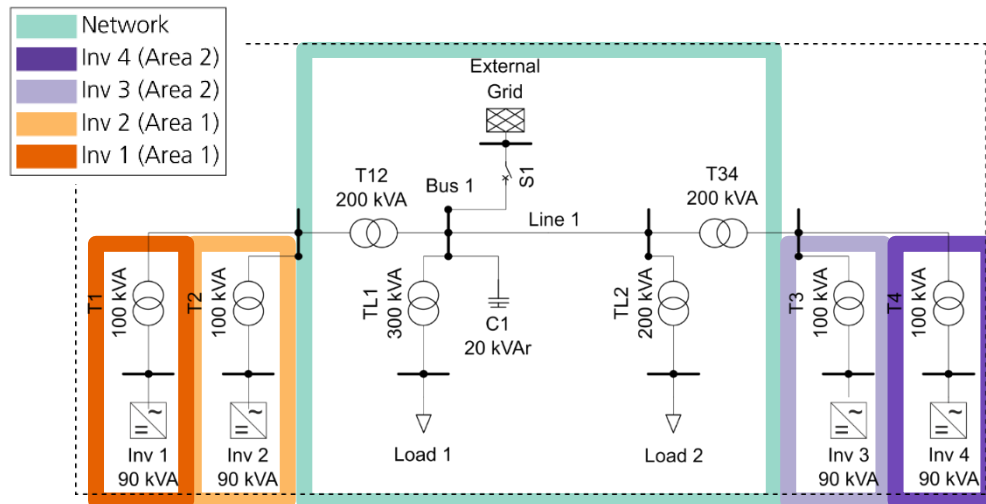


Abb. 4.15-11: Zuordnung der Subsysteme für die Partizipationsfaktorenanalyse. Jeder Stromrichter mit Trafo bildet ein eigenes Subsystem. Ein weiteres Subsystem bildet die passiven Elemente des Übertragungs- und Verteilnetzes sowie der Lasten nach.

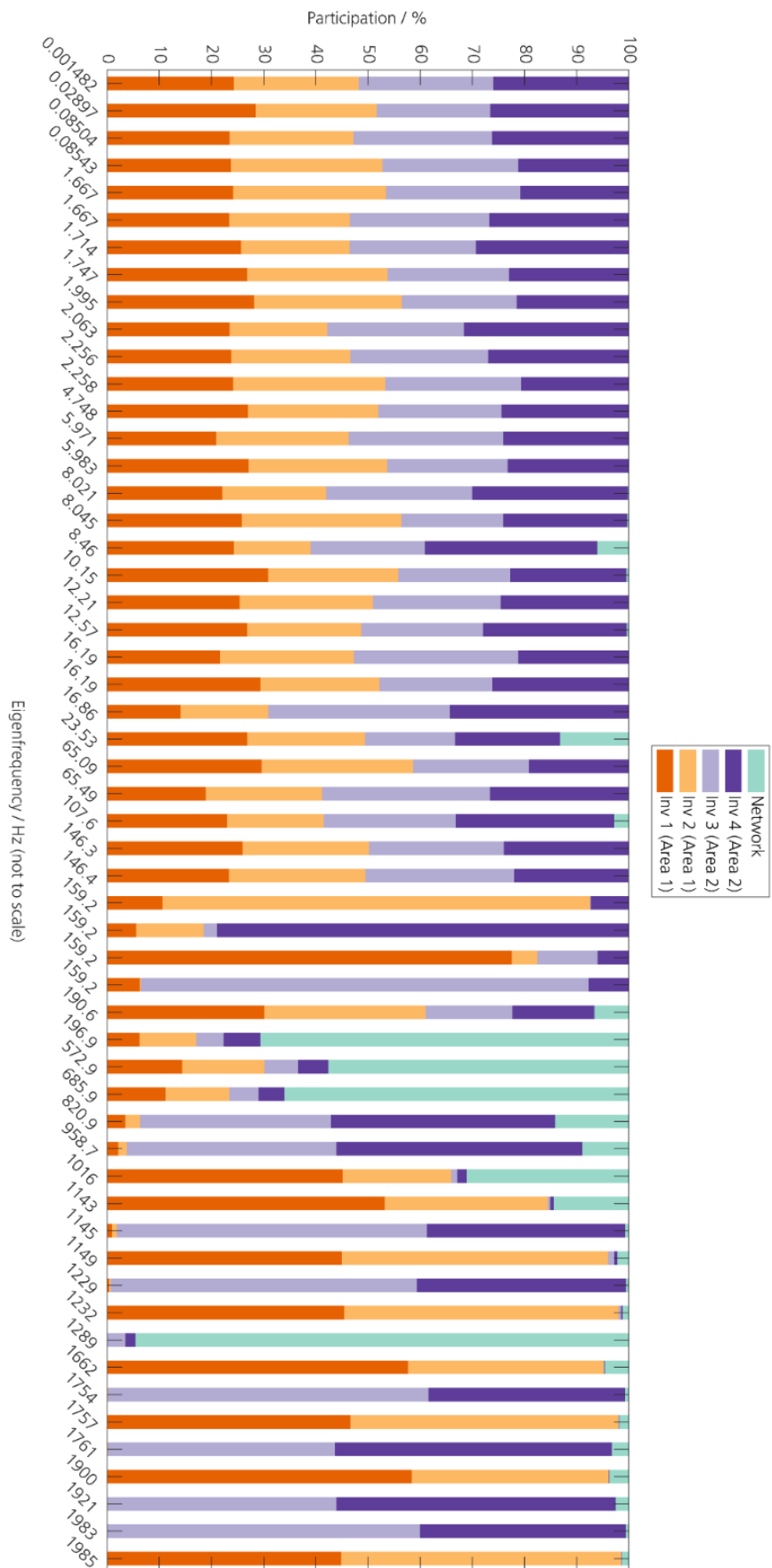


Abb. 4.15-12: Subsystem-Partizipationen für das 2a4i-System mit ECC, als abgetrenntes Teilnetz.



Anhand der Subsystem-Partizipationen zeigt sich für die Grundkonfiguration, dass unterhalb von 200 Hz vorwiegend global gekoppelte Eigenmoden auftreten, d.h. alle Stromrichter partizipieren. Die dynamischen Netzelemente sind bei 8 Hz nur mit ca. 5% und bei 23 Hz nur mit ca. 15% beteiligt. Bei über 200 Hz steigt ihre Partizipation auf bis etwa 70%. Insgesamt gibt es nur sehr wenige Moden mit geringer Regler-Beteiligung (nur drei bei 200-700 Hz). Im Frequenzbereich ab ca. 800 Hz treten hauptsächlich Moden auf, an denen die Stromrichter innerhalb eines Gebiets partizipieren.

4.15.3.3 Schlussfolgerungen

Eine dynamische Modellierung des Netzes (EMT) ist notwendig, um das betrachtete stromrichterdominierte System zu modellieren: Ab 8 Hz tritt eine dynamische Interaktion zwischen Stromrichter-Reglern und dynamischen Zuständen der Netzelemente (Induktivitäten und Kapazitäten) auf. Höherfrequente Effekte wirken sich auch systemweit aus. Moden mit globaler Ausprägung treten bis ca. 700 Hz auf. Filter-Resonanzen wirken überwiegend lokal begrenzt. Oberhalb von 800 Hz sind überwiegend benachbarte Stromrichter in Interaktion. Die Stromrichter-Regelung muss detailliert betrachtet werden. Sie ist an Moden in allen betrachteten Frequenzbereichen beteiligt.

Allerdings ist hierbei zu berücksichtigen, dass das Ergebnis der Fallstudie nur wesentliche Tendenzen aufzeigt. Aussagen über globale Effekte in ausgedehnten Energiesystemen können aufgrund der vereinfachten Leitungsnachbildung nicht getroffen werden. Das Fallbeispiel zeigt, dass sowohl dynamische Netzelemente als auch detaillierte Stromrichtermodelle relevant sind und modelliert werden müssen, um Effekte im Frequenzbereich von einigen Hertz bis in den Kilohertz-Bereich abzudecken.

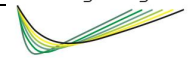
Unter Berücksichtigung der obigen Erkenntnisse erscheint es sinnvoll, für Netzstudien mit hoher Stromrichterdurchdringung

1. zunächst EMT-Modelle und detaillierte Stromrichtermodelle zur Bewertung heranzuziehen,
2. wichtige Erkenntnisse zusätzlich experimentell zu validieren,
3. falls gewünscht in einem zusätzlichen Schritt vereinfachte Modelle, z.B. RMS-Modelle, abzuleiten und hinsichtlich der Aussagekraft für die jeweilige Fragestellung zu bewerten.

Darüber hinaus sollte eine genauere Modellierung von Leitungen sollte angewendet werden, weil Interaktionen mit deren Kapazitäten und ggf. auch mit Laufzeiten zu erwarten sind.

4.15.4 Literatur

- [1] Kundur, P. (1994): Power system stability and control. New York: McGraw-Hill.
- [2] Verghese, G.; Perez-arriaga, I.; Schweppe, F. (1982): Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems, Part II: The Dynamic Stability Problem. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-101 (9), S. 3126–3134. DOI: 10.1109/TPAS.1982.317525.
- [3] IEEE Power; Energy Society: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems. Piscataway, NJ, USA: IEEE.
- [4] EirGrid Group: EirGrid Grid Code: Version 10.
- [5] National Grid Electricity System Operator: The grid code: Issue 6. 13. Aufl., zuletzt geprüft am 12.09.2022.
- [6] Sun, Jian (2011): Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters. In: IEEE Transactions on Power Electronics 26 (11), S. 3075–3078.
- [7] Liao, Yicheng; Wang, Xiongfei (2021): Small-Signal Modeling of AC Power Electronic Systems: Critical Review and Unified Modeling. In: IEEE Open Journal of Power Electronics 2, S. 424–439. DOI: 10.1109/OJPEL.2021.3104522.
- [8] Rygg, Atle (2018): Impedance-based methods for small-signal analysis of systems dominated by power electronics. Phd thesis. Norwegian University of Science and Technology.



- [9] Vieto, Ignacio; Du, Xiong; Nian, Heng; Sun, Jian (2017): Frequency-domain coupling in two-level VSC small-signal dynamics. In: 2017 IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL). Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–8.
- [10] Sun, Jian; Liu, Hanchao (2017): Sequence Impedance Modeling of Modular Multilevel Converters. In: IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics 5 (4), S. 1427–1443. DOI: 10.1109/JESTPE.2017.2762408.
- [11] Desoer, C.; Wang, Yung-Terng (1980): On the generalized nyquist stability criterion. In: IEEE Transactions on Automatic Control 25 (2), S. 187–196. DOI: 10.1109/TAC.1980.1102280.
- [12] Cespedes, M.; Sun, Jian (2014): Impedance Modeling and Analysis of Grid-Connected Voltage-Source Converters. In: IEEE Transactions on Power Electronics 29 (3), S. 1254–1261. DOI: 10.1109/TPEL.2013.2262473.
- [13] Amin, Mohammad; Rygg, Atle; Molinas, Marta (2016): Impedance-based and eigenvalue based stability assessment compared in VSC-HVDC system. In: ECCE 2016. [Piscataway, New Jersey]: IEEE, S. 1–8.
- [14] Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia. Dissertation. Universität Kassel.
- [15] Cespedes, Mauricio; Sun, Jian (2013): Three-phase impedance measurement for system stability analysis. In: 2013 IEEE 14th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL 2013). Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–6, zuletzt geprüft am 07.10.2021.
- [16] Roinila, Tomi; Messo, Tuomas; Santi, Enrico (2018): MIMO-Identification Techniques for Rapid Impedance-Based Stability Assessment of Three-Phase Systems in DQ Domain. In: IEEE Transactions on Power Electronics 33 (5), S. 4015–4022. DOI: 10.1109/TPEL.2017.2714581.
- [17] Reinikka, Tommi; Roinila, Tomi; Sun, Jian (2020): Measurement Device for Inverter Output Impedance Considering the Coupling Over Frequency. In: 2020 IEEE 21st Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL): IEEE, S. 1–7, zuletzt geprüft am 07.10.2021.
- [18] Liu, Junliang; Du, Xiong; Shi, Ying; Tai, Heng-Ming (2020): Impedance Measurement of Three-Phase Inverter in the Stationary Frame Using Frequency Response Analyzer. In: IEEE Transactions on Power Electronics 35 (9), S. 9390–9401. DOI: 10.1109/TPEL.2020.2974805.
- [19] Godfrey, Keith (Hg.) (1993): Perturbation signals for system identification. 1. publ. New York: Prentice Hall (Prentice Hall international series in acoustics, speech, and signal processing).
- [20] Pintelon, Rik; Schoukens, Johan (2012): System identification: A frequency domain approach. 2nd ed. Hoboken, N.J and Piscataway, NJ: Wiley and IEEE Press. Online verfügbar unter <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118287422>
- [21] Tan, Ai Hui; Godfrey, Keith Richard (2019): Industrial Process Identification: Perturbation Signal Design and Applications. Cham: Springer International Publishing AG (Advances in Industrial Control Ser). Online verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=5628145>.
- [22] Shah, Shahil; Yan, Weihang; Gevorgian, Vahan; Gao, Wenzhong (2020): Power-Domain Impedance Theory for the Analysis and Mitigation of Interarea Oscillations. In: 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–5.
- [23] Yu, Mengran; Roscoe, Andrew J.; Dyško, Adam; Booth, Campbell D.; Ierna, Richard; Zhu, Jiebei; Urdal, Helge (2017): Instantaneous penetration level limits of non-synchronous devices in the British power system. In: IET Renewable Power Generation 11 (8), S. 1211–1217. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0352.
- [24] Shah, Shahil; Gevorgian, Vahan (2019): Impedance-Based Characterization of Power System Frequency Response. In: 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–5.
- [25] Yang, Ziqian; Mei, Cong; Cheng, Shijie; Zhan, Meng (2020): Comparison of Impedance Model and Amplitude-Phase Model for Power-Electronics-Based Power System. In: IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics 8 (3), S. 2546–2558. DOI: 10.1109/JESTPE.2019.2927109.
- [26] Klein, M.; Rogers, G. J.; Kundur, P. (1991): A fundamental study of inter-area oscillations in power systems. In: IEEE Transactions on Power Systems 6 (3), S. 914–921. DOI: 10.1109/59.119229.



4.16 Impedanzkurven-Verfahren zur Spezifikation von Stromrichtereigenschaften

Boris Fischer

Der Fokus dieses Abschnitts liegt auf einem neuartigen „In-Situ“-Verfahren zur Bestimmung der sogenannten „Power-Domain-Impedanz“ (PD-Impedanz), die einige zentrale netzbildende Eigenschaften von Stromrichtern anschaulich fasst, und die in Abschnitt 4.15.2.4 ausführlich beschrieben wird. Die Neuheit besteht darin, dass die Anregungssignale für die Identifikation der Impedanz direkt in der Stromrichterregelung des Prüflings selbst generiert werden, und zwar während er in seiner „natürlichen“ Umgebung läuft. Auf diese Weise entfällt der gerätetechnische Aufwand zum Einbringen der Kleinsignalanregung, wie ihn die in Abbildung 4.16-1 dargestellten Varianten erfordern.

Das Verfahren wird mit dem Begriff „in situ“ verbunden, um zu verdeutlichen, dass die Durchführung der Messung im Normalbetrieb stattfindet, und zwar ohne das Hinzufügen zusätzlicher spannungsführender Komponenten. „In situ“ ist zu verstehen in Abgrenzung von dem Begriff einer „Online-Messung“, da die Berechnungsschritte zur Ermittlung der Impedanz bei dem vorgeschlagenen Verfahren auch offline erfolgen können, weil es hier um den Nachweis von Stromrichter-Eigenschaften geht. In diesem Sinne können die in Abbildung 4.15-4 dargestellten Aufbauten auch als „Ex-situ“-Verfahren bezeichnet werden.

Die Formeln des In-Situ-Verfahrens werden zunächst für eine Messung der klassischen Strom-/Spannungs-Impedanz erläutert. Dann erfolgt eine Anpassung der Formeln für die Messung der PD-Impedanz, und die Anwendung des Verfahrens wird mit Hilfe eines Simulationsbeispiels gezeigt. Der Abschnitt schließt mit einer zusammenfassenden Bewertung der Ergebnisse.

4.16.1 Prinzip und Berechnungsformel für „klassische“ Strom-/Spannungsimpedanz

Hinweise bzgl. Notation: Wenn nicht anders vermerkt, dann sind Ströme und Spannungen im dq-System gemeint. Es werden nur symmetrische Dreiphasenfälle betrachtet (Nullsystem = 0). Um die Notation übersichtlich zu gestalten, wird nur wenn nötig zwischen Klein- und Großsignalgrößen unterschieden. Stationäre Größen am Arbeitspunkt erhalten einen Balken. Fettdruck für Matrizen und Vektoren.

Abbildung 4.15-4 zeigt die Anordnung für die In-Situ-Messung der „klassischen“ Strom-/Spannungsimpedanz. Bei dem Systemteil links (Index 1) handelt es sich um den Prüfling, z.B. um den geregelten Wechselrichter. Der Systemteil rechts aggregiert die restlichen Teile des Gesamtsystems, z.B. das Netz, an dem der Prüfling angeschlossen ist.

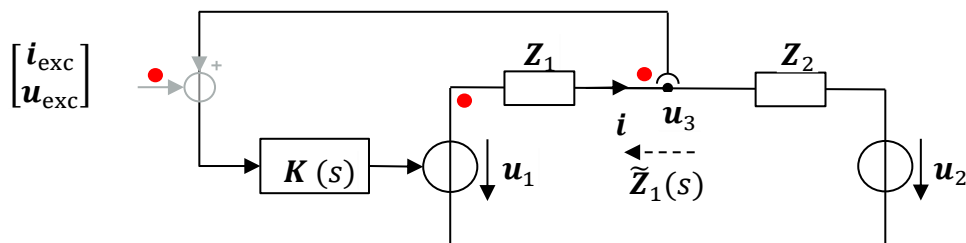
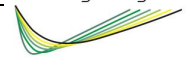


Abbildung 4.16-1: Anordnung für die In-Situ-Messung.

Ziel ist es, die Impedanz $\tilde{Z}_1(s)$ des Prüflings zu bestimmen, wie sie vom rechten Systemteil „gesehen“ wird, siehe gestrichelter Pfeil in Abbildung 4.16-1. Diese Impedanz ist eine Kombination der realen Hardware-Impedanz $Z_1(s)$ und des Einflusses der Wechselrichter-Regelung, hier ganz allgemein mit $K(s)$ def



$[\mathbf{K}_i(s) \quad \mathbf{K}_u(s)]$ bezeichnet. Bei der Anordnung in Abbildung 4.16-1 wird angenommen, dass Strom \mathbf{i} und Spannung \mathbf{u}_3 zwischen \mathbf{Z}_1 und \mathbf{Z}_2 gemessen werden. Prinzipiell lässt sich die Methode auch für komplexere Anordnungen anpassen. Wichtig ist dabei, dass alle Rückführungen berücksichtigt sind, und ggf. die Anzahl von unkorrelierten Anregungssignalen und Messgrößen angepasst werden muss.

Ohne Anregung, das heißt mit $[\mathbf{i}_{\text{exc}} \quad \mathbf{u}_{\text{exc}}]^T = \mathbf{0}$, ergibt sich für die Wechselrichter-Impedanz $\tilde{\mathbf{Z}}_1(s)$ der Anordnung die Gleichung

$$\mathbf{u}_3 = \underbrace{(\mathbf{K}_u(s) - \mathbf{I})^{-1}(\mathbf{Z}_1(s) - \mathbf{K}_i(s))}_{=\tilde{\mathbf{Z}}_1(s)} \cdot \mathbf{i}.$$

Die experimentelle Bestimmung von $\tilde{\mathbf{Z}}_1(s)$ erfolgt durch Ausnutzen dieser Gleichung und der getrennten Identifikation von $\mathbf{Z}_1(s)$ und $\mathbf{K}(s)$ mittels der Systemgleichungen

$$\mathbf{u}_1 - \mathbf{u}_3 = \mathbf{Z}_1(s) \cdot \mathbf{i}$$

und

$$\mathbf{u}_1 = [\mathbf{K}_i(s) \quad \mathbf{K}_u(s)] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{i} + \mathbf{i}_{\text{exc}} \\ \mathbf{u}_3 + \mathbf{u}_{\text{exc}} \end{bmatrix}.$$

Hierzu müssen gemessene Zeitreihen des Stroms \mathbf{i} und der Spannungen \mathbf{u}_1 und \mathbf{u}_3 vorliegen, sowie die Anregungssignale \mathbf{i}_{exc} und \mathbf{u}_{exc} bekannt sein. Diese Größen sind in Abbildung 4.16-1 mit einem roten Punkt markiert.

Bemerkung: Eine im weiteren Sinne ähnliche Anregungskonfiguration findet sich in [1: Roinila09]. Allerdings steht die dort vorgenommene Identifikation der Schleifenverstärkung eines Schaltnetzteils in einem gänzlich anderen Kontext.

Zur Identifizierbarkeit aus theoretischer Sicht: Beide Systemidentifikationen erfüllen die Bedingungen des in [2: Sonderstrom76] formulierten Satzes für Identifizierbarkeit, inklusive des zentralen Rangkriteriums dort in Gl. (6).

4.16.2 Prinzip und Berechnungsformel für PD-Impedanz

Analog wie im vorigen Abschnitt für die Strom-/Spannungsinduktivität lässt sich das Vorgehen für die vom rechten Systemteil in Abbildung 4.16-1 „gesehenen“ PD-Impedanz $\tilde{\mathbf{Z}}_{1,pwr}(s)$ herleiten; zu deren Definition siehe Abschnitt 4.15.2.4. Ein zentraler Unterschied ist, dass nicht nur dq-Strom \mathbf{i} und dq-Spannung \mathbf{u}_3 zwischen \mathbf{Z}_1 und \mathbf{Z}_2 verwendet werden, sondern auch Wirk- und Blindleistung

$$\begin{bmatrix} P_3 \\ Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{3d} \cdot i_d + u_{3q} \cdot i_q \\ u_{3q} \cdot i_d - u_{3d} \cdot i_q \end{bmatrix}$$

sowie Spannungswinkel und –amplitude

$$\begin{bmatrix} u_{3d} \\ u_{3q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_3 \cos \phi_3 \\ A_3 \sin \phi_3 \end{bmatrix}$$

bzw. deren angenäherte Abweichungen um den stationären Arbeitspunkt

$$\begin{bmatrix} \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \mathbf{T}_i \cdot \Delta \mathbf{u}_3 + \mathbf{T}_{u3} \cdot \Delta \mathbf{i} \quad \text{und} \quad \begin{bmatrix} \Delta u_{3d} \\ \Delta u_{3q} \end{bmatrix} = \mathbf{M}_3 \cdot \begin{bmatrix} \Delta \phi_3 \\ \Delta A_3 \end{bmatrix},$$

mit den konstanten, vom stationären Arbeitspunkt abhängigen Matrizen



$$\mathbf{T}_{u3} \stackrel{\text{def}}{=} \begin{bmatrix} \bar{u}_{3d} & \bar{u}_{3q} \\ \bar{u}_{3q} & -\bar{u}_{3d} \end{bmatrix}, \mathbf{T}_i \stackrel{\text{def}}{=} \begin{bmatrix} \bar{i}_d & \bar{i}_q \\ \bar{i}_q & -\bar{i}_d \end{bmatrix}, \mathbf{M}_3 \stackrel{\text{def}}{=} \begin{bmatrix} -\sin \bar{\phi}_3 & \cos \bar{\phi}_3 \\ \cos \bar{\phi}_3 & \sin \bar{\phi}_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{A}_3 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Die zu der im vorigen Abschnitt angegebenen zentralen Bestimmungsgleichung analoge Formulierung lautet dann:

$$\begin{bmatrix} \Delta f_3 \\ \Delta A_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \underbrace{(\mathbf{G}_{\phi A}(s) - \mathbf{M}_3 + \mathbf{Z}_1(s) \mathbf{T}_{u3}^{-1} \mathbf{T}_i \mathbf{M}_3)^{-1} (\mathbf{Z}_1(s) \mathbf{T}_{u3}^{-1} - \mathbf{G}_{PQ}(s))}_{=\tilde{\mathbf{Z}}_{1,pwr}(s)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix}$$

In der Gleichung für $\tilde{\mathbf{Z}}_{1,pwr}(s)$ taucht die zusätzliche Matrix $\begin{bmatrix} s & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$ auf, die sich aus der Beziehung zwischen Spannungswinkel und -frequenz, d.h. aus $f(s) = s \cdot \phi(s)$ ergibt. Wieder analog zu weiter oben erfolgt die experimentelle Bestimmung von $\tilde{\mathbf{Z}}_{1,pwr}(s)$ durch Ausnutzen dieser Gleichung und der getrennten Identifikation von $\mathbf{Z}_1(s)$ und $\mathbf{G}_{PQ}(s)$ bzw. $\mathbf{G}_{\phi A}(s)$ mittels

$$\mathbf{u}_1 - \mathbf{u}_3 = \mathbf{Z}_1(s) \cdot \mathbf{i}$$

und

$$\mathbf{u}_1 = [\mathbf{G}_{PQ}(s) \quad \mathbf{G}_{\phi A}(s)] \cdot \begin{bmatrix} [\Delta P_3 + P_{\text{exc}}] \\ [\Delta Q_3 + Q_{\text{exc}}] \\ [\Delta \phi_3 + \phi_{\text{exc}}] \\ [\Delta A_3 + A_{\text{exc}}] \end{bmatrix},$$

wobei $\Delta P_3 + P_{\text{exc}} \stackrel{\text{def}}{=} (u_{3d} - \bar{u}_{3d} + u_{\text{exc},d}) \cdot (i_d - \bar{i}_d + i_{\text{exc},d}) + (u_{3q} - \bar{u}_{3q} + u_{\text{exc},q}) \cdot (i_q - \bar{i}_q + i_{\text{exc},q})$ und die anderen drei Größen entsprechend definiert sind. Es handelt sich bei diesen vier Größen um Variationen um ihren stationären Arbeitspunkt. Wie im Fall der Identifikation der klassischen Impedanz müssen hierzu nur gemessene Zeitreihen des Stroms \mathbf{i} und der Spannungen \mathbf{u}_1 und \mathbf{u}_3 vorliegen sowie die Anregungssignale \mathbf{i}_{exc} und \mathbf{u}_{exc} bekannt sein.

4.16.3 Beispiel „Power-Domain-Impedance“

Eine beispielhafte In-Situ-Messung der PD-Impedanz demonstriert die Funktionsweise des Verfahrens und dient zur Erläuterung der praktischen Aspekte.

Das Beispiel ist ein netzbildender Wechselrichter mit der virtuellen Synchronmaschine aus [3: Duckwitz19], wobei die eingespeiste Energie einer idealen Gleichspannungsquelle entnommen wird. Zwei Varianten kommen zum Einsatz: die erste stellt nur Systemträgheit mit der Anlaufzeitkonstante $T_a = 10\text{s}$ bereit, die zweite ist zusätzlich mit einer Frequenzstatik mit der Steigung $g = 40\text{ \%}/\text{Hz}$ ausgerüstet. Die beiden physikalischen Impedanzen werden als LR-Glieder mit $\mathbf{Z}_1 = 0.0563 + 0.0884j$ und $\mathbf{Z}_2 = 0.0282 + 0.0442j$ gewählt. Für beide gilt $\frac{R}{X} = 0.64$. Es handelt sich somit um ein resistives Netz.

Die Anregungssignale $[i_{\text{exc},d} \quad i_{\text{exc},q} \quad u_{\text{exc},d} \quad u_{\text{exc},q}]$ sind unkorreliertes Binärauschen mit der Amplitude 0.02 pu. Da man sich bei der PD-Impedanz vor allem für den subsynchronen Frequenzbereich interessiert, ist eine Wahl der Frequenz der Schaltzeitpunkte von 100 Hz sinnvoll.⁷ Abbildung 4.16-2 zeigt die normierten Kreuzkorrelationsfunktionen $r_{xy}(\tau)$ für die verschiedenen Signalkombinationen. Bei der Durchführung der Identifikation zeigte sich, dass die identifizierten Frequenzantworten im niedrigen Frequenzbereich unterhalb 1 Hz stark verrauscht sind. Deshalb werden die Anregungssignale zusätzlich mit einem niederfrequenten Tiefpass mit der Übertragungsfunktion $F(s) = \frac{2\pi}{s + 0.2\pi}$ gefiltert, um so die Anregungsenergie im niedrigen Frequenzbereich gegenüber der im hohen Frequenzbereich zu verstärken.

⁷ Empfehlung in [4: Godfrey93, S. 139] ist das 2.5-fache der höchsten, interessierenden Frequenz.

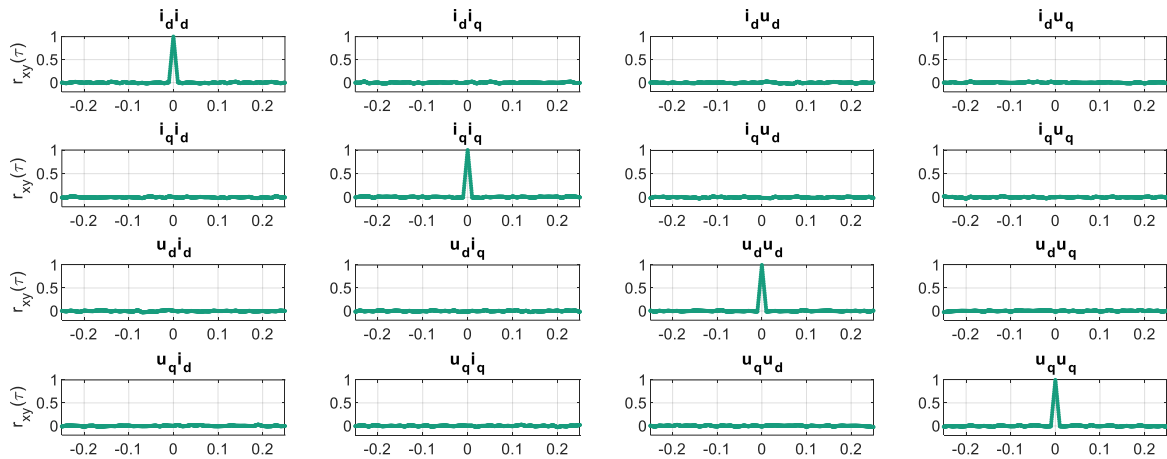


Abbildung 4.16-2: Normierte Kreuzkorrelationsfunktionen $r_{xy}(\tau)$ für alle Kombinationen der Anregungssignale.

Bei einer Messdauer von 10 min ergeben sich die in Abbildung 4.16-3 gezeigten PD-Admittanzen für die beiden Varianten, wobei zur Validierung die jeweils zugehörigen Kurvenverläufe für analytische Referenzmodelle dargestellt sind. Generell ist eine hohe Übereinstimmung zwischen In-Situ-Messung und Referenzmodell festzustellen. Messunsicherheit macht sich als Rauschen in den identifizierten Kurven bemerkbar. Diese lässt sich verringern durch längere Messzeit und/oder Optimierung des Spektrums des Anregungssignals, siehe z. B. [4: Godfrey93].

4.16.4 Was kann den Frequenzverläufen entnommen werden?

Die Übertragungsfunktion des Kanals links oben ($\Delta f \rightarrow \Delta P$) entspricht der Darstellung der sogenannten NFP-Charts (Network Frequency Perturbation) aus [5: Yu17] bzw. der NFP-Plots aus [6: NGESO22], das heißt der Wirkleistungsantwort des Prüflings auf Pendelung der Netzfrequenz. Es zeigt sich der für virtuelle Synchronmaschinen typische Verlauf, der im Prinzip der einer realen Synchronmaschine mit sehr hoher Dämpfung entspricht [3: Duckwitz19]. Die gewählte Trägheitskonstante $T_a = 10s$ lässt sich aus dem asymptotischen Verlauf der Variante „inertia“ bei niedrigen Frequenzen zu

$$\check{T}_A = \frac{\Delta P}{\Delta f} \cdot \frac{50\text{Hz}}{2\pi \cdot f_{\text{Pert}}} = -10\text{dB} \cdot \frac{50\text{Hz}}{2\pi \cdot 0.25\text{Hz}} = 10.07s$$

abschätzen, vgl. [9: Tielens16]. Bei der Variante mit Frequenzstatik schätzt man den Gradienten $g = \frac{\Delta P}{\Delta f}$ aus der Asymptote bei niedrigen Frequenzen zu

$$\check{g} = \frac{\Delta P}{\Delta f} = -8\text{dB} \cong 39.8\%/Hz.$$

Aus dem Spitzenwert bei ca. 2 Hz können wir auch die Frequenz der „Swing Equation“ entnehmen, wie sie sich beim Anschluss an ein ideal starres Netz ergeben würde, vgl. [7: Kundur94, S. 128].

Die Übertragungsfunktion des Kanals rechts unten ($\Delta u \rightarrow \Delta Q$) gibt Spannungsamplitudenabhängige die Blindleistungslieferung wieder. Der netzbildende Wechselrichter verhält sich hier wie eine



Spannungsquelle hinter einer Impedanz. Der konkrete Wert beträgt $\frac{\Delta Q}{\Delta u} = 13.7dB \approx 5$, d.h. 1% Amplitudenreduktion bewirkt 5% zusätzliche Blindleistungslieferung.

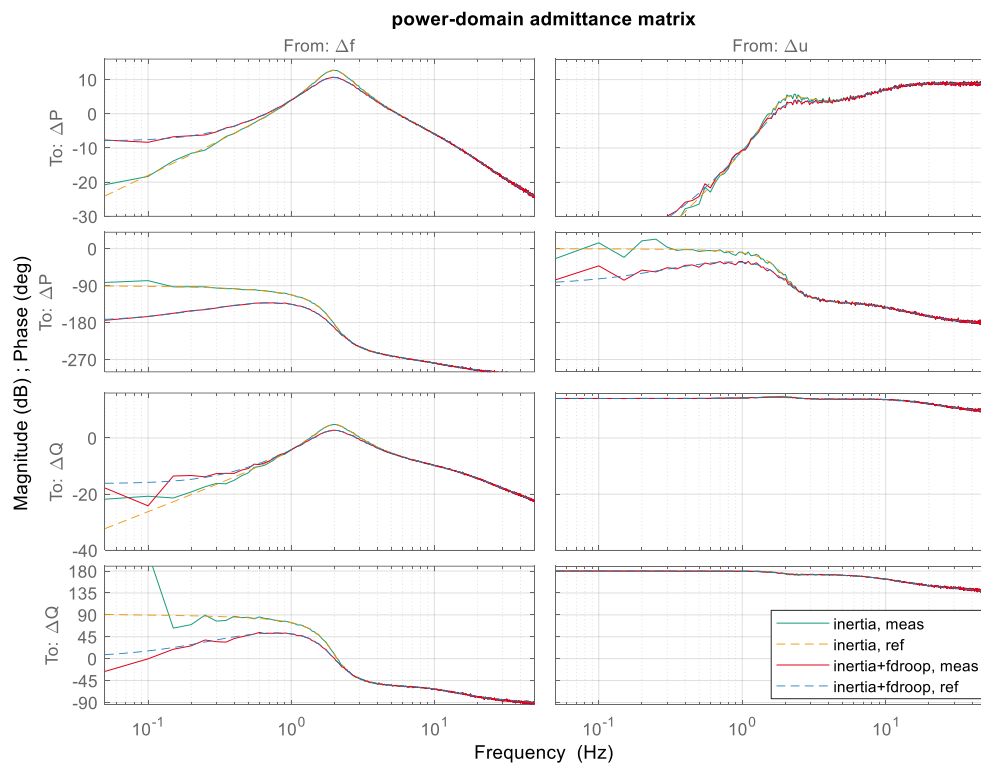
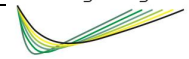


Abbildung 4.16-3: PD-Admittanz des netzbildenen Umrichters mit Trägheitsbereitstellung („inertia“) und zusätzlicher Frequenzstatik („fdroop“). Frequenzeingang in Hz, alle anderen Größen in pu. Vergleich zwischen In-Situ-Messung („meas“) und analytischem Referenzmodell („ref“).

4.16.5 Zusammenfassung

Das neuartige In-Situ-Verfahren ermöglicht es, mit minimalem gerätetechnischem Aufwand Impedanzkurven zu vermessen, auch von leistungselektronischen Komponenten im Multimegawatt-Bereich. Besonders die Variante zu Vermessung der PD-Impedanz ist interessant, da damit einige zentrale netzbildende Eigenschaften von Stromrichtern in ihrer normalen Betriebsumgebung charakterisiert werden können. Weiterführende Arbeiten sollten sich mit dem Einfluss von Messrauschen und der Optimierung der Anregungssignale, z. B. im Hinblick auf parametrische Modellierung der Übertragungsfunktionen, vgl. [8: Kahn22], sowie einer Unsicherheitsbetrachtung bzw. Fehlerrechnung beschäftigen, um dann die Methodik in Labor- und Feldtests zu validieren.



4.16.6 Literatur

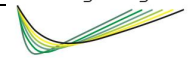
- [1] Roinila, T.; Vilkkö, M.; Suntio, T. (2009): Fast Loop Gain Measurement of a Switched-Mode Converter Using a Binary Signal with a Specified Fourier Amplitude Spectrum. In: IEEE Transactions on Power Electronics 24 (12), S. 2746–2755. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2027706.
- [2] Soderstrom, T.; Ljung, L.; Gustavsson, I. (1976): Identifiability conditions for linear multivariable systems operating under feedback. In: IEEE Transactions on Automatic Control 21 (6), S. 837–840. DOI: 10.1109/TAC.1976.1101376.
- [3] Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia. Dissertation. Universität Kassel.
- [4] Godfrey, Keith (Hg.) (1993): Perturbation signals for system identification. 1. publ. New York: Prentice Hall (Prentice Hall international series in acoustics, speech, and signal processing).
- [5] Yu, Mengran; Roscoe, Andrew J.; Dyśko, Adam; Booth, Campbell D.; Ierna, Richard; Zhu, Jiebei; Urdal, Helge (2017): Instantaneous penetration level limits of non-synchronous devices in the British power system. In: IET Renewable Power Generation 11 (8), S. 1211–1217. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0352.
- [6] National Grid Electricity System Operator: The grid code: Issue 6. 13. Aufl., zuletzt geprüft am 12.09.2022.
- [7] Kundur, P. (1994): Power system stability and control. New York: McGraw-Hill.
- [8] Khan, Md Asif Uddin; Hong, Qiteng; Di Liu; Egea-Álvarez, Agusti; Avras, Andreas; Dyśko, Adam et al. (2022): Experimental assessment and validation of inertial behaviour of virtual synchronous machines. In: IET Renewable Power Generation 16 (9), S. 1897–1907. DOI: 10.1049/rpg2.12496.
- [9] Tielens, Pieter; van Hertem, Dirk (2016): The relevance of inertia in power systems. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 55, S. 999–1009. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.016.



5 Anhang

5.1 Publikationen aus dem Projekt

1. „Enhanced Grid-Forming Inverters in Future Power Grids“, Peter Unruh et. al., EPE'18 ECCE. (Dieser Beitrag wurde mit dem „Young Author Best Paper Award“ ausgezeichnet.)
<http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-581565.html>
2. „Impact of inverters with virtual synchronous machine control in low voltage grids“, Florian Rauscher, Edwin Rebak, Bernd Engel (alle elenia), 8th Solar Integration Workshop, Stockholm, October 2018
3. „Experiences with large grid-forming Inverters on various Island and Microgrid projects“. O. Schömann, T. Bülo, C. Hardt, R. Hesse, A. Falk, P.-R. Stankat, H. Sadri, W. Krüger (alle SMA), 4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece, May 2019
4. „Load frequency control for frequency stability analysis of prospective power systems with high shares of inverter based generation“. Arun Kannan, Maria Nuschke, Diana Strauß-Mincu, „13th IEEE PES PowerTech Conference, Mailand, June 2019
5. „Power System Stability Analysis for System-split Situations with Increasing Shares of Inverter-based Generation“, Maria Nuschke, Björn Oliver Winter (elenia), Diana Strauß-Mincu, Bernd Engel (elenia), NEIS Konferenz Hamburg, September 2019
6. „Grid stabilizing control systems for battery storage in inverter-dominated island and public electricity grids“, A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk, T. Bülo (alle SMA), 13th ETG/GMA-Symposium, Energy Transition in Power Supply - System Stability and System Security, September 2019
7. „Next Generation Utility Scale PV- and Storage Systems: New Steps towards a 100% Renewable Generation“, T. Bülo, A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk, O. Schömann, L. Grebe (alle SMA), 9th Solar & Storage Integration Workshop, Dublin, October 2019
8. „Frequenzstabilität im umrichterbasierten Verbundsystem“, Maria Nuschke, FNN Kongress Netze Nürnberg, Dezember 2019
9. „Frequenzstabilität bei Netzauftrennungen im umrichterdominierten Verbundsystem“, Maria Nuschke, RETCon Conference, Nordhausen, Februar 2020
10. „Bewertung verschiedener Regelungsansätze für Speichersysteme zur Verbesserung der Kurzzeit-Frequenzstabilität“, Florian Rauscher, Björn Oliver Winter, Julia Seidel, Bernd Engel (alle elenia), 16. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2020
11. „PV-Speichersysteme für den stabilen und sicheren Betrieb regenerativ dominierter Energienetze“. A. Knobloch, T. Bülo, C. Hardt, A. Falk, G. Bettenwort (alle SMA), 35. PV-Symposium Bad Staffelstein, März 2020
12. „Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods“. Peter Unruh, Maria Nuschke, Friedrich Welck, Philipp Strauß, MDPI Energies, Special Issue Modern Power System Dynamics, Stability and Control, May 2020, <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2589/html>
13. „Frequency Stability Analysis for Inverter Dominated Grids“, Arun Kannan, Maria Nuschke, Bodgan-Petru Dobrin (University of Bucharest), Diana Strauss-Mincu, 21st PSCC 2020 Conference, Porto, June 2020. <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-602686.html>
14. „Power Factor Improvement by Active Distribution Networks During Voltage Emergency Situations“, Luis Pabón Ospina, Thierry van Cutsem (University of Liège), 21st PSCC 2020 Conference, Porto, June 2020.
15. „Advanced Laboratory Testing Methods Using Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Techniques: A Survey of Smart Grid International Research Facility Network Activities“ Juan Montoya et al, MDPI energies, Special Issue ISSN 1996-1073, June 2020, <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3267>



16. „Emergency Support of Transmission Voltages by Active Distribution Networks: A Non-intrusive Scheme“, Luis Pabón Ospina, Thierry van Cutsem (University of Liège), IEEE Transactions on Power Systems, September 2020
17. „Voltage imbalance resilience and mitigation using grid forming inverters in low-voltage distribution grids“, Björn Oliver Winter, Bernd Engel (alle elenia), In: Energynautics GmbH (Hg.): 10th Solar & Storage Integration Workshop. International Workshop on Integration of Solar Power and Storage into Power Systems, Darmstadt, November 2020 https://www.researchgate.net/publication/349138829_Voltage_imbalance_resilience_and_mitigation_using_grid_forming_inverters_in_low-voltage_distribution_grids
18. „Experimental validation of current limitation methods for grid forming inverters“, Florian Rauscher, Timo Sauer, Bernd Engel (alle elenia), 19th Wind Integration Workshop, Darmstadt, November 2020
19. „Islanding Dependencies and Detection in low-Voltage grids with grid forming Inverters“, Winter, Björn; Rauscher, Florian; Engel, Bernd (2021). In: The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin - online 2021). 1-2 March 2021, Online Conference, 1-2 March 2021. Institution of Engineering and Technology. Stevenage: IET, S. 25–30.
20. „Islanding Dependencies and Detection in low-Voltage grids with grid forming Inverters“, Winter, Björn Oliver; Rauscher, Florian; Engel, Bernd (2021 In: The IET (Hg.): Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin). RPG Dublin, 01.03.2021.
21. „Dynamic equivalents of nonlinear active distribution networks based on Hammerstein-Wiener models: an application for long-term power system phenomena“ Luis Pabon Ospina, Valeria Usuga Salazar and Daniel Pabon Ospina, IEEE Transactions on Power Systems (im Review Prozess)
22. „Determination of the frequency characteristic of grid forming inverters by laboratory measurements“, Maria Nuschke, Bernd Engel (elenia), Florian Rauscher (elenia), NEIS Conference, Hamburg, 13.-14.09.2021
23. „Fault operation of grid-forming converters with focus on a system stability“ Nils Wiese, Daniel Duckwitz, Maria Nuschke, Yonggang Zhang (Uni Kassel), Martin Braun, 11th Solar & Storage Integration Workshop, September 2021
24. „Synchronous Energy Storage System with Inertia Capabilities for Angle, Voltage and Frequency Stabilization in Power Grids“ A. Knobloch, C. Hardt, A. Falk, T. Bülo, S. Scheurich, C. Khalfet, R. Hesse, T. Becker, R. Bhattia (alle SMA), 11th Solar & Storage Power System Integration Workshop, September 2021
25. „PV as an ancillary service provider 2021“, M. Kraiczky, A. Knobloch (SMA), D. Premm (SMA) et al., IEA PVPS Task 14 Solar PV in the 100% RES Power System, October 2021
26. „Unsymmetrische Beiträge zur Momentanreserve durch Erzeugung, Verbrauch und Speicher“, Johannes Heid (Uni Kassel), Walter Schittek (Uni Kassel), Christian Hachmann (Uni Kassel), Martin Braun, Konferenz Zukünftige Stromnetze, Januar 2022
27. „Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen“, Florian Rauscher, Violetta Zimmermann, Timo Sauer, Bernd Engel (alle elenia), 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria
28. „Extended Nodal Admittance Matrix Based Stability Analysis of HVDC Connected AC Grids“, Yonggang Zhang (Uni Kassel), Daniel Duckwitz, Nils Wiese (Uni Kassel), Martin Braun, IEEE Access, Mai 2022, <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/74860135-93b0-48c1-bee9-be2f8d4a15bf/details>
29. „Impact of phase feed-forward control of grid-forming inverters on frequency behavior in interconnected power systems“, Maria Nuschke, Thomas Degner, NEIS, Hamburg, 26.-27.09.2022
30. „Continuous Grid-Forming Control with Transient Current Limitation“, Kai P. Fischbach (Uni Kassel), Nils Wiese, Yonggang Zhang (Uni Kassel), Martin Braun, NEIS, Hamburg, 26.-27.09.2022



31. „Towards Standardised Testing Procedures for Inertia Provision of Grid Forming Inverters“, Nils Schäfer, Siddhi Shrikant Kulkarni, Gunter Arnold, Vivek Vinod Balani Mahtani, Wind and Solar Integration Workshop, Den Haag, October 2022 <https://ieeexplore.ieee.org/document/10117526>
32. „EMT-HIL Systems to Analyze the Stability in Inverter-Dominated Transmission and Distribution Systems“, Thomas Degner, Simon Eberlein, Luis David Pabon Ospina, Diana Strauß-Mincu, Carsten Heising (Avasition GmbH) Roman Bartelt (Avasition GmbH), Wind and Solar Integration Workshop, Den Haag, October 2022
33. „Asymmetric and Confined Operation of a Generic Virtual Synchronous Machine“, Johannes Heid, Walter Schitteck (Uni Kassel), PESS & PELSS 2022, Kassel, 2.-4.11.2022
34. „On the Control Interaction of Synchronous Machine and Inverter-Based Resources during System-Split Situations“ Yonggang Zhang (Uni Kassel), Nils Wiese; Zheng Liu (Uni Kassel), Martin Braun (Uni Kassel), International Journal of Electrical Power and Energy Systems
35. „New Current Limiting Control for Grid-Forming Converter under Unbalanced Faults“, Nils Wiese (Uni Kassel), Yonggang Zhang (Uni Kassel), Martin Braun, Wind and Solar Integration Workshop, Den Haag, October 2022
36. “Open-Source EMT Model of Grid-Forming Converter with Industrial Grade SelfSync and SelfLim Control“, Simon Eberlein, Peter Unruh, Tobias Erckrath, IEEE PES ISGT Europe, Grenoble, October 2023
37. “Systemstabilität durch Leistungselektronik“, Nauman Beg (DLR), Frank Schuldt (DLR), Philipp Strauß, Anton Plietzsch (Fraunhofer IEG), Christoph Nolden (Fraunhofer IEG), Johannes Schiffer (Fraunhofer IEG), Rebekka Denninger (Fraunhofer ISE), Gesa Quistorf (Fraunhofer IWES), FVEE-Jahrestagung, Oktober 2023
38. “On the control interaction of synchronous machine and inverter-based resources during system-split situations“, Y. Zhang et al” in International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 152, October 2023, 109227

5.2 Projektbegleitende Dissertationen

Maria Nuschke: „Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz“, 15.11.2021. Hrsg.: Fraunhofer IEE, Kassel 2022

<https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/58eabd0d-d142-4530-87d3-d491e65596cb/details>

Luis David Pábon Ospina: „Long-Term Voltage Stability of Electric Power Systems Hosting Inverter-Interfaced Energy Sources“, 05.11.2021.

<https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/13529>

Florian Rauscher: „Dynamik von netzbildenden Wechselrichtern in zukünftigen Verteilungsnetzen“, Dissertation an der Technischen Universität Braunschweig: Doktorhut Verlag, 2024

Es wurden weitere Promotionsvorhaben durch die Projektarbeit unterstützt, die noch nicht abgeschlossen sind.