

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen



Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Einsatz der Virtuellen Synchronmaschine (VISMA) als Unterbrechungsfreie Stromversorgung im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb

Anja Ufkes

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 86

 Cuvillier Verlag Göttingen

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:



Einsatz der Virtuellen Synchronmaschine (VISMA) als Unterbrechungsfreie Stromversorgung im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb

DISSERTATION

zur Erlangung des Doktorgrades
der Ingenieurwissenschaften

vorlegt von
Anja Ufkes

genehmigt von der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung
24.04.2025

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2025

Zugl.: Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal, Diss., 2025

Dekanin

Prof. Dr. rer. pol. Ingeborg Wulf

Vorsitzender der Promotionskommission

Prof. Dr. mont. Dr. rer. nat. Michael Fischlschweiger

Betreuer

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Gutachterin

Pof. Dr.-Ing. Ines Hauer

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2025

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Diese Veröffentlichung wurde aus Mitteln des Publikationsfonds NiedersachsenOPEN, gefördert aus zukunf.niedersachsen, unterstützt.

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC BY 4.0). <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Es steht Ihnen frei, das Material weiterzugeben und zu bearbeiten, auch zu kommerziellen Zwecken, solange die entsprechende Quellenangabe gemacht wird. Sie müssen auch einen Link zur Lizenz angeben und darauf hinweisen, wenn Änderungen vorgenommen wurden. Alle Rechte für Inhalte, die nicht unter diese Lizenz fallen, sind vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1.Auflage, 2025

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-68952-319-

ISBN eBook 978-3-68952-320-6

ORCID 0009-0009-5682-5718

ISNI 0000 0005 2802 7202

ISSN 2943-8276

Zusammenfassung

Die angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen im Sinne des Klimaschutzes bringt einen drastischen Wandel des Energiesystems mit sich. Zur Stromerzeugung werden immer mehr umrichterbasierte Erzeugungsanlagen eingesetzt, die insbesondere aus Sonne und Wind elektrische Energie bereitstellen. Mit der steigenden Anzahl an Umrichtern im Netz sinkt jedoch der Anteil an konventionellen Kraftwerken mit elektromechanischen Synchronmaschinen mit ihren inhärent vorhandenen stabilisierenden Eigenschaften. Zukünftig müssen somit Umrichter diese Aufgaben übernehmen. Hierzu sind neuartige Schaltungs- und Regelkonzepte nötig, die sogenannten netzbildenden Umrichter.

Neben ihrem Beitrag zur Systemstabilität im Netzparallelbetrieb können sie im Inselnetzbetrieb in kleinen (Teil-)Netzen (Microgrids) netzbildend agieren und Lasten weiterversorgen, trotz Ausfall des vorgelagerten Netzes. Der elementaren Umrichterregelung sind Statiken überlagert, hierdurch lassen sich andere Erzeuger einfach einbinden und eine Leistungsaufteilung ohne zusätzliche Kommunikation ermöglichen. Die bisherigen Untersuchungen fokussierten sich auf diese beiden Fälle, also entweder den Netzparallel- oder den Inselnetzbetrieb. Für ein stabiles System ist es jedoch ebenso wichtig, dass Fehlerfälle beherrscht werden können. Hieraus ergibt sich die Idee zur Erweiterung des Einsatzes eines netzbildenden Umrichters als unterbrechungsfreie Stromversorgung.

In dieser Arbeit werden zwei Ansätze netzbildender Umrichter vorgestellt, untersucht und verglichen: Die Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) und der Voltage Controlled Inverter (VCI). Es wird ein Simulationsmodell in MATLAB/Simulink aufgebaut und beide Umrichterkonzepte in den normalen Netzzuständen Netzparallel- und Inselnetzbetrieb getestet. Der Fokus liegt auf dem netzdienlichen Verhalten zur Frequenz- und Spannungshaltung durch die instantane Bereitstellung von Momentanreserve, sowie Frequenzstützung durch eine Primärregelung und blindleistungsabhängige Spannungshaltung. Die Netzbildung ist Kernthema im Inselnetzbetrieb, unter den Bedingungen, die identische Regelung wie im Netzparallelbetrieb zu nutzen und weitere Erzeugungsanlagen ohne zusätzliche Kommunikation einbinden

zu können. Außerdem werden die Fehlerfälle Netzausfall, Kurzunterbrechungen und Kurzschlüsse betrachtet. Wie gezeigt wird, weist hierbei die VISMA ein robusteres Verhalten auf, dementsprechend wird im Folgenden ausschließlich dieses Konzept weiter verfolgt.

Das vorgestellte VISMA-Modell mit seiner überlagerten Statikregelung wird anschließend auf einem echtzeitfähigen Prüfstand implementiert und damit das Simulationsmodell validiert. Um im Sinne einer USV-Anlage eine Last nicht nur weiterversorgen, sondern auch vor netzseitigen Fehlern schützen zu können, wird eine Kurzschlussregelung entwickelt, die bis zur Abtrennung des Netzfehlers die Last vor vollständiger Spannungsunterbrechung schützen kann. Diese zusätzliche Regelung basiert auf dem aktiven Umschalten der Statorparameter im VISMA-Modell, sobald der Kurzschluss erkannt ist. So kann die VISMA gleichzeitig in den Kurzschluss speisen und die Last versorgen, es wird Zeit gewonnen den Fehler zu klären oder vom Netz abzutrennen.

In dieser Arbeit beschreibt und vergleicht die Verfasserin das Verhalten von VISMA und VCI in verschiedenen Netzzuständen und verdeutlicht deren möglichen Beitrag zur Systemstabilität von Netzen der Zukunft. Außerdem zeigt sie eine neuartige Möglichkeit auf, wie die VISMA ihren Einsatzbereich erweitern kann, ohne die positiven netzdienlichen Eigenschaften für die Systemstabilität zu verlieren. Diese Arbeit kann damit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit durch neuartige Betriebsmittel im zukünftigen Netz mit großem Anteil netzbildender Umrichter beitragen.

Abstract

The targeted reduction in greenhouse gas emissions in the interests of climate protection is bringing about a drastic change in the energy system. More and more inverter-based generation systems are being used to generate electricity, which provide electrical energy from the sun and wind in particular. However, with the increasing number of inverters in the grid, the proportion of conventional synchronous machines with their inherent stabilising properties is decreasing. In the future, inverters will therefore have to take over these tasks. This will require new circuit designs and control concepts, the so-called grid-forming inverters.

In addition to their contribution to system stability in parallel grid operation, they can act as grid-forming inverters in small (sub)grids (microgrids) in island grid operation and continue to supply loads despite the failure of the grid. The basic inverter control is overlaid with statics, which allows other generators to be easily integrated and enables power distribution without additional communication. Previous investigations have focussed on these two cases, i. e. either parallel grid operation or island grid operation. However, it is equally important for a stable system that faults can be managed. This gives rise to the idea of extending the use of a grid-forming inverter as an uninterruptible power supply.

This thesis presents, analyses and compares two approaches to grid-forming inverters: The Virtual Synchronous Machine (VISMA) and the Voltage Controlled Inverter (VCI). A simulation model is set up in MATLAB/Simulink and both inverter concepts are tested in the normal grid states of grid-parallel and islanded grid operation. The focus is on the grid-supporting behaviour for frequency and voltage maintenance through the instantaneous provision of inertia, as well as frequency support through primary control and reactive power-dependent voltage maintenance. Grid forming is the core issue in islanded grid operation, under the conditions of being able to use the identical control as in parallel grid operation and to integrate additional generation plants without extra communication. In addition, the fault cases of grid failure, short interruptions and short circuits are considered. The

VISMA exhibits a more robust behaviour here, so only this concept will be pursued further in the following.

The VISMA model presented with its superimposed droop control is then implemented on a real-time capable test bench, thereby validating the simulation model. In order to be able to not only continue to supply a load in the sense of a UPS system, but also to protect it from grid-side faults, a short-circuit control is developed that can protect the load from complete voltage interruption until the grid fault is isolated. This additional control is based on the active switching of the stator parameters in the VISMA model as soon as the short circuit is detected. This allows the VISMA to feed into the short circuit and supply the load at the same time, gaining time to clear the fault or disconnect it from the grid.

In this thesis, the author describes and compares the behaviour of VISMA and VCI in different grid states and illustrates their potential contribution to the system stability of future grids. In addition, she highlights a novel way in which VISMA can expand its range of applications without losing its positive grid-supporting properties for system stability. This work can thus contribute to increasing supply reliability through novel equipment in future grids with a large proportion of grid-forming inverters.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IX
Tabellenverzeichnis	XV
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	XVII
1 Motivation	1
1.1 Problemstellung und Lösungsansatz	3
1.2 Aufbau der Arbeit	5
2 Netzbildende Umrichter	7
2.1 Ansatz der virtuellen Synchronmaschine	8
2.1.1 Genereller Aufbau eines VISMA-Systems	9
2.1.2 Überblick der verschiedenen VISMA-Modelle	11
2.1.3 Betriebsverhalten der VISMA	20
2.2 Ansatz eines spannungsgeregelten Wechselrichters	23
2.2.1 Genereller Aufbau eines spannungsgeregelten Wechselrichters	24
2.2.2 Frequenzregler eines VCI	26
2.2.3 Spannungsregler eines VCI	29
2.3 Gemeinsamkeiten und Unterschiede von VISMA und VCI	31
3 Systemverhalten in verschiedenen Netzzuständen	33
3.1 Beschreibung des Simulationsmodells	33
3.1.1 VISMA	39
3.1.2 VCI	43
3.1.3 Außernetz und Leitungsnachbildung	45
3.1.4 Lasten	46
3.1.5 Weitere Teile	46
3.2 Verhalten im Netzparallelbetrieb	47
3.2.1 Frequenzhaltung	48
3.2.2 Spannungshaltung	57
3.3 Verhalten im Inselnetzbetrieb	61
3.3.1 Schwarzstart	62
3.3.2 Verschiedene Lastfälle	68

3.3.3	Parallelschaltung mehrerer Netzbildner	78
3.4	Verhalten bei Netzausfall	93
3.4.1	Unterbrechungsfreier Übergang ins Inselnetz	93
3.4.2	Wiederzuschalten auf Netz	101
3.5	Verhalten bei Kurzunterbrechungen	102
3.6	Verhalten bei Kurzschluss	116
3.6.1	Kurzschluss direkt am Netzanschlusspunkt	117
3.6.2	Kurzschluss im Netz mit Distanz zum Netzanschlusspunkt	124
3.7	Zwischenfazit	130
4	Validierung des VISMA-Verhaltens	133
4.1	Prüfstand	133
4.1.1	VISMA-Maschinenmodell und überlagerte Regelung	133
4.1.2	Stromregelung	135
4.1.3	Aufbau des Leistungsteils	137
4.2	Laborversuche	138
4.2.1	Messung 1 – Wirkung der überlagerten Regelung im Netz-parallelbetrieb	141
4.2.2	Messung 2 – Leistungsvorgaben im Netzparallelbetrieb	144
4.2.3	Messung 3 – Laständerungen im Inselnetz	146
4.2.4	Messung 4 – Weiterversorgung einer Last durch die VISMA bei Netzausfall	151
4.2.5	Vergleich von Simulation und Messung	155
5	Anwendung: VISMA als USV	157
5.1	Einsatz von USV-Anlagen	157
5.1.1	Betriebsarten	158
5.1.2	Spannungserzeugung	162
5.1.3	Weitere Merkmale	164
5.2	Konzept der USV-VISMA	165
5.3	Unterbrechungsfreie Weiterversorgung bei Netzausfall	167
5.4	Erweiterung um Kurzschlussregelung zum Schutz der Last vor netzseitigen Kurzschlüssen	169
5.4.1	Beheben des Fehlers (ohne Auftrennung)	172
5.4.2	Auftrennen des Netzes nach Kurzschluss	180
5.4.3	Laborversuch zum Kurzschluss im Inselnetz	187
6	Zusammenfassung und Ausblick	193
	Literatur	197

Abbildungsverzeichnis

1.1	Installierte Leistung und Nettostromerzeugung der erneuerbaren Energien in Deutschland von 2018 bis 2045	2
2.1	Schematischer Aufbau eines VISMA-Systems	10
2.2	Schematische Darstellung des VISMA-Umrichters als 2-Level-IGBT-Umrichter mit Spannungszwischenkreis	11
2.3	Blockschaltbild des dq-Modells der VISMA	13
2.4	Blockschaltbild des abc-Modells	14
2.5	Ersatzschaltbild des Stators der VISMA	15
2.6	Blockschaltbild des inversen VISMA-Modells	19
2.7	Blockschaltbild des KVM-Modells der VISMA	20
2.8	PQ -Diagramm zur Darstellung des Vier-Quadranten-Betriebs der VISMA	22
2.9	Übersicht der Reglerstruktur eines VCI's	25
2.10	Regelkreis der Frequenzregelung des VCI's mit zusätzlicher Primärregelung	29
2.11	Zwei Varianten des Regelkreises der Spannungsregelung des VCI's	30
2.12	Regelkreis der Spannungsregelung des VCI's mit zusätzlicher Spannungshaltung	30
3.1	Schematischer Aufbau des Simulationsmodells	34
3.2	Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie zur Definition der Statik und Reglerleistungszahl	35
3.3	Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie zur Definition der Statik und Reglerleistungszahl	37
3.4	Standard- $Q(U)$ -Kennlinie der VDE-AR-N 4105	38
3.5	Blockschaltbild der übergeordneten VISMA-Regelung	41
3.6	Aufbau des Kurzschließers	47
3.7	Schema des Modells zur Momentanreservebereitstellung durch die VISMA	50
3.8	Rotorkreisfrequenz und Wirkleistung der VISMA als Reaktion auf eine Frequenzänderung im Netz (Momentanreserve)	51

3.9 Rotorkreisfrequenz und Wirkleistung der VISMA als Reaktion auf eine Frequenzänderung im Netz (Momentanreserve und Primärregelung)	52
3.10 Kreisfrequenz und Wirkleistung des VCIs als Reaktion auf eine Frequenzänderung im Netz (Momentanreserve)	54
3.11 Kreisfrequenz und Wirkleistung des VCIs als Reaktion auf eine Frequenzänderung im Netz (Momentanreserve und Primärregelung)	56
3.12 Spannung und Blindleistung der VISMA mit überlagerter Regelung bei sprungförmiger Netzspannungsänderung	59
3.13 Spannung und Blindleistung VCIs mit überlagerter Regelung bei sprungförmiger Netzspannungsänderung	60
3.14 Schwarzstart der VISMA mit kleiner Last	64
3.15 Schwarzstart der VISMA mit großer Last	65
3.16 Schwarzstart des VCIs mit großer Last	67
3.17 Frequenz, Spannung und Leistungen der VISMA als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei Lasterhöhung	70
3.18 Frequenz, Spannung und Leistungen der VISMA als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer Lasterhöhung	72
3.19 Klemmenspannung und Phasenströme der VISMA als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer Lasterhöhung	73
3.20 Frequenz, Spannung und Leistungen des VCIs als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei Lasterhöhung	74
3.21 Frequenz, Spannung und Leistungen des VCIs als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer Lasterhöhung	76
3.22 Klemmenspannung und Phasenströme des VCIs als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer Lasterhöhung	77
3.23 Schema des Modells für Simulationen mit zwei netzbildenden Umrichtern	79
3.24 Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Statiken und Last	81
3.25 Spannung und Ströme im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Statiken bei ohmsch-induktiver Laststufe	82
3.26 Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten und Last	84
3.27 Spannung und Ströme im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten bei ohmsch-induktiver Laststufe	85
3.28 Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VCIs mit unterschiedlichen Statiken und Last	87
3.29 Spannung und Ströme im Inselnetz aus zwei VCIs mit unterschiedlichen Statiken bei ohmsch-induktiver Laststufe	89

3.30	Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VCIs mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten und Last	90
3.31	Spannung und Ströme im Inselnetz aus zwei VCIs mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten bei ohmsch-induktiver Laststufe	92
3.32	Schema des Modells für Simulationen zum Netzausfall	94
3.33	Frequenz, Spannung und Leistungen bei einem Netzausfall mit unterbrechungsfreier Weiterversorgung der Last durch die VISMA	96
3.34	Ströme und Spannung bei einem Netzausfall mit Weiterversorgung der Last durch die VISMA	97
3.35	Frequenz, Spannung und Leistungen bei einem Netzausfall mit unterbrechungsfreier Weiterversorgung der Last durch den VCI	99
3.36	Ströme und Spannung bei einem Netzausfall mit Weiterversorgung der Last durch den VCI	100
3.37	Zeitverläufe bei einer KU im Außennetz mit VISMA zur Weiterversorgung der Last	106
3.38	Spannungen und Phasendifferenz bei Netzwiederkehr nach einer KU im Außennetz mit VISMA zur Weiterversorgung der Last	108
3.39	Spannungs- und Stromverläufe bei einer KU im Außennetz mit VISMA zur Weiterversorgung der Last	109
3.40	Zeitverläufe bei einer KU im Außennetz mit VCI zur Weiterversorgung der Last	111
3.41	Spannungen und Phasendifferenz bei Netzwiederkehr nach einer KU im Außennetz mit VCI zur Weiterversorgung der Last	113
3.42	Spannungs- und Stromverläufe bei einer KU im Außennetz mit VCI zur Weiterversorgung der Last	114
3.43	Superpositionsprinzip beim Kurzschluss in einem Beispielnetzwerk	117
3.44	Schema des Modells für Simulationen zum Kurzschluss	118
3.45	Simulation eines Kurzschlusses an der VISMA	120
3.46	Ströme und Spannungen der VISMA mit überlagerter Regelung bei Kurzschluss direkt an der VISMA	121
3.47	Simulation eines Kurzschlusses am VCI ohne Statikregelungen	123
3.48	Simulation eines Kurzschlusses im Netz mit Distanz zur VISMA	126
3.49	Ströme und Spannungen der VISMA mit überlagerter Regelung bei Spannungseinbruch im Außennetz	127
4.1	Schematischer Aufbau des Prüfstands	134
4.2	Anpassung für die Blindleistungsregelung am Prüfstand	135
4.3	Zweipunktregler bzw. Phasenstromregler einer Phase	136
4.4	Innenansicht des Schaltschranks des Prüfstands	139
4.5	Beispielmessung des Stroms vor und nach der Glättungseinrichtung	140
4.6	Wirkung der überlagerten Regelung im Netzparallelbetrieb	142

4.7	Gemessene Spannungen und Ströme der VISMA im Netzparallelbetrieb	143
4.8	Änderung von Leistungssollwerten im Netzparallelbetrieb	145
4.9	Zuschaltung einer ohmschen Last im Inselnetz	147
4.10	Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA während Last- zuschaltung im Inselnetz	149
4.11	Anlauf einer ASM im Inselnetz	150
4.12	Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA während des ASM-Anlaufs im Inselnetz	152
4.13	Weiterversorgung einer Last durch die VISMA bei Ausfall des vorge- lagerten Netzes	153
4.14	Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA während des Ausfalls des vorgelagerten Netzes	154
5.1	Schematische Darstellung einer USV-Anlage im Dauerbetrieb	159
5.2	Schematische Darstellung einer USV-Anlage im passiven Mitlaufbetrieb	161
5.3	Schematische Darstellung einer USV-Anlage im aktiven Mitlaufbetrieb	162
5.4	Struktur der USV-VISMA	166
5.5	Spannungs- und Stromverläufe bei Netzausfall und Weiterversorgung der Last durch die USV-VISMA	168
5.6	Ersatzschaltbild im Kurzschlussfall mit VISMA zur Versorgung einer Last	169
5.7	Ersatzschaltbild zur Bestimmung des VISMA-Anteils des Kurz- schlussstroms	170
5.8	Simulation eines dreiphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit KS-Regelung	174
5.9	Simulation eines dreiphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit verzögerter KS-Regelung	176
5.10	Simulation eines einphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit KS- Regelung	178
5.11	Simulation eines einphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit ver- zögerter KS-Regelung	179
5.12	Simulation eines dreiphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit KS-Regelung und anschließender Inselnetzbildung	181
5.13	Simulation eines dreiphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit verzögerter KS-Regelung und anschließender Inselnetzbildung . . .	183
5.14	Simulation eines einphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit KS- Regelung und anschließender Inselnetzbildung	184
5.15	Simulation eines einphasigen Kurzschlusses an der VISMA mit ver- zögerter KS-Regelung und anschließender Inselnetzbildung	186
5.16	Erweiterung des Prüfstands um Kurzschließer, Netztrenner und Schutzreaktanz	188

5.17 Schematischer Aufbau des Prüfstands für den Kurzschlussversuch mit der VISMA im Inselnetzbetrieb	189
5.18 Simulierte Spannungen und Ströme an der VISMA während eines Kurzschlusses im Inselnetz	190
5.19 Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA während eines Kurzschlusses im Inselnetz	191

Tabellenverzeichnis

3.1	Parameter und Kenngrößen des VISMA-Maschinenmodells	40
3.2	Parameter der übergeordneten VISMA-Regelung	42
3.3	Parameter und Kenngrößen des VCI-Modells	44
3.4	Kenndaten der Leitungsnachbildung	45
3.5	Einstellwerte der Synchronisiereinrichtung für Synchrongeneratoren im Niederspannungsnetz	104
5.1	Parameter des Modells zur KS-Untersuchung mit der VISMA	173

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzungen

ASM	Asynchronmaschine
AWE	automatische Wiedereinschaltung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCI	current controlled inverter
EE	Erneuerbare Energien
EZS	Erzeuger-Zählpfail-System
FRT	fault ride through
IPM	intelligent power module (intelligentes Leistungsmodul)
KS	Kurzschluss
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KU	Kurzunterbrechung
NEA	Netzersatzanlage
NSHV	Niederspannungshauptverteilung
PCC	point of common coupling (Netzanschlusspunkt)
PLL	phase-locked loop (Phasenregelschleife)
PWM	Pulsweitenmodulation
RMS	root mean square (quadratisches Mittel, Effektivwert)
RoCoF	Rate of Change of Frequency (Frequenzänderungsrate, df/dt)
SM	Synchronmaschine

SR	Schutzreaktanzen
UR	Umrichter
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VCI	voltage controlled inverter
VFD	voltage and frequency dependent from mains supply
VFI	voltage and frequency independent from mains supply
VI	voltage independent from mains supply
VISMA	Virtuelle Synchronmaschine
VSM	virtual synchronous machine
VZS	Verbraucher-Zählpfeil-System
WR	Wechselrichter

Variablen und Parameter

A	Faktor des Zusammenhangs zwischen K_{fI} und K_{fP} des VCIs
A_{SM}	Dämpfungskonstante der echten SM
$A_{SM} \frac{d\theta}{dt}$	Dämpfungsmoment der echten SM
C	Kapazität
E_{kin}	kinetische Energie
f	Frequenz
H	Maschinen-/Trägheitskonstante
i, I	Strom
i_s	Phasenstrom der VISMA
I_k	Dauerkurzschlussstrom
I_δ	Toleranzband des Phasenstromreglers
J	Massenträgheitsmoment des Rotors
k	Reglerleistungszahl
K_d	Dämpfungsfaktor der VISMA

K_{fI}	Integralanteil des VCI-Frequenzreglers (Trägheitsfaktor)
K_{fP}	Proportionalanteil des VCI-Frequenzreglers (Dämpfungsfaktor)
K_{fPrim}	Primärregelung des VCIs
K_{PI}	Integralanteil des VISMA-Wirkleistungsreglers
K_{PP}	Proportionalanteil des VISMA-Wirkleistungsreglers
K_{QI}	Integralanteil des VISMA-Blindleistungsreglers
K_{QP}	Proportionalanteil des VISMA-Blindleistungsreglers
K_{UI}	Integralanteil des VCI-Spannungsreglers
K_{UP}	Proportionalanteil des VCI-Spannungsreglers
K_{USpgH}	Spannungshaltung des VCIs
L	Induktivität
L_s	Statorinduktivität der VISMA
m	Modulationsfunktion des Phasenstromreglers
M	Drehmoment
M_a	Antriebsmoment der echten SM (entspricht M_m)
M_d	Dämpfungsmoment
M_e	elektrisches Drehmoment
M_m	mechanisches Drehmoment
p, P	Wirkleistung
p	Polpaarzahl
q, Q	Blindleistung
R_s	Statorwiderstand, Wicklungswiderstand des Stators der VISMA
R'_b	Resistanzbelag der Leitungsnachbildung
s	Statik
S	Scheinleistung
S_k	Dauerkurzschlussleistung
syn	Logiksignal zur Synchronisation des VCIs

t	Zeit
T_A	(Netz-)Anlauf-/Trägheitszeitkonstante
T_d	Filterzeitkonstante des VISMA-Filters
$T_{f\text{Prim}}$	Zeitkonstante der Primärregelung des VCIs
$T_{U\text{SpGH}}$	Zeitkonstante der Spannungshaltung des VCIs
u, U	Spannung
U_{dc}	Zwischenkreisspannung
$U_{dc,p}$	positive Halbkreissspannung des Zwischenkreises
$U_{dc,n}$	negative Halbkreissspannung des Zwischenkreises
u_e, U_e	Erregerspannung, virtuelle Erregung der VISMA
U_{ext}	externe Spannung zur Synchronisation des VCIs
U_{int}	interne Spannung zur Synchronisation des VCIs
u_n, U_n	Netzspannung an den VISMA-Klemmen
X'_b	Reaktanzbelag der Leitungsnachbildung
X_s	Statorreaktanzen der VISMA
Z	Maschinenimpedanz
Z_{Cf}	Impedanz des Filterkondensators
Z_{Lf}	Impedanz der Filterdrossel
Z_s	virtuelle Impedanz der VISMA
θ	Phasenwinkel des VCIs
θ_r	Rotordrehwinkel der VISMA
ϑ	Polradwinkel
$\frac{\vartheta}{p}$	räumlicher Polradwinkel
φ	Phasenwinkel
ω	Kreisfrequenz des Spannungsraumzeigers des VCIs
ω	Rotorkreisfrequenz, Winkelgeschwindigkeit des Rotors der VISMA

ω_0 synchrone elektrische Winkelgeschwindigkeit

Indizes

a	Messstelle Außennetz
a	Phase a
AP	Arbeitspunkt
b	Phase b
c	Phase c
f	Filter
ist	Ist-Wert, tatsächlicher Wert
ks	Messstelle Kurzschluss
l	Messstelle Last
max	maximal
min	minimal
n	Messstelle Netzspannung der VISMA
N	Nenngröße
pcc	Messstelle PCC/Netzanschlusspunkt
ref	Referenz-/Sollwert
s	Statorgröße der VISMA
s'	Messstelle Statorstrom der VISMA
sim	simulierte Größe entsprechend Ist-Wert des Prüfstands
soll	Soll-Wert, berechneter Wert
sync	Synchronisationsgröße des VCIs
vci	Messstelle VCI

1 Motivation

Am 18. Dezember 2019 trat das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) in Kraft, mit dem Zweck, nationale Klimaschutzziele zu erfüllen und europäische Zielvorgaben zu gewährleisten um Schutz vor den Auswirkungen des weltweiten Klimawandels zu bieten. Grundlage ist die Verpflichtung nach dem Übereinkommen von Paris aufgrund der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels sollen so gering wie möglich gehalten werden, indem der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur möglichst auf $1,5^{\circ}\text{C}$ gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt wird. [5]

Die erste Novellierung vom 18. August 2021 steckte nationale Klimaschutzziele, indem die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise reduziert werden sollen: [5]

- Bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 %
- Bis zum Jahr 2040 um mindestens 88 %
- Bis zum Jahr 2045 soll Netto-Treibhausgasneutralität erreicht sein.

Um diese sektorenübergreifenden Ziele erreichen zu können, ist eine Dekarbonisierung in allen Bereichen notwendig. Für die Stromerzeugung bedeutet dies die Abkehr von der Verstromung fossiler Brennstoffe wie Kohle hin zu einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien (EE), insbesondere Photovoltaik und Windkraft, siehe Abbildung 1.1. Neben der Substitution konventioneller Kraftwerke steigt der Bedarf an neuen regenerativen Stromerzeugern mit zunehmender Sektorkopplung. Schwerpunkte sind die Elektrifizierung im Verkehrssektor sowie in der Wärmebereitstellung. Zusätzlich wird ein starker Anstieg der Wasserstoffproduktion mit entsprechendem elektrischen Energiebedarf angenommen. Die Studie *Klimaneutrales Deutschland*

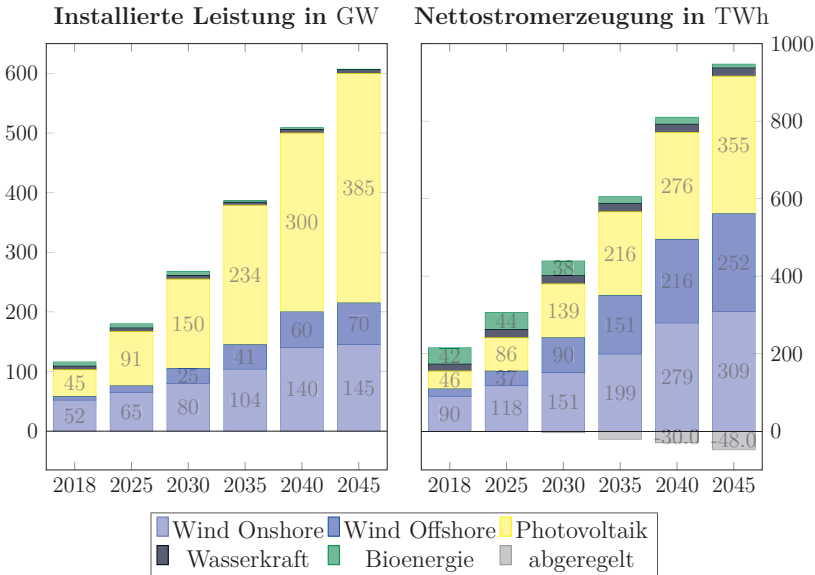


Abbildung 1.1: Installierte Leistung und Nettostromerzeugung der erneuerbaren Energien in Deutschland, eigene Darstellung nach [34]

2045, erschienen 2021, geht von einem Stromverbrauch in Deutschland von etwa 1000 TWh im Jahr 2045 aus, das sind rund 400 TWh mehr als heute [34].

Der Großteil der regenerativen Stromerzeugungsanlagen verfügt über leistungselektronische Umrichter (UR) anstatt von Synchronmaschinen (SM) wie in thermischen Kraftwerken mit Turbinen. Dies führt zwangsweise zu einer grundsätzlichen Veränderung im elektrischen System, da die inhärent vorhandenen stabilisierenden Eigenschaften der Synchronmaschinen im zukünftigen Stromnetz deutlich weniger werden. Die *Roadmap Systemstabilität*, herausgegeben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im November 2023, zeigt einen Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien auf. Das zukünftige Stromsystem weist zwei wesentliche Veränderungen im Gegensatz zum heutigen Stand auf: Die Systemstabilität wird zukünftig auch durch Beiträge aus dem Verteilnetz, insbeson-

dere durch die Eigenschaften von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bestimmt, ergänzend zu den Beiträgen aus dem Übertragungsnetz. Zweitens übernehmen stromrichterbasierte Anlagen stabilisierende Aufgaben der wegfallenden konventionellen Kraftwerke. [6]

Als einer der drei zentralen Pfade zum sicheren und robusten Stromsystem ausschließlich aus EE führt [6] die Etablierung von netzbildenden Stromrichtern an. Diese werden darin als eine Schlüsseltechnologie für die Systemstabilität bezeichnet. Im Unterschied zu heute üblichen netzfolgenden Umrichtern wie z. B. die von Photovoltaikanlagen, können auf netzbildenden Umrichtern Regelungen implementiert werden, die ein stabilisierendes Verhalten aufweisen. Hier sei insbesondere auf die Momentanreservebereitstellung als Beitrag zur Frequenzstabilität hingewiesen. Der VDE FNN Hinweis *Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve* [47] aus dem Juli 2024 zeigt die Aktualität der Thematik.

1.1 Problemstellung und Lösungsansatz

Zum heutigen Stand beschränkt sich hierzulande die Erfahrung mit netzbildenden Umrichtern auf deren Einsatz in Inselnetzen, nicht jedoch auf den Parallelbetrieb mit dem Verbundnetz. Außerhalb von Deutschland ist die Entwicklung teilweise schon weiter fortgeschritten. [6] empfiehlt neuerdings Pilotversuche mit flächendeckendem Einsatz, um Wissen zum Umgang mit diesen Umrichtern aufzubauen und deren Beitrag zur Systemstabilität abschätzen zu können.

In den letzten Jahren wurden verschiedene Ansätze von Umrichtern mit netzbildenden Eigenschaften entwickelt, Übersichten geben beispielsweise [46, 40]. Bereits 2007 stellte Hesse in [3, 23] die detaillierte Nachbildung einer Synchronmaschine vor, bezeichnet als **V**irtuelle **S**ynchron**m**aschine (VISMA). Ein Umrichter mit diesem ursprünglichen VISMA-Konzept kann netzparallel betrieben werden und verhält sich dabei wie eine elektromechanische Synchronmaschine. Insbesondere die Netzstützung durch Momentanreservebereitstellung aufgrund der (virtuellen)

Trägheit ist möglich. In den folgenden Jahren wurde die VISMA weiterentwickelt und vereinfacht. Der wesentliche Unterschied der VISMA zu anderen Konzepten ist, dass die VISMA Sollströme bestimmt – Stromeinprägung mit Filterkapazität zur Netzspannungsbildung. Der Großteil der anderen Ansätze stellt die Spannung direkt ein – Spannungseinprägung. Eine spannungsstellende Variante ist der Voltage Controlled Inverter (VCI), vorgestellt 2017 in [28].

Für beide Konzepte konnte, z. B. in [7, 28], gezeigt werden, dass sie im Normalbetrieb am Netz sowie im Inselnetz betrieben werden können. Hierbei standen insbesondere netzstützende Eigenschaften wie die Frequenzhaltung im Fokus. Das Verhalten von VISMA und VCI in Fehlerfällen, wie dem Netzausfall oder bei einem Kurzschluss (KS), wurde bisher weniger intensiv betrachtet, zu den wenigen Untersuchungen zählen [7, 35, 39]. Um einen stabilen Betrieb zu ermöglichen, müssen jedoch die Umrichter auch mit diesen Situationen umgehen können. In dieser Arbeit werden deshalb besonders solche Fälle untersucht.

Neben der Idee, einen netzbildenden Umrichter alleine wegen seines Beitrags zur Systemstabilität einzusetzen, ist sein Einfluss auf eine lokal angeschlossene Last, Ziel der Untersuchungen. Die Last soll möglichst vor Einflüssen aus dem Netz in Fehlerfällen geschützt werden, zu nennen sind hier insbesondere die Weiterversorgung bei Netzausfall oder während eines Netzfehlers. Diese Aufgaben erfüllt üblicherweise eine Anlage zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), jedoch ohne den Fokus auf die Systemstabilität. Konventionelle statische USV-Anlagen basieren ebenfalls auf einem Umrichtersystem, das die Last schützen kann, allerdings sind solche Anlagen für den konkreten Einzelfall ausgelegt, eine Erweiterung ist schwierig. Im Inselnetzfall geben sie eine feste Frequenz vor, es fehlt die Dynamik. Ein netzbildender Umrichter basierend auf den neuartigen Konzepten kann hingegen auch im Inselnetz dynamisch arbeiten, also Frequenz und Spannung anpassen. Im Prinzip baut er ein kleines Netz auf, ein sogenanntes Microgrid. Dieses kann durch andere Umrichter, Erzeugungsanlagen und Lasten erweitert werden, indem die Frequenz als Kommunikationsmittel zur Leistungsaufteilung genutzt wird. Weder ist eine zusätzliche Kommunikation zwischen den Anlagen notwendig, noch muss die jeweilige Regelung angepasst werden. Bisher fehlt jedoch die Erfahrung mit netzbildenden

Umrichtern in Fehlerfällen. Um Erkenntnisse über das Verhalten netzbildender Umrichter in diesen Fällen zu gewinnen, werden Netzausfall, Kurzunterbrechungen und Kurzschlüsse untersucht.

Der Kern dieser Arbeit ist die Erweiterung des Einsatzes eines netzbildenden Umrichters um die Anwendung als USV. Hierzu wird zunächst das Systemverhalten von VISMA und VCI in verschiedenen Netzzuständen untersucht, ein Ansatz ausgewählt, Messungen zur Validierung durchgeführt und anschließend die USV-Funktionalität betrachtet.

Die unterbrechungsfreie Weiterversorgung einer Last während des Ausfalls des vorgelagerten Netzes ist die wesentliche Aufgabe im Sinne der USV-Funktionalität. Es wird gezeigt, dass die hier vorgestellten netzbildenden Umrichterkonzepte dies erfüllen können, ohne Änderungen ihrer Regelungen. Im Falle eines netzseitigen Kurzschlusses ermöglicht eine zusätzliche neu entwickelte Kurzschlussregelung für die VISMA die Weiterversorgung der Last durch den Umrichter. Sobald die Kurzschlussregelung aktiviert wurde, kann die VISMA die Last versorgen, noch vor dem Abtrennen des Fehlers. Außerdem wird gezeigt, dass die Umrichterkonzepte sich netzdienlich verhalten, solange sie sich im Netzparallelbetrieb befinden. Im Inselnetz bilden sie dieses. Die geforderten netzdienlichen Eigenschaften bleiben erhalten.

1.2 Aufbau der Arbeit

Um das übergeordnete Ziel der Erweiterung um den USV-Einsatz erreichen zu können, werden zunächst in Kapitel 2 die Konzepte VISMA und VCI erläutert. Bei der VISMA werden die verschiedenen Modelle genannt, der Schwerpunkt liegt jedoch auf dem hier verwendeten abc-Modell von Chen. Das VISMA-Maschinenmodell verfügt über keine Kraftwerksregelung, deshalb wird in Kapitel 3 eine überlagerte Regelung vorgestellt, die Frequenz und Wirkleistung, sowie Spannung und Blindleistung über Statiken koppelt. Der VCI hingegen hat bereits eine f - P -Statik im Modell

in der Literatur, die Spannungshaltung wird im Rahmen der Auswahl des Spannungsreglers integriert. Mithilfe eines Simulationsmodells in MATLAB/Simulink werden beide Ansätze in den verschiedenen Netzzuständen simulativ untersucht und verglichen. Betrachtet werden der Netzparallelbetrieb mit Fokus auf Frequenz- und Spannungshaltung, der Inselnetzbetrieb mit Schwarzstart, dem dynamischen Verhalten bei Laständerungen sowie dem Parallelbetrieb zweier Umrichter. Zu den untersuchten Fehlerfällen sind der Netzausfall zu zählen, Kurzunterbrechungen (KU) im Außernetz und Kurzschlüsse in verschiedenen Abständen zu VISMA bzw. VCI. Ein Zwischenfazit mit der Auswahl eines Konzepts für die folgenden Untersuchungen beendet Kapitel 3.

Kapitel 4 dient der Validierung des VISMA-Modells. Hierfür wird das VISMA-Modell mit der überlagerten Statikregelung auf einem echtzeitfähigen Prüfstand implementiert und in ausgewählten Messungen getestet. Nachdem die Simulation der VISMA auf Plausibilität geprüft wurde, wird die Erweiterung zur USV untersucht. Hierzu werden zunächst die wesentlichen Eigenschaften konventioneller USV-Anlagen aufgeführt, anschließend die USV-VISMA vorgestellt. Ihre Fähigkeiten zeigen sich in Simulationen. Für den Kurzschluss im Netz wird eine spezielle Kurzschlussregelung neu entwickelt und implementiert, die auf der aktiven Umschaltung der Statorparameter des VISMA-Modells beruht. So kann trotz bestehendem Kurzschluss, noch vor der Fehlerklärung oder Abtrennung, die Spannung an der Last im erlaubten Bereich gehalten werden. Final zeigt eine Messung am Prüfstand, dass die Kurzschlussregelung analog zur Simulation funktioniert. Kapitel 6 fasst die Ergebnisse zusammen.

2 Netzbildende Umrichter

Der momentane Wandel im Energiesystem insbesondere hin zu immer mehr regenerativen Erzeugern bringt einen steigenden Anteil von Umrichtern im Netz mit sich. Früher wurden hauptsächlich Synchrongeneratoren zur Stromerzeugung eingesetzt, die mit ihrer rotierenden Masse konstruktionsbedingt den wesentlichen Anteil der instantanen Frequenzstützung übernommen haben.

Heute werden regenerative Erzeuger insbesondere Photovoltaik- und Windkraftanlagen über Umrichter ins Netz eingebunden, mit dem Ziel möglichst viel Energie einzuspeisen. Bei geringen Anteilen solcher Erzeuger im Netz können die restlichen Generatoren weiterhin für die Stabilität verantwortlich bleiben. Jedoch ergeben sich mit steigendem Anteil von Umrichtern neue Herausforderungen: Zukünftig müssen auch umrichterbasierte Erzeugungsanlagen vermehrt ein netzdienliches Verhalten aufweisen. Gemeint ist hiermit insbesondere die Aufgabe für Stabilität zu sorgen, also Frequenz und Spannung im zulässigen Bereich zu halten und in Fehlerfällen stützend zu wirken – die Erbringung von Systemdienstleistungen.[16]

Um die Integration von neuen Konzepten in das bestehende Netz möglichst aufwärtskompatibel zu gestalten, bietet es sich an, das Verhalten von Synchronmaschinen im Netz nachzuahmen[3]. Aus dieser Idee leitet sich das Regelkonzept für spannungsstellende Umrichter (VCI - voltage controlled inverter) ab. Diese wirken wie eine Spannungsquelle am Netz, ebenso wie auch ein feldgeregelter Synchrongenerator. Hiervon abzugrenzen sind die heutigen Umrichter von z. B. PV-Anlagen, die sich wie eine Stromquelle verhalten (CCI - current controlled inverter).

Spannungsstellende Umrichter arbeitend netzbildend, sie sind für den Inselnetzbetrieb, aber auch Netzparallelbetrieb geeignet. Im Allgemeinen sind sie aus Schutzgründen mit einer unterlagerten Stromregelung versehen. In den letzten Jahren

wurden mehrere Konzepte spannungsstellender Umrichter vorgestellt, einen Überblick geben beispielsweise [46, 40]. In einigen der Ansätze wird eine virtuelle Trägheit implementiert, um instantan Leistung bereitstellen zu können. Häufig basieren sie analog zur virtuellen Synchronmaschine auf der Bewegungsgleichung der Synchronmaschine, unterscheiden sich jedoch in der Umsetzung der Maschinennachbildung. Im Folgenden werden zwei Konzepte genauer betrachtet, einerseits die VISMA, andererseits der VCI basierend auf [28].

Anmerkung: In der Literatur werden teils unterschiedliche Kriterien zur Einteilung von Umrichtern in *netzbildend*, *netzfolgend* und *netzstützend* gewählt. Hier beschreibt netzbildend die Fähigkeit, ein Netz aufzubauen, auch ohne von außen anliegende Spannung, eben wie eine Synchronmaschine mit Feldregelung. Netzfolgend hingegen benötigt eine äußere Spannung. Netzdienliches Verhalten wird mit netzstützend bezeichnet.

2.1 Ansatz der virtuellen Synchronmaschine

Das Grundkonzept einer virtuellen Synchronmaschine (**V**irtual **S**ynchronous **M**achine – VSM) ist ein relativ neuer Ansatz zur Steuerung eines Umrichters in der Stromversorgung. Dem Umrichter wird durch eine Nachbildung der Massenträgheit einer elektromechanischen Synchronmaschine in Kombination mit einem Energiespeicher das Verhalten einer solchen Maschine aufgeprägt.

Im Jahr 2007 veröffentlichte Ralf Hesse, damaliger Mitarbeiter des Instituts für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal, eine sehr detaillierte Nachbildung einer Synchronmaschine als **V**irtuelle **S**ynchron**m**aschine (VISMA) in [23], zusätzlich in [3, 4, 24]. Yong Chen, ebenfalls Mitarbeiter dieses Institutes, entwickelte das VISMA-Konzept weiter und vereinfachte es in den folgenden Jahren. Sein abc-Modell, z. B. in [12] und [8] gezeigt, wird bis heute am Institut genutzt, auch in dieser Arbeit. Das Konzept der VISMA stellt einen Teil der VSM-Ansätze dar, begrenzt auf die mit höherer Ordnung und detaillierter ausgeführter Nachbildung der

Dämpfungseigenschaften einer Synchronmaschine. Übersichten der verschiedenen VSM-Ansätze und Einordnung der VISMA darin werden in [13] und [41] gezeigt.

Wird lediglich das Trägheitsverhalten, nicht aber die eigentliche Synchronmaschine mit Dämpferkäfig nachgebildet, werden diese Konzepte häufig als *virtuelle Trägheit* bezeichnet, nicht jedoch als *virtuelle Synchronmaschine*.

2.1.1 Genereller Aufbau eines VISMA-Systems

Ein VISMA-System besteht grundsätzlich aus einem leistungselektronischen Teil, sowie der Steuerung mit dem eigentlichen VISMA-Modell. Zur Leistungselektronik wird der Umrichter mit Gleichspannungszwischenkreis, ein Energiespeicher auf DC-Seite sowie ein netzseitiges Filter gezählt. Das VISMA-Modell auf einer Recheneinheit simuliert die Synchronmaschine, über eine Stromregelung und Schaltsignalzeugung wird der Umrichter angesteuert. Als Eingangsgrößen für das Modell dienen Messwerte von Strom und Spannung sowie Vorgaben der virtuellen Erregung und des virtuellen mechanischen Moments. Diese beiden Größen können mit einer überlagerten Regelung bestimmt werden. Abbildung 2.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines VISMA-Systems.

Als Energiespeicher bieten sich Batterien an, die die gespeicherte kinetische Energie des bewegten Rotors einer Synchronmaschine abbilden. Bei der Auslegung müssen eine ausreichende Anzahl in Reihe verschaltet werden, damit die gesamte Zwischenkreisspannung auch bei niedrigem Ladezustand jederzeit größer als die Amplitude der Gegenspannung, also der Netzspannung ist. Beachtet werden muss unbedingt, dass die Netzspannung nicht konstant ist und gemäß den Normen um $\pm 10\%$ vom Nennwert abweichen darf. Zusätzlich zu den Batterien sind die sogenannten Zwischenkreiskondensatoren verbaut, die die Stromüberschwingungen auf der DC-Seite kompensieren, um Mikrozyklen in der Batterie zu vermeiden.

Der Umrichter im VISMA-System ist im Falle eines Vierleiternetzes ein 4-Leiter-Umrichter mit passiv angeschlossenem Neutralleiter, wie in Abbildung 2.2 gezeigt. Die drei Brückenarme sind an die Außenleiter des Drehstromnetzes angeschlossen,

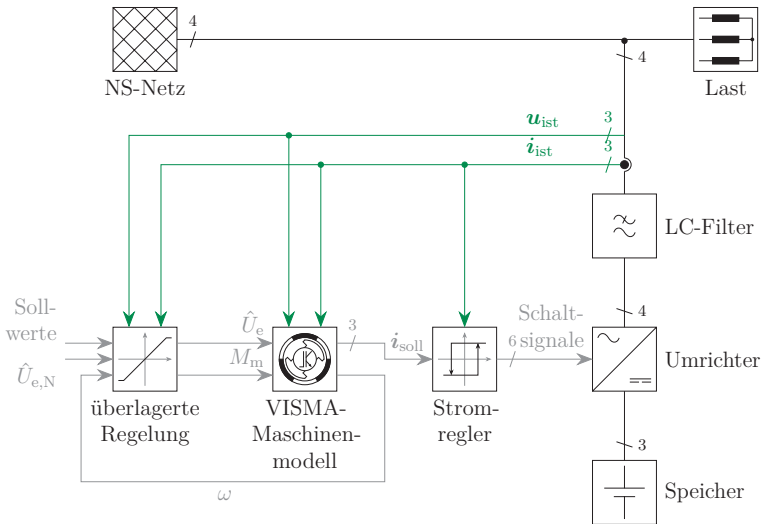


Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau eines VISMA-Systems

der Neutraleiter liegt passiv auf dem Mittelpunkt des Gleichspannungszwischenkreises. Die Herausforderung hierbei ist, ständig die positive und negative Hälfte der Zwischenkreisspannung symmetrisch zu halten. Insbesondere für unsymmetrische Belastungsfälle ist eine größere Zwischenkreiskapazität nötig, als bei Umrichterkonzepten ohne Mittelabgriff. Der restliche Aufbau als Drei-Zweige-Brückenschaltung entspricht einer weit verbreiteten Standardlösung in der Antriebstechnik, ist somit einfach und günstig im Aufbau.[45]

Zum Anschluss ans Netz ist ein Filter notwendig, um die schaltfrequenten Anteile der Ausgangsspannung und des Stroms zu glätten. Für die VISMA im Netzparallelbetrieb mit hinreichend stabiler Netzspannung kann ein einfaches L-Filter verbaut werden. Soll die VISMA jedoch auch ein Inselnetz aufbauen können, sind Filterkondensatoren nötig, siehe Seite 23.

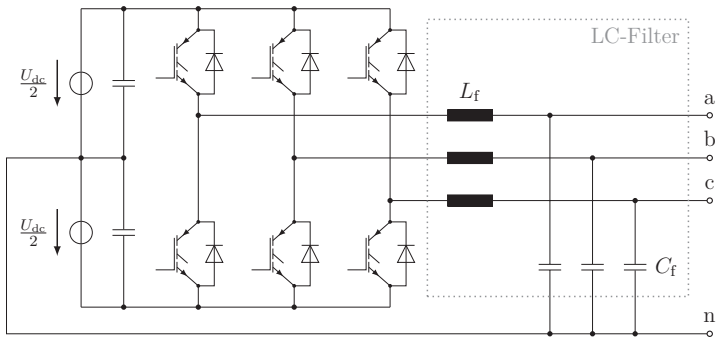


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung des VISMA-Umrichters als 2-Level-IGBT-Umrichter mit Spannungszwischenkreis in einer Vierleiter-Topologie mit drei Brücken-zweigen und passiv als Mittelabgriff des Zwischenkreises angeschlossenem Neutralleiter, ergänzt um das LC-Ausgangsfilter

2.1.2 Überblick der verschiedenen VISMA-Modelle

Das Maschinenmodell ist der Kern einer virtuellen Synchronmaschine. Durch das Modell werden die statischen und dynamischen Eigenschaften einer mechanischen Synchronmaschine nachgebildet. Einen groben Überblick über die verschiedenen VSM- und VISMA-Ansätze gibt [13]. Darin werden die Modelle systematisch nach ihrer Ordnung eingeteilt, die VISMA-Modelle der TU Clausthal gehören demnach zu denen höherer Ordnung. Im Folgenden werden diese Modelle genauer beschrieben.

dq-Modell

Die erste Entwicklung eines Maschinenmodells der VISMA bildet sämtliche elektromagnetische und mechanische Vorgänge einer Synchronmaschine ab, es wird auch als vollständiges Maschinenmodell bezeichnet. Die Spannungen, Ströme und magnetischen Flüsse innerhalb der Stator-, Dämpfer- und Erregerimpedanzen werden als Differentialgleichungen angegeben. Die Bewegungsgleichungen der Drehmomente ergeben sich aus den Strom- und Flusskomponenten, sowie den an der Rotorwelle wirkenden mechanischen Kräften. Um die rotationsbedingte Zeitabhängigkeit einiger

Größen in den Gleichungen nicht berücksichtigen zu müssen, ist das dq-Modell in rotorfesten dq-Koordinaten als Zweiachsen-Modell implementiert. Dies bringt jedoch einen hohen Rechenaufwand durch die komplexen Transformationen mit sich. Dabei muss der absolute Rotorwinkel bekannt sein. Hesse beschreibt das von ihm entwickelte Modell ausführlich in [23] das Blockschaltbild ist in Abbildung 2.3 gezeigt.

Das dq-Modell wurde in erster Linie für symmetrische Belastungsfälle verwendet. Eine unsymmetrische Netzspannung hat unerwünschte Stromanteile mit doppelter Netzfrequenz im dq-System zur Folge. Da im realen Niederspannungsnetz stets eine Unsymmetrie vorhanden ist, muss die Spannung zunächst symmetriert werden. Hierzu werden dem Maschinenmodell eine PLL (phase-locked loop, Phasenregelschleife) sowie ein RMS-Glied (root mean square, Effektivwertbildung) vorgeschaltet, was jedoch zusätzlichen Rechenaufwand mit sich bringt. Durch die vollständige numerische Nachbildung einer Synchronmaschine und dem entsprechenden Rechenaufwand bei der Lösung des DGL-Systems in Echtzeit, ist der Rechenaufwand bei diesem Modell sehr hoch. Zusätzlich ist die Auslegung der Maschinenparameter aufwendig, da diese nichtlinear gekoppelt sind. Diese Eigenschaften des dq-Modells führten zum vereinfachten ständerbezogenen abc-Modell.[7]

abc-Modell

Durch den Verzicht der Transformation in dq-Koordinaten erreicht Chen eine Vereinfachung des Maschinenmodells, das direkt mit dreiphasigen Größen arbeiten kann. Sein abc-Modell vernachlässigt die magnetische Kopplung unter den Statorwicklungen und reduziert die Kopplung zwischen Stator und Rotor auf die elektrische Leistungsbilanz.

Die Vereinfachungen sind somit eine konstante Induktivität für die Statorwicklungen und eine Polradspannungsquelle als Wirkung der Erregerwicklung. Dies bringt das Entfallen der Ankerrückwirkung und die Kopplung zur Dämpferwicklung mit sich. Stattdessen bildet ein virtuelles Dämpfungsmoment die Effekte der Dämpferwicklung

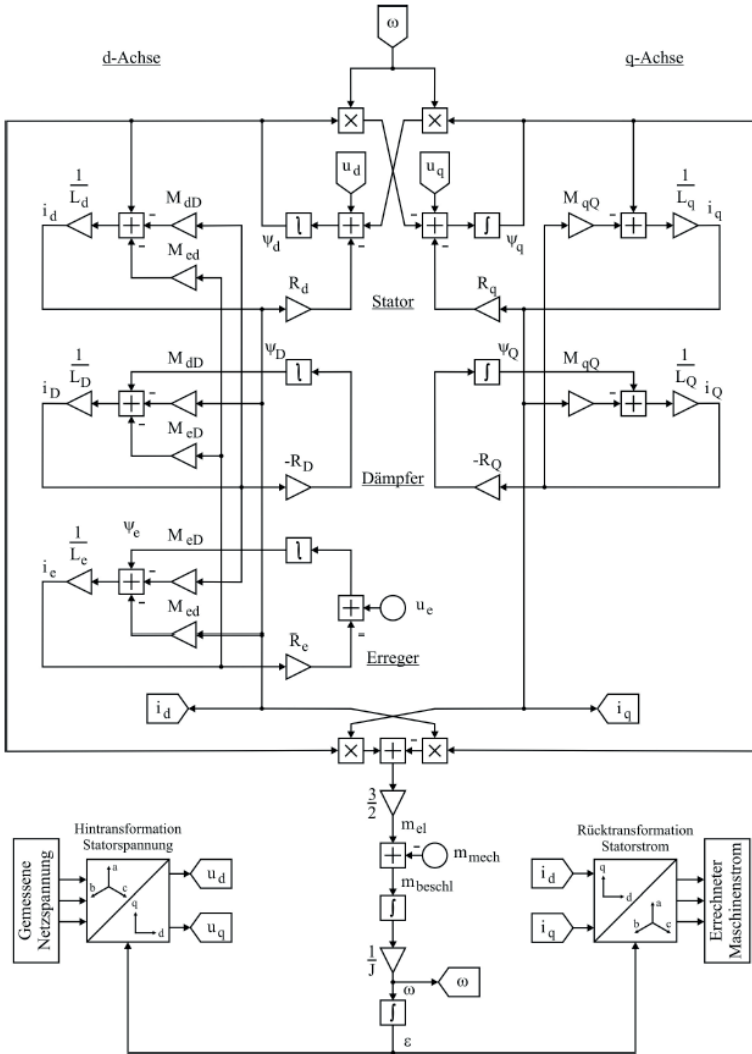


Abbildung 2.3: Blockschaltbild des dq-Modells, Darstellung der mechanischen Momente hier mit Kleinbuchstaben zur Abgrenzung von der Gegeninduktivität M [23]

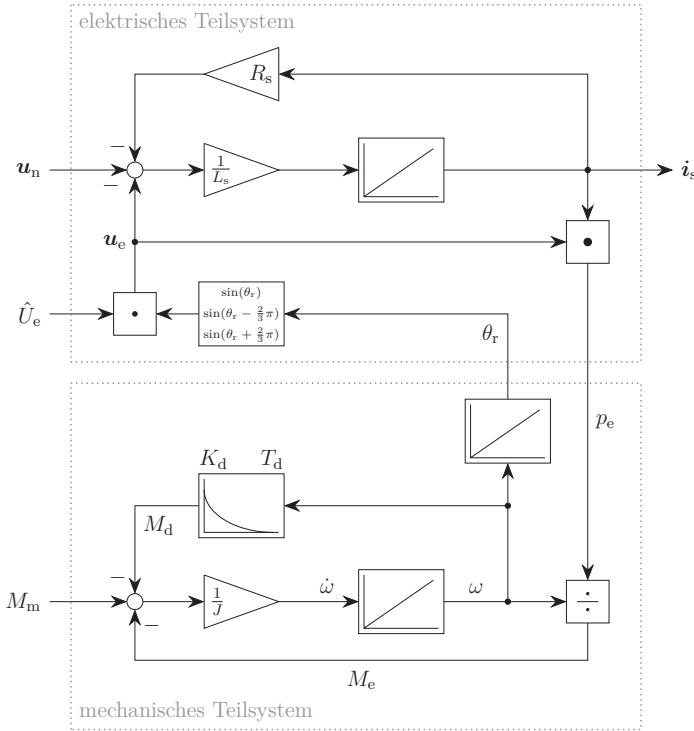


Abbildung 2.4: Blockschaltbild des abc-Modells

nach. Die detaillierte Darstellung zeigt Chen in [7], das Blockschaltbild ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

Das abc-Modell lässt sich in einen elektrischen und einen mechanischen Teil aufteilen. Auf elektrischer Seite werden die drei Statorwicklungen nachgebildet, Abbildung 2.5 zeigt das Ersatzschaltbild.

Der Statorkreis setzt sich aus folgenden Teilen zusammen: Spannungsquelle als virtuelle Erregung u_e , Statorinduktivität L_s und Wicklungswiderstand R_s . An den Klemmen liegt die Netzspannung u_n an, es stellt sich der Phasenstrom i_s ein.

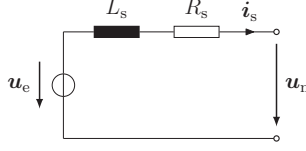


Abbildung 2.5: Ersatzschaltbild des Stators im VISMA-Maschinenmodell

Für alle drei Phasen ergibt sich das Differentialgleichungssystem

$$\begin{pmatrix} u_{e,a} \\ u_{e,b} \\ u_{e,c} \end{pmatrix} = R_s \cdot \begin{pmatrix} i_{s,a} \\ i_{s,b} \\ i_{s,c} \end{pmatrix} + L_s \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{s,a} \\ i_{s,b} \\ i_{s,c} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} u_{n,a} \\ u_{n,b} \\ u_{n,c} \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

für die Spannungen im Stator. Die Erregerspannungen sind drei um jeweils 120° phasenverschobene Wechselspannungen mit der Amplitude $\hat{U}_e = \sqrt{2} \cdot U_e$. Über den Betriebsparameter U_e kann der Arbeitspunkt der Maschine direkt beeinflusst werden. Die virtuelle Erregung

$$\begin{pmatrix} u_{e,a} \\ u_{e,b} \\ u_{e,c} \end{pmatrix} = \hat{U}_e \cdot \begin{pmatrix} \sin(\theta_r) \\ \sin(\theta_r - \frac{2}{3}\pi) \\ \sin(\theta_r + \frac{2}{3}\pi) \end{pmatrix} \quad (2.2)$$

wird auch als Polradspannung bezeichnet, wie bei einer elektromechanischen Synchronmaschine. Der Winkel θ_r ist der Rotordrehwinkel, er berechnet sich aus der Rotorkreisfrequenz ω , diese entspricht der Winkelgeschwindigkeit des Rotors:

$$\theta_r = \int \omega dt + \theta_r(t=0). \quad (2.3)$$

Die Bewegungsgleichung des Rotors

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = M_m - M_e - M_d \quad (2.4)$$

enthält das Massenträgheitsmoment des Rotors J , das mechanische Drehmoment an der Rotorwelle M_m , das elektrische Drehmoment M_e und das Dämpfungsmoment M_d .

Da in einer virtuellen Synchronmaschine keine Antriebsmaschine das mechanische Drehmoment vorgibt, kann M_m im Betrieb angepasst werden und fungiert als Betriebsparameter. Das elektrische Drehmoment berechnet sich aus der momentanen aufgenommenen oder abgegebenen elektrischen Leistung der Synchronmaschine

$$p_e = u_{e,a} \cdot i_{s,a} + u_{e,b} \cdot i_{s,b} + u_{e,c} \cdot i_{s,c} \quad (2.5)$$

durch Division durch die Rotorkreisfrequenz

$$M_e = \frac{p_e}{\omega}. \quad (2.6)$$

Das Dämpfungsmoment wirkt Pendelungen des Polrades entgegen. Dies spielt im stationären Zustand keine Rolle, beeinflusst jedoch die Ausgleichsvorgänge beim Wechsel zwischen verschiedenen Betriebspunkten, da die Dämpfung von der zeitlichen Änderung der Rotorkreisfrequenz abhängt. Die Differentialgleichung nach [7]

$$M_d = K_d \cdot \frac{d\omega}{dt} - T_d \cdot \frac{dM_d}{dt} \quad (2.7)$$

beschreibt die Eigenschaften. Die Wirkung entspricht der von Dämpferkäfig und Reibung in einer elektromechanischen Synchronmaschine. Der Dämpfungsfaktor K_d und die Filterzeitkonstante T_d sind konstante Maschinenparameter, sie können jedoch über die gesamte Auslegung der VISMA verändert werden. Die Statorinduktivität L_s , der Statorwiderstand R_s und das Massenträgheitsmoment J sind ebenfalls Maschinenparameter.

In der Literatur sind in Bezug auf das träge Verhalten eines Rotors der Synchronmaschine neben dem (Massen-)Trägheitsmoment J auch die Maschinen- oder Trägheitskonstante H sowie die (Netz-)Anlauf- oder Trägheitszeitkonstante T_A zu finden. Diese Größen können ebenfalls bei der VISMA genutzt werden.

$$J = \frac{p^2 S_N}{\omega_0^2} \cdot T_A \quad (2.8)$$

beschreibt den Zusammenhang zwischen J , Polpaarzahl p , Nennleistung S_N , synchroner elektrischer Winkelgeschwindigkeit ω_0 und T_A nach z. B. [43, 44]. Bei der VISMA ist $p = 1$. Insbesondere in der englischsprachigen Literatur wird häufig die Maschinenkonstante H verwendet, sie hängt über

$$T_A = 2 \cdot H \quad (2.9)$$

mit der Anlaufzeitkonstante zusammen. H drückt die Speicherfähigkeit für kinetische Energie E_{kin} der sich mit Nenndrehzahl drehenden Schwungmasse bezogen auf die Nennscheinleistung aus:

$$H = \frac{E_{\text{kin}}}{S_N} = \frac{1}{2} \frac{J \omega_0^2}{S_N}. \quad (2.10)$$

Die Batterie im Zwischenkreis der VISMA muss mindestens für E_{kin} ausgelegt werden, da in der elektrischen Anordnung ansonsten keine nennenswerten Speicher vorkommen.

Inverses Modell

Das inverse Modell ist eine Weiterentwicklung des abc-Modells, in dem jedoch nicht die Spannungen auf Netzseite, sondern die Ströme zwischen Umrichter und Netz als Eingangsgröße dienen. Als Ausgangsgrößen werden direkt Spannungswerte übergeben. Dies hat den wesentlichen Vorteil, dass die VISMA ein Spannungsquellenverhalten ohne unterlagerten Stromregelkreis nach Abbildung 2.1 aufweist und somit theoretisch sehr einfach netzbildend arbeiten kann. Im Gegensatz zum abc-Modell ist die Implementierung jedoch deutlich aufwendiger und fehleranfälliger, z. B. durch die zeitliche Ableitung der Ständerspannung im Maschinenmodell. Insbesondere der Schwarzstart ist eine Herausforderung, da keine Ströme als Eingangsgrößen genutzt werden können. Im inversen Modell ist keine Stromregelung nötig, die berechneten Sollspannungen können sehr einfach im Leistungsteil des Umrichters verarbeitet werden. Allerdings birgt genau dieser Punkt die Gefahr der Beschädigung durch zu große Ströme, wenn keine zusätzliche Strombegrenzung

implementiert wird. Deshalb wurde das inverse Modell seit der Veröffentlichung in [8] kaum weiter untersucht. Abbildung 2.6 zeigt das Blockschaltbild des inversen Modells. Besonders hervorzuheben sind die Ein- und Ausgangsgrößen, die im Gegensatz zum abc-Modell vertauscht sind, wie der Vergleich mit Abbildung 2.4 zeigt. Anstatt eines Integrators wird im inversen Modell ein Differenzierer nötig. Dieser verstärkt Störsignale bedingt durch das Schalten der Ventile, kann folglich zu Schwierigkeiten führen.

KVM-Modell

Mit dem Klassisch-vereinfachten-Modell (KVM-Modell) zeigt Werther in [55] wie diese Nachbildung einer Synchronmaschine im Kontext der VISMA-Entwicklung genutzt werden kann. Das KVM-Modell basiert auf der klassischen Vereinfachung einer Synchronmaschine als Ein-Massen-Schwinger. Aktuell ist es das in der Literatur am häufigsten verwendete Modell zur Umsetzung einer virtuellen Synchronmaschine [55]. In diesem Modell wird ausschließlich die Schwungmasse der Maschine nachgebildet, analog zur Analyse der statischen Stabilität von Synchronmaschinen [27].

In Abgrenzung zum abc-Modell liegen die Unterschiede in der Umsetzung des Dämpfungsterms und der Regelung in dq-Koordinaten. Bedämpft wird im KVM-Modell die Abweichung von der Kreisfrequenz des Netzes wie Gleichung 2.11 zeigt:

$$M_d = D' \cdot (\omega - \omega_{\text{Netz}}) \quad (2.11)$$

D' ist hierbei die Dämpfungskonstante. Einerseits bedeutet dies, dass im Gleichgewicht die Frequenz der VISMA der Netzfrequenz entspricht, andererseits ist zwangsweise die Bestimmung der aktuellen Netzfrequenz nötig, dies wird über eine PLL realisiert. Im abc-Modell hingegen ist die Dämpfung von der eigenen Rotorkreisfrequenzänderung abhängig wie Gleichung 2.7 zeigt, um die fehlerbehaftete Istwertbildung durch die PLL zu vermeiden. Die gesamte Regelstruktur des KVM-Modells ist in Abbildung 2.7 gezeigt.

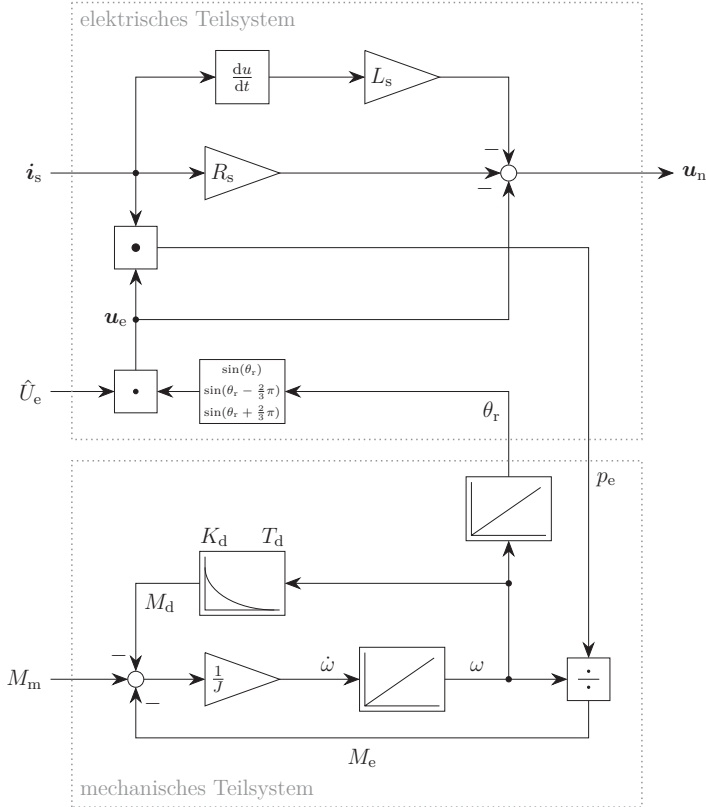


Abbildung 2.6: Blockschaltbild des inversen Modells, eigene Darstellung nach [8]

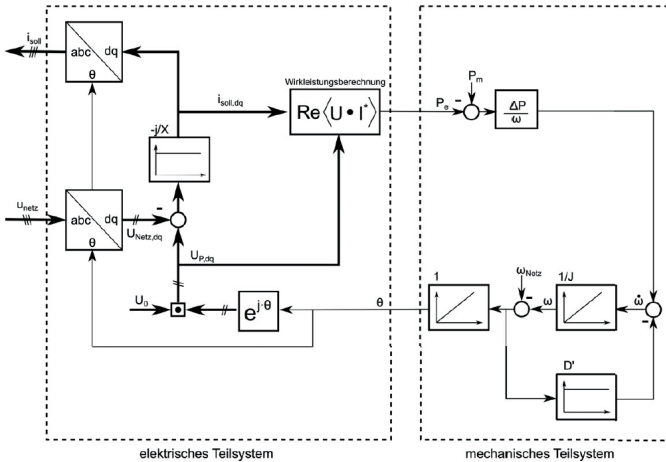


Abbildung 2.7: Blockschaltbild des KVM-Modells [55]

Das KVM-Modell zeichnet sich durch eine relativ einfache Umsetzung aus, ist jedoch von einer gemessenen Netzfrequenz abhängig und damit grundsätzlich nicht schwarzstartfähig. Für den Inselnetzbetrieb mit stark verzerrten Spannungen eignet sich das abc-Modell besser. [55]

2.1.3 Betriebsverhalten der VISMA

Die VISMA mit abc-Modell kann als Basisfunktion gewünschte Wirk- und Blindleistung bereitstellen. Die Wirkleistung wird dem Speichersystem im Gleichspannungszwischenkreis entnommen bzw. zugeführt, der Umrichter generiert die Blindleistung. Über die Betriebsparameter virtuelles Drehmoment M_m sowie virtuelle Erregung U_e erhält das Modell die benötigten Vorgaben. Wirk- und Blindleistung können somit analog zur elektromechanischen Synchronmaschine im Wesentlichen getrennt eingestellt werden, ein Vier-Quadranten-Betrieb ist möglich. Dieser ist in Abbildung 2.8 schematisch im PQ -Diagramm dargestellt. Eine Vorgabe des virtuellen mechanischen Drehmoments beeinflusst in erster Linie die Wirkleistung, die virtuelle Erregung die Blindleistung. Die Wirkleistung ändert sich linear zum Drehmoment,

gleichzeitig auch die Blindleistung. Bei steigender Wirkleistung wird die Kopplung von Wirk- und Blindleistung größer. Eine veränderte Blindleistung über eine angepasste Vorgabe der virtuellen Erregung beeinflusst hingegen die Wirkleistung kaum, die Kopplung ist schwach.[7]

In dieser Arbeit wird, wenn nicht explizit anders angegeben, das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) genutzt. Dementsprechend hat die Wirkleistung bei der Einspeisung, sowie Blindleistung bei induktiver Leistungsabgabe ein negatives Vorzeichen. Dies lässt sich damit erklären, dass sich die Vorzeichen von Strom und Spannung an der einspeisenden Einheit (Netz, VISMA, VCI) während der Einspeisung unterscheiden. Im Zeigerbild zeigen ihre Zeiger etwa in entgegengesetzte Richtung. An der Last hingegen sind Strom und Spannung im VZS grob in Phase, die Wirkleistung hat ein positives Vorzeichen. Das Vorzeichen der Blindleistung ist bei induktivem Verhalten der Last ebenfalls positiv. Im Niederspannungsnetz mit üblicherweise ohmsch-induktiver Last sind folglich P und Q an der Quelle negativ, an der Last aber positiv.

Neben konstanten Leistungsanforderungen an die VISMA ist eine Erweiterung entsprechend der üblichen Kraftwerks- bzw. Primärregelung sowie der dynamischen Spannungshaltung möglich. Hierzu beeinflussen aktuelle Messwerte entweder der Netzspannung und Netzfrequenz, oder der Wirk- und Blindleistung der VISMA die Betriebsparameter U_e und M_m , indem ihre Abweichung von einem Sollwert anhand einer Statik die Vorgaben für das VISMA-Modell anpasst. Mit dieser überlagerten Regelung kann die VISMA folglich netzdienlich arbeiten. Eine Möglichkeit zur Umsetzung dieser überlagerten Regelung wird im Abschnitt 3.1.1 genauer vorgestellt.

Im VISMA-Modell ist eine rotierende Masse durch die Schwingungsgleichung der Synchronmaschine nachgebildet, siehe Gleichung 2.4. Diese virtuelle rotierende Masse verhält sich genauso wie eine echte rotierende Masse am Netz. Ihre Trägheit verhindert sprungförmige Änderungen der Drehzahl und wirkt somit im transienten Zeitbereich Netzfrequenzänderungen entgegen, die VISMA kann also Momentanreserve bereitstellen. Bei einer elektromechanischen Synchronmaschine ist die Trägheit konstruktiv vorgegeben, im VISMA-Modell hingegen kann sie angepasst werden

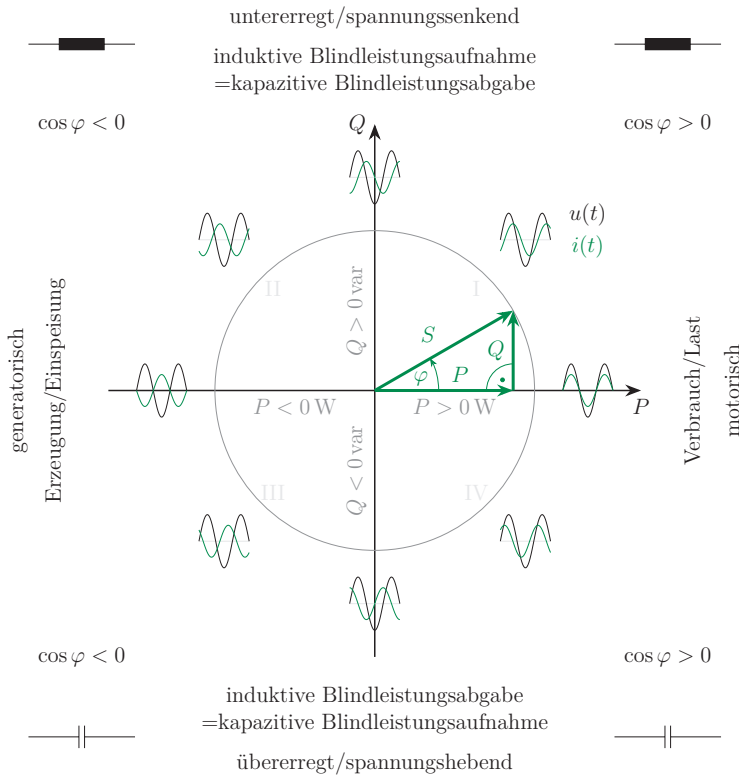


Abbildung 2.8: PQ -Diagramm im VZS zur Darstellung des Vier-Quadranten-Betriebs der VISMA

über Parametrierung des Massenträgheitsmoments J . Wie in Abbildung 2.4 zu sehen, dient der Wert als Rechengröße.

Das abc-Modell weicht in der Nachbildung der Dämpfung deutlich weiter vom Dämpferkäfig einer Synchronmaschine ab, als es bspw. das dq-Modell macht. Die Dämpfung im abc-Modell nach Gleichung 2.7 bedämpft Drehzahl- und Frequenzschwingungen des Rotors gegenüber dem Stator. So kann die VISMA nach Störungen z. B. Frequenzänderungen durch Lastschaltungen im Netz oder Verstellen des Arbeitspunktes schnell einen neuen netzsynchronen Betriebszustand erreichen. Die Anpassung der Dämpfung ist über die Wahl des Dämpfungsfaktors K_d und der Filterzeitkonstante T_d möglich.

Die VISMA ist grundsätzlich schwarzstartfähig. Voraussetzung ist jedoch eine Filterkapazität am Anschlusspunkt (siehe Abbildung 2.1), damit beim Startvorgang ein Spannungsabfall erzeugt und somit eine Spannung als Eingangssignal für das VISMA-Modell gemessen werden kann.

Bereits in [7] wurden erste Messergebnisse des Netzausfalls und unterbrechungsfreier Weiterversorgung einer Last durch die VISMA gezeigt. Ohne überlagerte Regelung fällt die Kreisfrequenz der VISMA durch die Wirkleistungsbereitstellung im Inselnetz langsam ab. An diesem Punkt setzen die Untersuchungen in dieser Arbeit an, indem eine übergeordnete Regelung vorgestellt wird, die dem Frequenzabfall entgegen wirkt.

2.2 Ansatz eines spannungsgeregelten Wechselrichters

Die VISMA auf Basis des abc-Modells lässt sich nicht eindeutig in die Kategorien „Spannungsquellenverhalten“ bzw. „Stromquellenverhalten“ einordnen, abhängig davon, ob das Filter mitbetrachtet wird oder nicht. Sie verhält sich netzbildend, jedoch werden Sollströme bestimmt und aus diesen die Schaltsignale für den Leistungsteil

berechnet. Die Spannungseinprägung erfolgt dann über die Ausgangskondensatoren des Filters C_f .

Dies beschreibt den wesentlichen konstruktiven Unterschied zwischen VISMA und VCI: Der VCI entspricht einer gesteuerten Spannungsquelle. In der Regelstruktur wird direkt ein Spannungsraumzeiger gebildet, daraus ein dreiphasiges Spannungssystem berechnet, das zur Schaltsignalerzeugung dient.

2.2.1 Genereller Aufbau eines spannungsgeregelten Wechselrichters

Der leistungselektronische Teil unterscheidet sich zunächst nicht von dem einer VISMA: Über ein Netzfilter sind die Schalter des Wechselrichters (WR) mit dem DC-Zwischenkreis verbunden. Wenn ein Energiespeicher wie eine Batterie angeschlossen ist, kann auch ein VCI einen Leistungsfluss in beide Richtungen umsetzen.

Zur Berechnung der Sollgrößen werden Strom- und Spannungsmesswerte am Anschlusspunkt des VCIs genutzt. Abbildung 2.9 zeigt die prinzipielle Reglerstruktur der hier gewählten Variante eines VCIs.

Aus den gemessenen Phasenspannungen u_a , u_b und u_c sowie den aktuellen Messwerten der Phasenströme i_a , i_b und i_c wird die Momentanleistung folgendermaßen berechnet:

$$p(t) = i_a(t)u_a(t) + i_b(t)u_b(t) + i_c(t)u_c(t) \quad (2.12)$$

$$q(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} \left[i_a(t) \left(u_b(t) - u_c(t) \right) + i_b(t) \left(u_c(t) - u_a(t) \right) + i_c(t) \left(u_a(t) - u_b(t) \right) \right] \quad (2.13)$$

Die berechneten Momentanwerte für Wirk- und Blindleistung werden mittels Division durch die Nennscheinleistung S_N normiert und dann dem Frequenz- sowie Spannungsregler übergeben.

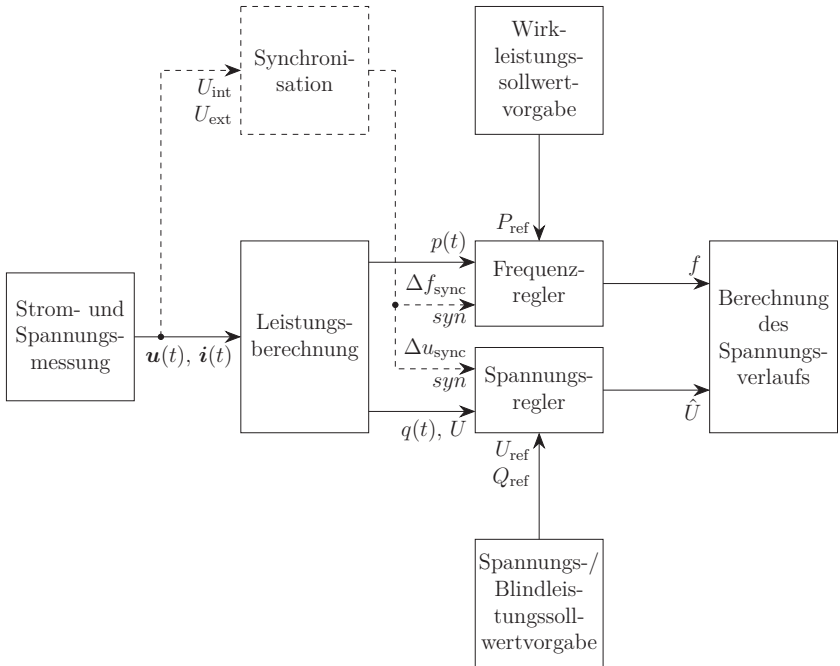


Abbildung 2.9: Übersicht der Reglerstruktur eines VCIs, eigene Darstellung nach [28]

Die Ausgangsgrößen der beiden Regler Frequenz f und Spannungspitzenwert $\hat{U}$ bilden die Grundlage des dreiphasigen Spannungssystems

$$\begin{pmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{pmatrix} = \hat{U} \cdot \begin{pmatrix} \sin(\theta) \\ \sin(\theta - \frac{2}{3}\pi) \\ \sin(\theta + \frac{2}{3}\pi) \end{pmatrix}, \quad (2.14)$$

das als Sollgröße für die Ventilsteuerung im Umrichter dient. Der Phasenwinkel θ ergibt sich aus der Kreisfrequenz ω des Spannungsraumzeigers, also aus der berechneten Frequenz f entsprechend

$$\theta = \int \omega \, dt + \theta_0 = 2\pi \int f \, dt + \theta_0. \quad (2.15)$$

Die Sollwertvorgaben für Wirk- und Blindleistung ermöglichen das Einbinden einer äußeren Regelung, beispielsweise einer Sekundärregelung. Diese steht jedoch hier nicht weiter im Fokus.

2.2.2 Frequenzregler eines VCI

Das gewählte Verfahren des Frequenzreglers basiert auf der Bewegungsgleichung eines Synchrongenerators beispielsweise in [15, 43]:

$$J \frac{d^2}{dt^2} \vartheta = M_a - M_e - A_{SM} \frac{d\vartheta}{dt} \quad (2.16)$$

Das Antriebsmoment M_a entspricht dem mechanischen Moment M_m , $A_{SM} \frac{d\vartheta}{dt}$ steht für das Dämpfungsmoment und $\frac{\vartheta}{p}$ beschreibt den räumlichen Polradwinkel, p ist hierbei die Polpaarzahl. Der Polradwinkel ϑ hängt mit der Kreisfrequenz ω folgendermaßen zusammen:

$$\omega = \int \ddot{\vartheta} \, dt + \omega_0 \quad (2.17)$$

ω_0 steht für die synchrone elektrische Kreisfrequenz. Das Trägheitsmoment J kann nach Gleichung 2.8 durch

$$J = \frac{p^2 S_N}{\omega_0^2} \cdot T_A \quad (2.18)$$

ausgedrückt werden und beinhaltet die Nennscheinleistung S_N , sowie die Anlaufzeitkonstante T_A . In Bezug auf ω_0 sind die Änderungen des Polradwinkels nur sehr klein, es kann also die Näherung $P \approx M \cdot \frac{\omega_0}{p}$ zum Umrechnen von Drehmoment zu Leistung der Gleichung 2.16 verwendet werden:

$$\frac{S_N T_A}{\omega_0} \cdot \ddot{\vartheta} = P_m - P_e - \frac{A_{SM} \omega_0}{p} \cdot \dot{\vartheta} \quad (2.19)$$

Bei der Implementierung dieser Gleichung auf einem Umrichter wird zunächst die Dämpfungskonstante A_{SM} zu null gesetzt. Damit entfällt $\frac{A_{SM} \omega_0}{p} \cdot \dot{\vartheta}$. Nach Umformung und Integration entsprechend Gleichung 2.17 ergibt sich

$$\frac{S_N T_A}{\omega_0} \cdot (\omega - \omega_0) = \int P_m - P_e dt \quad (2.20)$$

worin $\omega - \omega_0 = \Delta\omega$ und $P_m - P_e = \Delta P$ bezeichnen. Im transienten Zeitbereich wird davon ausgegangen, dass die mechanische Leistung konstant ist. Da bei einem Umrichter keine Antriebsmaschine eine Welle drehen kann, also eigentlich keine mechanische Leistung existiert, wird die Sollleistung an ihre Stelle gesetzt: $P_m = P_{\text{soll}}$. Die Frequenz f ergibt sich über $\omega = 2\pi f$:

$$\Delta f = \frac{\omega_0}{2\pi T_A S_N} \cdot \int \Delta P dt = K_{fI} \cdot \int \Delta p dt \quad (2.21)$$

mit dem Trägheitsfaktor $K_{fI} = \frac{\omega_0}{2\pi T_A}$ und der normierten Wirkleistungsänderung $\Delta p = \frac{\Delta P}{S_N}$.

Basierend auf Gleichung 2.21 kann dem Umrichter bereits ein Verhalten eingeprägt werden, so dass er sich bei Frequenzänderungen ähnlich wie eine Synchronmaschine verhält. Er kann instantan Momentanreserve bereitstellen, hervorgerufen durch die virtuelle Trägheit, hier durch T_A umgesetzt. Besonders hervorzuheben ist,

dass ebenso wie bei der (virtuellen) Synchronmaschine keine Frequenzmessung beispielsweise durch eine PLL nötig ist.

Bisher wurde die Dämpfung vernachlässigt, indem $A_{SM} = 0 \text{ Nm s}$ gesetzt wurde. In einem Regelkreis würde sich das System so jedoch aufschwingen, für einen stabilen Betrieb wird eine zusätzliche Dämpfung benötigt. Ein Proportionalanteil K_{fP} als Ergänzung in Gleichung 2.21 kann diese Aufgabe „künstlich“ erfüllen, es ergibt sich somit die Frequenzgleichung:

$$\Delta f = \Delta p \cdot K_{fP} + K_{fI} \cdot \int \Delta p dt \quad (2.22)$$

K_{fP} hat jedoch keine direkte Entsprechung in einer realen Maschine, die Wirkung eines Dämpferkäfigs wird beim VCI nicht nachgebildet. Der Regelkreis entsprechend Gleichung 2.22 ist in Abbildung 2.10 dargestellt. Aus der Referenz- bzw. Sollwirkleistung P_{ref} und der des aktuellen Arbeitspunktes P_{AP} , bestimmt aus Strom- und Spannungsmesswerten, ergibt sich die Wirkleistungsdifferenz. Zusätzlich ergänzt ist ein Rückführungszweig der Frequenzabweichung entsprechend der Primärregelung von Kraftwerken. Die Primärregelungsstatik wird durch den Faktor $K_{f\text{Prim}}$ umgesetzt. Sie ist zwingend erforderlich, falls der VCI als Alleinerzeuger in einem Inselnetz fungiert. $K_{f\text{Prim}}$ berechnet sich aus der Reglerleistungszahl k_P entsprechend Gleichung 3.2 bezogen auf die Nennleistung $K_{f\text{Prim}} = \frac{k_P}{S_N}$. Der Dämpfungsfaktor K_{fP} kann grundsätzlich frei gewählt werden, da er nur über den Faktor A und K_{fI} bestimmt ist:

$$K_{fP} = K_{fI} \cdot A. \quad (2.23)$$

In [28] wird als Richtwert für A die normierte Reaktanz angegeben: $A \approx x = X \cdot \frac{S_N}{U_N^2}$, allerdings bereitet diese Abschätzung Schwierigkeiten in Bezug auf die Einheiten. Entsprechend der hier vorgestellten Regelstruktur muss gelten: $[K_{fI}] = \text{s}^{-2}$, $[K_{fP}] = \text{s}^{-1}$ und somit $[A] = \text{s}$. Das PT1-Glied im Zweig mit der Primärregelung ist notwendig, um die Bildung einer algebraischen Schleife zu verhindern. Außerdem kann über die darin enthaltende Zeitkonstante eingestellt werden, wie schnell die Primärregelung zu wirken beginnt.

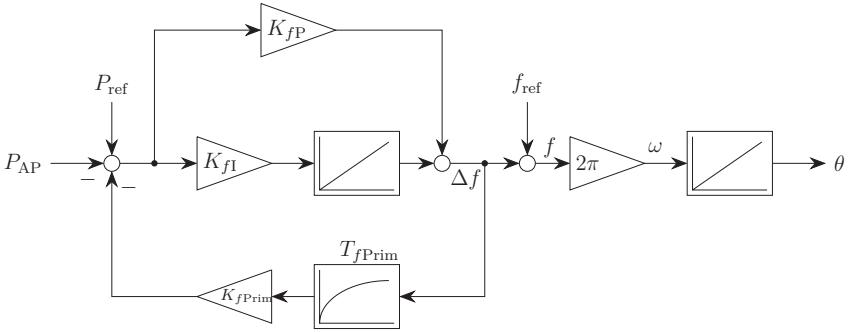


Abbildung 2.10: Regelkreis der Frequenzregelung des VCIs mit zusätzlicher Primärregelung

Die hier beschriebene Frequenzregelung basiert im Wesentlichen auf [20, 28, 29, 37]. Ähnliche Konzepte werden auch in [21] und [31] beschrieben, [46] stellt verschiedene Methoden netzbildender Umrichter gegenüber und gibt somit einen Überblick.

2.2.3 Spannungsregler eines VCI

Laudahn schlägt in [28] sowie [29] einen Spannungsregler vor, der strukturell dem Frequenzregler entspricht, also ebenfalls auf einem PI-Regler basiert. Als Regeldifferenz kann wahlweise im Sinne eines Spannungsreglers die Differenz aus gemessenem Spannungseffektivwert und Sollspannung oder die Differenz aus gemessener Blindleistung und Sollblindleistung als Blindleistungsregler genutzt werden, wie Abbildung 2.11 zeigt. Das Prinzip hinter dem Spannungsregler basiert auf der Verkleinerung der inneren Impedanz im transienten Zeitbereich. Der Blindleistungsregler hingegen vergrößert die Reaktanz des Blindstroms, ähnlich wie bei einer Synchronmaschine. [46]

Im Folgenden wird die Variante mit der Blindleistungsdifferenz als Eingangsgröße genutzt, um eine blindleistungsabhängige Spannung erzielen zu können. Dies

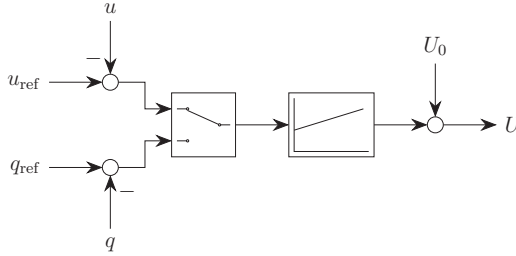


Abbildung 2.11: Zwei Varianten des Regelkreises der Spannungsregelung des VCIs, eigene Darstellung nach [46] mit Vorzeichen und Bezeichnungen entsprechend der Quelle

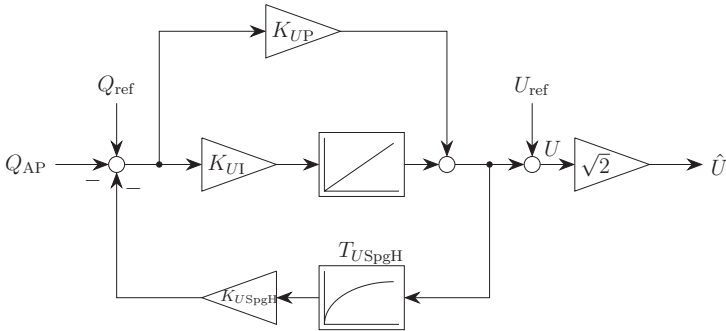


Abbildung 2.12: Regelkreis der Spannungsregelung des VCIs mit zusätzlicher Spannungshaltung

ermöglicht die Erweiterung des Spannungsreglers um eine Statik zur Spannungshaltung, analog zur Primärregelung des Frequenzreglers, jedoch für Blindleistung und Spannung. Abbildung 2.12 zeigt den gewählten Regelkreis. Abweichend zu [28] wird in dieser Arbeit für diesen Teil der Regelstruktur der Begriff *Spannungsregler* genutzt, da die Spannung ausgegeben wird.

2.3 Gemeinsamkeiten und Unterschiede von VISMA und VCI

VISMA und VCI haben die gemeinsame Grundidee, das Verhalten einer elektromechanischen Synchronmaschine durch Leistungselektronik zu adaptieren, jedoch ist die Umsetzung in Teilen unterschiedlich. Zu den Gemeinsamkeiten zählen

- Nachbildung der Rotorträgheit über die Schwingungsgleichung der Synchronmaschine
- Instantane Reaktion ist möglich (im Sinne der Momentanreserve)
- Inselnetz- sowie Netzparallelbetrieb ist möglich
- Netzdienliches Verhalten ist möglich
- Frequenzmessung ist nicht notwendig (z. B. über PLL)

Die Unterschiede liegen besonders in den Details der Maschinennachbildung, sowie der Grundstruktur und somit den berechneten Sollgrößen:

- Die VISMA bestimmt Sollströme, der VCI Sollspannungen
- Bei der VISMA sind (für den Inselnetzbetrieb zwingend) Kondensatoren gegen Erde am Netzanschlusspunkt nötig, um eine Spannung einprägen zu können
- Beim VCI ist eine Stromregelung-/begrenzung notwendig, um Schäden an der Hardware zu verhindern, da aufgrund der Sollspannungen möglicherweise die Ströme zu groß werden könnten
- Die Nachbildung der Dämpfung wird im VCI durch den P-Anteil im PI-Regler der Frequenzregelung umgesetzt und ist somit abhängig von der Wirkleistungsabweichung, in der VISMA hingegen durch ein PD-T1-Glied abhängig von der eigenen Drehzahländerung; damit bildet die VISMA die natürliche Dämpfung (Dämpferkäfig und Reibung) einer realen Maschine nach, der VCI hingegen nicht

- In der VISMA wird die magnetische Kopplung von Rotor und Stator im elektrischen Teilsystem nachgebildet, im VCI hingegen nicht
- Der Spannungsregler des VCIs hat keinen Bezug zur Synchronmaschine

3 Systemverhalten in verschiedenen Netzzuständen

Um das Verhalten einer VISMA sowie eines VCIs genauer zu untersuchen, wurden Simulationsmodelle in MATLAB/Simulink erstellt und damit die Umrichtermodelle in verschiedenen Netzsituationen getestet. In den folgenden Unterkapiteln werden zunächst die einzelnen Teile des Modells beschrieben, anschließend Simulationsergebnisse gezeigt.

3.1 Beschreibung des Simulationsmodells

Eine wesentliche Fragestellung dieser Arbeit ist es, ob bzw. wie die VISMA als USV genutzt werden kann. Dementsprechend orientiert sich der Aufbau im Modell an einer konventionellen, parallel angekoppelten USV-Anlage. Details hierzu sind in Kapitel 5 ausführlicher beschrieben. Im Normalbetrieb versorgt das Außennetz die Last, der Umrichter ist parallel angeschlossen. Die Grundstruktur des Modells ist für VISMA und VCI identisch, wie Abbildung 3.1 zeigt, die beiden Umrichtervarianten werden in keiner Simulation gleichzeitig genutzt. In MATLAB/Simulink werden für jede Phase Zeitverläufe, also Momentanwerte, von Strom und Spannung berechnet. Daraus ergeben sich abgeleitete Größen wie Leistungen.

Das Funktionsschema der klassischen Kraftwerksregelung ist beispielsweise in [30, 22] beschrieben. Das Regelkonzept zur Frequenzhaltung im gesamten elektrischen System basiert darauf, die Netzfrequenz in einem erlaubten Toleranzbereich von ± 200 mHz um die Nennfrequenz zu halten, in Deutschland üblich sind 50 Hz [36]. Leistungsänderungen durch Lastwechsel oder Schwankungen der Erzeugung haben

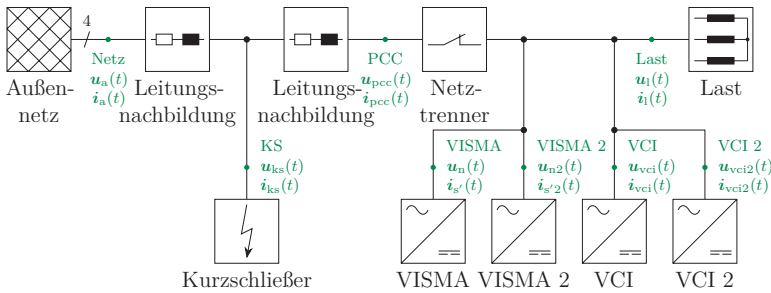


Abbildung 3.1: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells mit grün markierten Punkten für Strom- und Spannungsmessung, einzelne Teile des Modells können deaktiviert werden

direkt Einfluss auf die Netzfrequenz. Insbesondere bei Synchronmaschinen ist diese Kopplung bauartbedingt vorgegeben. Zwar nimmt der Anteil an Erzeugungsanlagen mit Synchronmaschine ab und vermehrt werden leistungselektronische Komponenten verbaut, jedoch wird das Prinzip dieser Verknüpfung zwischen Leistung und Frequenz beibehalten.

Um die Frequenz möglichst nah an der Nennfrequenz zu halten bzw. dorthin zurückzuführen, werden verschiedene Regelstufen aktiviert, gestaffelt nach dem zeitlichen Abstand zwischen Auftreten eines Ungleichgewichts im Netz und des Wirkungsbeginns der Maßnahme, beispielsweise beschrieben in [6]:

- Momentanreserve: Instantane Bereitstellung von Wirkleistung ohne Regelein-
griff, in konventionellen Kraftwerken durch die Massenträgheit der rotierenden
Teile wie des Generators, da sich die Drehzahl nicht sprungförmig ändern
kann.
- Primärregelung: Frequenzänderungen werden detektiert und als Reaktion
darauf die Wirkleistung angepasst, möglich ist dies bspw. durch Eingriffe am
Dampfventil einer Turbine.
- Sekundärregelung: Durch die Vorgabe von angepassten Sollwerten wird die
Netzfrequenz wieder auf ihren Nennwert zurückgeführt.

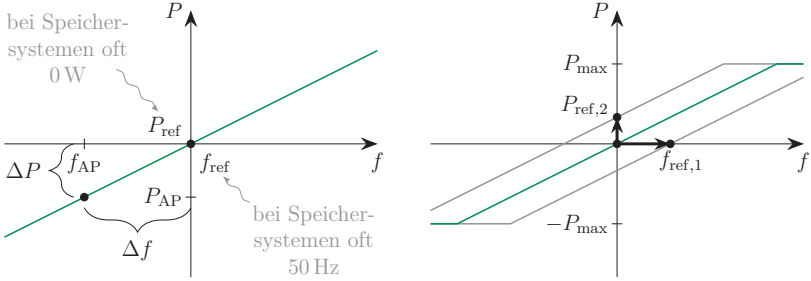


Abbildung 3.2: Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie, links zur Definition der Statik und Reglerleistungszahl mit Referenzpunkt „ref“ sowie sich einstellender Arbeitspunkt „AP“ und rechts Kennlinienverschiebung durch Änderung der Referenzwerte

- Tertiärregelung: manuelles Zu- oder Abschalten von Erzeugungsanlagen um die bisherigen Maßnahmen zu entlasten und wieder verfügbar zu machen für erneute Leistungsschwankungen.

Momentanreservebereitstellung durch Umrichter ist grundsätzlich möglich, hängt jedoch von der gewählten Regelstruktur ab. In den folgenden Abschnitten werden detaillierter die Fähigkeiten von VISMA und VCI untersucht, da diese zwei mögliche Konzepte zur Momentanreservebereitstellung durch Umrichter sind.

Die Primärregelung als schnellstes Regelleistungsprodukt mit Reaktionszeiten im Sekundenbereich bei konventionellen Kraftwerken passt die Wirkleistung entsprechend der gemessenen Frequenz an. Außerdem ermöglicht sie das Zusammenwirken mehrerer Erzeugungsanlagen und die Leistungsaufteilung zwischen diesen. Die Basis hierfür ist eine definierte Kennlinie, die pro Anlage einen Zusammenhang zwischen Frequenz und Wirkleistung herstellt, sie wird auch als Statik oder Droop bezeichnet. Abbildung 3.2 zeigt die schematische Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie im Verbraucher-Zählpfeilsystem, um daraus die Statik s_f

$$s_f = - \frac{\frac{f_{\text{AP}} - f_{\text{ref}}}{f_N}}{\frac{P_{\text{AP}} - P_{\text{ref}}}{P_N}} = \frac{1}{k_P} \cdot \frac{P_N}{f_N} \quad (3.1)$$

sowie die Reglerleistungszahl k_P beschreiben zu können:

$$k_P = \frac{1}{s_f} \cdot \frac{P_N}{f_N} = - \frac{P_{AP} - P_{ref}}{f_{AP} - f_{ref}} \quad (3.2)$$

Die Statik ist eine positive Prozentangabe, die Reglerleistungszahl hingegen eine negative Angabe in der Einheit W Hz^{-1} . Als Referenzpunkt „ref“, oder auch Sollwert, bietet es sich an, die Nennfrequenz 50 Hz zu wählen, der Referenz-Leistungswert ist abhängig von der Art der Erzeugungsanlage: Ein übliches Kraftwerk wird nahe der Nennleistung betrieben, also $P_{ref} \approx P_N$ (Hinweis: im VZS sind die Wirkleistungsangaben von Erzeugern negativ), damit ist jedoch keine oder nur eine sehr geringe betragsmäßige Leistungserhöhung bei Unterfrequenz möglich. Wird jedoch ein rückspeisefähiger Speicher genutzt, bspw. Batteriespeicher, ist $P_{ref} \approx 0 \text{ W}$ sinnvoller, um bei Nennfrequenz keinen Leistungsaustausch mit dem Netz zu haben und v. a. auf positive sowie negative Abweichungen reagieren zu können.

Im Rahmen der Sekundärregelung können die Werte für f_{ref} und P_{ref} angepasst und somit die Kennlinie verschoben werden, wie der rechte Teil in Abbildung 3.2 zeigt. Dies ermöglicht die Rückführung auf Nenngrößen bei veränderter Leistungsbilanz im Netz. Die selbe Weise der Parametermanipulation ermöglicht das gezielte Laden oder Entladen eines Speichersystems. Im Rahmen dieser Arbeit sind insbesondere die kurzen Zeitbereiche und somit Momentanreserve sowie Primärregelung relevant. Die Regelleistungsprodukte ab der Sekundärregelung werden deshalb an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

Neben der Frequenzhaltung ist die Spannungshaltung ein wichtiger Teil der Systemdienstleistungen: die Spannung soll immer in einem erlaubten Bereich um die Nennspannung bleiben. Eine wichtige Eingriffsmöglichkeit hierzu ist das gezielte Einstellen der Blindleistung. In der konventionellen Kraftwerkstechnik wird die Blindleistung über eine Änderung der Erregerspannung der Synchronmaschine eingestellt, bei Umrichtern in der Regelung abhängig vom implementierten Konzept. Die technischen Anschlussregeln für die Nieder- bzw. Mittelspannung [48, 50] ermöglichen dem Anschlussnehmer mehrere Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung: Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)$, fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$, Kenn-

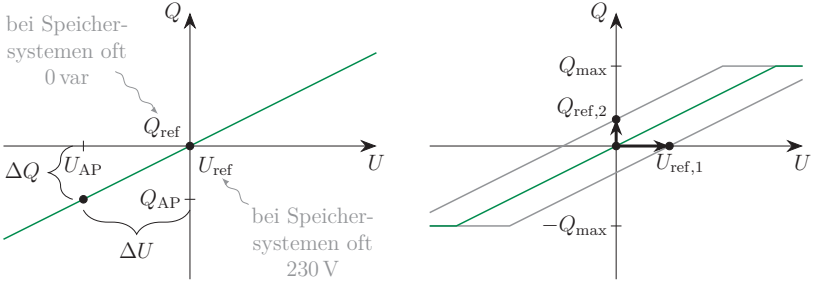


Abbildung 3.3: Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie, links zur Definition der Statik und Reglerleistungszahl mit Bezugspunkt „ref“ sowie sich einstellender Arbeitspunkt „AP“ und rechts Kennlinienverschiebung durch Änderung der Referenzwerte

linie der Blindleistung als Funktion der Wirkleistung $Q(P)$ und Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion (nur in der Mittelspannung). Die $Q(U)$ -Kennlinie stellt direkt einen Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistung her, ohne den Umweg über die Wirkleistung zu gehen. Somit bietet sich dieses Verfahren an. Der Zusammenhang zwischen U und Q ist analog zur Frequenzhaltung über eine Statik definiert, wie Abbildung 3.3 zeigt. Daraus lassen sich die Statik s_U

$$s_U = -\frac{\frac{U_{\text{AP}} - U_{\text{ref}}}{U_N}}{\frac{Q_{\text{AP}} - Q_{\text{ref}}}{Q_N}} = \frac{1}{k_Q} \cdot \frac{Q_N}{U_N} \quad (3.3)$$

sowie die Reglerleistungszahl k_Q herleiten:

$$k_Q = \frac{1}{s_U} \cdot \frac{Q_N}{U_N} = -\frac{Q_{\text{AP}} - Q_{\text{ref}}}{U_{\text{AP}} - U_{\text{ref}}} \quad (3.4)$$

Über veränderte Referenzwerte lässt sich die Kennlinie verschieben und somit gezielt die Blindleistung und Spannung beeinflussen, es können Sollwerte vorgegeben werden. Diese könnten aus einer übergeordneten Regelung kommen, die jedoch hier nicht betrachtet wird.

Anmerkung: Für den reinen Netzparallelbetrieb ist es sinnvoll, in beiden Kennlinien ein Totband um den Nennwert von Frequenz bzw. Spannung einzufügen. Dadurch wird verhindert, dass selbst bei der kleinsten Abweichung die Primärregelung ak-

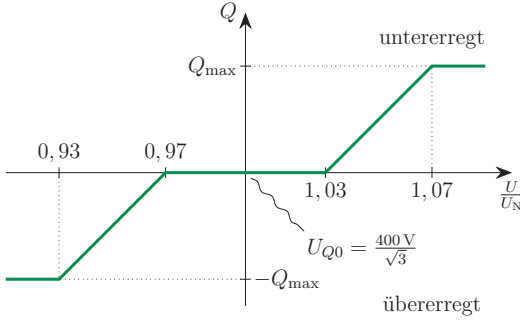


Abbildung 3.4: Standard- $Q(U)$ -Kennlinie der VDE-AR-N 4105 (Niederspannung) für das VZS mit Totband um die Referenzspannung U_{Q0} , eigene Darstellung nach [48]

tiviert wird und versucht gegenzusteuern. Innerhalb des Totbandes darf sich das Netz bewegen, es wird lediglich durch Effekte wie der Momentanreserve beeinflusst. In den Netzanschlussregeln sind Totbänder in den Statiken vorgesehen, in den Anschlussregeln für die Hochspannung (VDE-AR-N 4120) mit einem Bereich von 0 bis 200 mHz. Werden keine abweichenden Anforderungen gestellt, ist die Summe aus Unempfindlichkeit und Totband mit ± 10 mHz einzustellen.[49] In den Anschlussregeln für die Niederspannung ist eine Standard-Kennlinie für die spannungsabhängige Blindleistungsanpassung vorgegeben, wie Abbildung 3.4 zeigt. Diese Kennlinie berücksichtigt ein Totband im Bereich von $\pm 3\%$ um die Referenzspannung, darin findet keine Blindleistungsanpassung statt. Der Vollständigkeit halber wird hier erwähnt, dass in den Anschlussregeln für die Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) speziell für Speicher $Q(U)$ -Kennlinien ohne Totband genannt sind [50].

Für den Betrieb im Inselnetz, insbesondere als Alleinerzeuger, bedeutet ein Totband jedoch, dass bei einer gemessenen Leistung kein klar definierter Wert für Frequenz oder Spannung bestimmt werden kann. Folglich kann die entsprechende Größe im netzbildenden Modus nicht eingestellt werden. Es ist notwendig, auf das Totband zu verzichten und zwischen minimal und maximal möglicher Leistung eine streng monotone Kennlinie zu wählen. Um einen Wechsel zwischen Statiken mit und ohne Totband für den Netzparallelbetrieb bzw. netzbildenden Inselnetzbetrieb zu vermeiden, wird in dieser Arbeit immer eine streng monotone Statik ohne Tot-

band verwendet. Denkbar wäre für zukünftige Untersuchungen ein Erkennen des Betriebszustandes und damit verbunden eine Anpassung des Totbandes entsprechend VDE-AR-N 4105 für den Netzparallelbetrieb und streng monoton für den Inselnetzbetrieb.

3.1.1 VISMA

Der in Abbildung 3.1 gezeigte VISMA-Block symbolisiert die Nachbildung eines VISMA-Systems. Kern dessen ist das Maschinenmodell, umgesetzt als abc-Modell entsprechend Abschnitt 2.1.2. Grund für diese Wahl ist die relativ einfache Modellierung in Kombination mit den bereits beschriebenen Vorteilen im Inselnetzbetrieb sowie bei unsymmetrischen Belastungen. Tabelle 3.1 listet die gewählten Parameter des abc-Modells für alle folgenden Simulationen auf, es sei denn, abweichende Werte für einzelne Untersuchungen sind an entsprechender Stelle explizit aufgeführt. Durch das Maschinenmodell werden Sollströme berechnet die in Simulink direkt als Eingangsgrößen von gesteuerten Stromquellen verarbeitet werden können, im Prinzip also dem eingespeisten oder aufgenommenen Strom der VISMA entsprechen. An der Einspeisestelle der Stromquellen verbinden die Filterkondensatoren $C_f = 10 \mu\text{F}$ die einzelnen Phasen mit dem Neutraleiter. Somit entspricht die Umsetzung des Leistungsteils im Simulationsmodell nicht exakt dem Aufbau am Prüfstand, dort verarbeitet der Phasenstromregler die Sollströme und steuert die Ventile an. Die Spannung des Zwischenkreises wird auf die Phasen zu- bzw. abgeschaltet. Das LC-Filter glättet das entstandene Pulsmuster zu einer sinusförmigen Spannung an den VISMA-Klemmen, also über den Filterkondensatoren. Diese entspricht der Spannung an den Kondensatoren im Simulationsmodell.

In das Maschinenmodell gehen als Eingangsgrößen die gemessenen Spannungen an den Klemmen $\mathbf{u}_n$, die Erregerspannung $\hat{U}_e$, sowie das mechanische Drehmoment M_m ein. Wird die Nennerregerspannung sowie $M_m = 0 \text{ Nm}$ vorgegeben, kann das VISMA-Modell bereits im Leerlauf betrieben werden. Auf diese Weise ermöglicht die VISMA die Bereitstellung von Momentanreserve, wie in Abschnitt 3.2.1 gezeigt wird. Soll sich die VISMA hingegen zusätzlich an der Primärregelung beteiligen, ist eine

Tabelle 3.1: Parameter und Kenngrößen des VISMA-Maschinenmodells

Statorparameter	
Statorinduktivität	$L_s = 42 \text{ mH}$
Statorwiderstand	$R_s = 0,3 \, \Omega$
Rotorparameter	
Massenträgheitsmoment	$J = 0,6 \text{ kg m}^2$
Dämpfungsfaktor	$K_d = 5 \text{ Nm s}^2 \text{ rad}^{-1}$
Dämpfungszeitkonstante	$T_d = 0,5 \text{ s}$
Nennbetriebsgrößen	
Scheinleistung	$S_N = 10 \text{ kVA}$
Erregerspannung	$\hat{U}_{e,N} = 325 \text{ V}$
Spannung	$U_N = 230 \text{ V}$
Frequenz	$f_N = 50 \text{ Hz}$
Abgeleitete Nenngrößen	
Leistung	$P_N = S_N = 10 \text{ kW}$
Strom pro Wicklung	$I_N = \frac{S_N}{3U_N} \approx 14,49 \text{ A}$
Maschinenimpedanz	$Z_N = \frac{U_N}{I_N} \approx 15,87 \, \Omega$
Rotorkreisfrequenz	$\omega_N = 2\pi f \approx 314,16 \text{ rad s}^{-1}$
Drehmoment	$M_N = \frac{P_N}{\omega_N} \approx 31,83 \text{ Nm}$

übergeordnete Regelung nötig. Eine Möglichkeit hierzu wurde in [39] vorgeschlagen. Die hier gewählte Variante basiert auf einer Statik für den Zusammenhang zwischen Frequenz und Wirkleistung, umgesetzt als P-Regler mit der Reglerleistungszahl k_P . Anhand des resultierenden Wirkleistungssollwerts stellt ein PI-Regler, im Folgenden als Wirkleistungs- oder P -Regler bezeichnet, das mechanische Drehmoment fürs Maschinenmodell ein. Hierüber kann ebenso eingestellt werden, wie schnell die Primärregelung wirkt. Zusätzlich ermöglichen Referenzwerte von Wirkleistung und Frequenz einen Eingriff in die Regelung, indem die Kennlinie so verschoben wird, dass diese Sollwerte eingestellt werden. Eine praktische Anwendung hiervon ist das gezielte Nachladen des Energiespeichers (der Batterien) im Netzparallelbetrieb. Abbildung 3.5 zeigt die gesamte übergeordnete Regelung im Blockschaltbild, die Tabelle 3.2 fasst die Parameter zusammen. Analog zur Frequenz-Wirkleistungs-

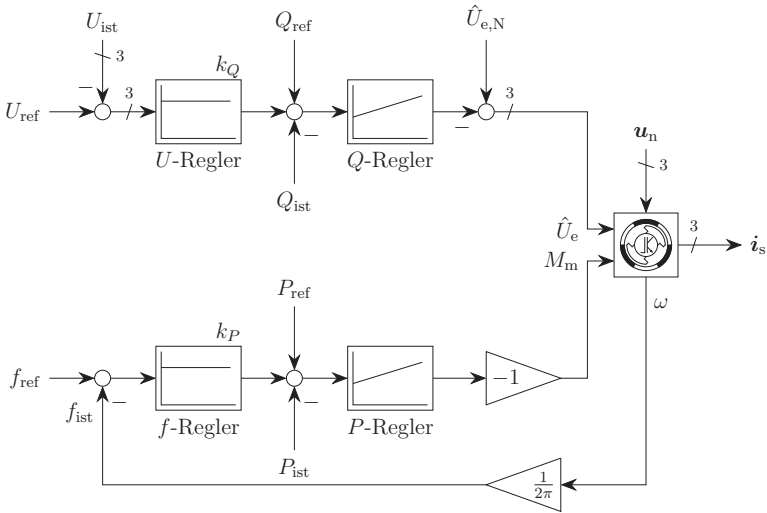


Abbildung 3.5: Blockschaltbild der übergeordneten VISMA-Regelung im Sinne einer Primärregelung mit f - P -Statik sowie Spannungshaltung mit U - Q -Statik

Tabelle 3.2: Parameter der übergeordneten VISMA-Regelung

Frequenzregler	
Reglerleistungszahl	$k_P = 10\,000 \text{ W Hz}^{-1}$
Statik	$s_f = 2 \%$
Wirkleistungsregler	
Proportionalanteil	$K_{PP} = 0,005 \text{ s}$
Integralanteil	$K_{PI} = 0,005$
Spannungsregler	
Reglerleistungszahl	$k_Q = 869,6 \text{ W V}^{-1}$
Statik	$s_U = 5 \%$
Blindleistungsregler	
Proportionalanteil	$K_{QP} = 0,001 \text{ A}^{-1}$
Integralanteil	$K_{QI} = 0,1 \text{ A}^{-1} \text{ s}^{-1}$

Regelung ist die Spannungs-Blindleistungs-Regelung aufgebaut, jedoch für jede Phase separat. Der P-Regler mit Reglerleistungszahl k_Q bestimmt die Sollblindleistung anhand der Spannungsabweichung. Diese kann über die Referenzwerte (Sollwerte) von Spannung und Blindleistung manipuliert werden. Ein PI-Regler, hier als Blindleistungs- oder Q -Regler bezeichnet, stellt die Schnelligkeit der Regelung ein und bestimmt die Erregerspannung, zu der die Nennerregerspannung addiert werden muss, um ins Maschinenmodell geführt zu werden. Die aktuellen Leistungswerte P_{ist} und Q_{ist} , sowie der Spannungseffektivwert U_{ist} ergeben sich aus der VISMA-Klemmenspannung $\mathbf{u}_n$ und dem Phasenstrom $\mathbf{i}_s$.

Die Parametrierung der PI-Regler beeinflusst wesentlich die Reaktion der VISMA entweder in Richtung einer instantanen Wirkung wie der Momentanreserve im Falle eines Frequenzereignisses oder in Richtung einer schnellen Primärregelung, indem über die Droop-Kennlinie ein neuer Sollwert berechnet und eingestellt wird. Im ersten Fall zeigt sich eine langsamere Änderung der Frequenz bzw. des Spannungseffektivwerts. Eine geringere Frequenzänderungsrate, auch RoCoF (Rate of Change of Frequency) genannt, spricht für mehr Stabilität in Bezug auf Frequenzschwankungen

[42]. Diese werden im Netz durch Leistungsänderungen verursacht. Die gewählten Parameter stellen einen Kompromiss dar, der durch Testreihen gefunden wurde.

Als Werte für die Statiken sind $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$ voreingestellt, das entspricht der Abweichung um die Nennwirkleistung bei 1 Hz, bzw. um die Nennblindleistung bei 11,5 V Differenz.

3.1.2 VCI

Der Block für den VCI bildet im Modell das gesamte Umrichtersystem mit dem VCI-Ansatz ab. Analog zur VISMA wird in Simulink der Leistungsteil des Umrichters abweichend von einem realen System implementiert, also ohne die Nachbildung von Ventilen, deren Ansteuerung und pulsformiger Spannung, die zum sinusförmigen Verlauf gewandelt werden muss. Ein L-Filter verbindet ideale gesteuerte Spannungsquellen und Anschlusspunkt im Modell. Aus Spannungsspitzenwert und Frequenz wird der Spannungsraumzeiger bestimmt, daraus errechnet die Drehsystembildung die dreiphasigen Eingangsgrößen für die Spannungsquellen, also die zeitlichen Verläufe der drei Spannungen.

Der Spannungsregler beinhaltet im Kern einen PI-Regler ergänzt mit einer Rückkopplung für die Umsetzung der Spannungshaltung. Darin ist zusätzlich ein Verzögerungsglied erster Ordnung implementiert, um eine algebraische Schleife zu verhindern, sowie den verzögerten Wirkungsbeginn der Spannungshaltung zu berücksichtigen. Referenzwerte von Spannung und Blindleistung ermöglichen eine Kennlinienverschiebung und damit das gezielte Verändern des einzustellenden Arbeitspunktes. Der Faktor K_{USpGH} setzt die Droop-Kennlinie im Modell um und berechnet sich aus

$$K_{USpGH} = \frac{k_Q}{S_N} = \frac{1}{s_U \cdot U_N}. \quad (3.5)$$

Tabelle 3.3: Parameter und Kenngrößen des VCI-Modells

Frequenzregler	
Integralanteil (Trägheitsfaktor)	$K_{fI} = 5 \text{ s}^{-2}$
Proportionalanteil (Dämpfungsfaktor)	$K_{fP} = 0,2 \text{ s}^{-1}$
f - U -Primärregelung	$K_{fP_{\text{Prim}}} = 1 \text{ Hz}^{-1}$
Zeitkonstante Primärregelung	$T_{fP_{\text{Prim}}} = 0,1 \text{ s}$
Spannungsregler	
Integralanteil	$K_{UI} = 1 \text{ V s}^{-1}$
Proportionalanteil	$K_{UP} = 0,01 \text{ V}$
U - Q -Spannungshaltung	$K_{US_{\text{pGH}}} = 2/23 \text{ V}^{-1}$
Zeitkonstante Spannungshaltung	$T_{US_{\text{pGH}}} = 0,1 \text{ s}$
Nennbetriebsgrößen	
Scheinleistung	$S_N = 10 \text{ kVA}$
Spannung	$U_N = 230 \text{ V}$
Frequenz	$f_N = 50 \text{ Hz}$
Abgeleitete Nenngrößen	
Leistung	$P_N = S_N = 10 \text{ kW}$
Strom pro Phase	$I_N = \frac{S_N}{3U_N} \approx 14,49 \text{ A}$

Strukturell ist der Frequenzregler sehr ähnlich umgesetzt, es kann allerdings über Referenzwerte von Frequenz und Wirkleistung Einfluss auf die Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie genommen werden, die im Faktor $K_{fP_{\text{Prim}}}$

$$K_{fP_{\text{Prim}}} = \frac{k_P}{S_N} = \frac{1}{s_f \cdot f_N} \quad (3.6)$$

berücksichtigt wird. Die Zahlenwerte der Proportional- sowie Integralanteile der PI-Regler im Frequenz- bzw. Spannungsregler entsprechen in der Grundeinstellung denen in [28]. Als geeigneter Wertebereich für A in Gleichung 2.23 gibt [28] 0,05 s bis 0,25 s an. Tabelle 3.3 zeigt eine Übersicht über die eingestellten Parameter in den Simulationen.

Tabelle 3.4: Kenndaten der Leitungsnachbildung [53]

Erdkabel NAYY	
Leiter	4 x 150 mm ²
Reaktanzbelag	$X'_b = 0,08 \, \Omega \, \text{km}^{-1}$
Resistanzbelag	$R'_b = 0,206 \, \Omega \, \text{km}^{-1}$
R - X -Verhältnis	2,575
Länge	2 km

3.1.3 Außennetz und Leitungsnachbildung

Das Außennetz lässt sich durch den hier zu untersuchenden Netzabschnitt nicht beeinflussen, es wird als starr betrachtet. Dementsprechend ist es im Simulinkmodell aus drei gesteuerten Spannungsquellen umgesetzt. Die Berechnung der Spannungen erfolgt über die Vorgabe von Winkel und Amplitude eines Raumzeigers, der zu drei sinusförmigen Verläufen mit einer Phasenverschiebung von 120° umgerechnet wird. Die Frequenz zur Bestimmung des Winkels und der Spannung sind wahlweise konstante (Nenn-)werte, ändern sich sprungförmig oder rampenförmig. Auf diese Weise können unterschiedliche Netzzustände und Änderungen im Niederspannungsnetz nachgebildet werden.

Entsprechend einem Abschnitt im realen Netz, sind Umrichter und Last nicht direkt am starren Außennetz angeschlossen. Eine Leitungsnachbildung sorgt für eine gewisse Entkopplung. Da es sich im Modell um eine elektrisch kurze Leitung in der Niederspannungsebene handelt, kann das vereinfachte Ersatzschaltbild ohne Querkomponenten genutzt werden. Die hier gewählten Werte entsprechen einem Erdkabel des Typs NAYY 4 x 150 mm² der Länge 2 km, die Kenndaten sind in Tabelle 3.4 aufgeführt. Für die Untersuchungen mit einem Kurzschluss im Netz lässt sich die Leitungsnachbildung in zwei Teile splitten, die in Summe dem bisherigen Wert entsprechen. Der Kurzschluss tritt zwischen den anteiligen Leitungsabschnitten auf, um die räumliche Distanz von Fehler zu Umrichter und Last variieren zu können.

3.1.4 Lasten

Als Lasten werden im Simulinkmodell dreiphasige Widerstände mit geerdetem Sternpunkt eingesetzt. Diese können in jeder Phase unabhängig parametrisiert werden, wahlweise ohmsch, induktiv, kapazitiv oder kombiniert. Die Eingabe ist entweder über Widerstands- bzw. Impedanzwerte möglich, oder über Wirk- und Blindleistungsangaben (bezogen auf Nennspannung). Folglich ist die Last spannungsabhängig. Außerdem ist eine zeitliche Zu- und Abschaltung umgesetzt. Somit werden die Lasten im Modell sprungförmig verändert. Das entspricht dem kritischsten Fall für die Regelungen.

3.1.5 Weitere Teile

Neben den bereits beschriebenen Hauptkomponenten sind im Simulinkmodell weitere Komponenten implementiert:

Kurzschließer

Zu einstellbaren Schaltzeiten lässt sich ein niederohmiger Kurzschluss erzeugen und wieder klären. Hierbei können die beteiligten Phasen ausgewählt werden. Abbildung 3.6 zeigt den Aufbau und die gewählten Widerstandswerte.

Netztrenner

Durch den Netztrenner kann der Abschnitt mit VISMA bzw. VCI und Last abgetrennt werden. Als Signal zur Öffnung aller drei Phasen dient entweder ein Schaltsignal aus einer Regelung oder ein zeitlich gesteuerter Impuls.

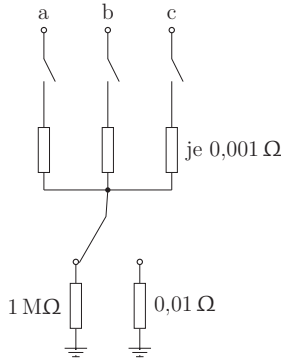


Abbildung 3.6: Elektrischer Aufbau des Kurzschließers im Simulationsmodell mit gewählten Widerstandswerten

Messung elektrischer Größen

An mehreren Stellen im Modell, insbesondere an den Verknüpfungspunkten der einzelnen Komponenten, sind Messpunkte für Strom und Spannung aller Phasen vorgesehen, diese sind in Abbildung 3.1 grün eingezeichnet. Die Zeitwerte werden während eines Simulationslaufs direkt weiterverarbeitet um bspw. die Leistungen zu berechnen. Aus der an der Last gemessenen Spannung bestimmt eine PLL die Frequenz, stellt somit ein Frequenzmessverfahren nach. Die PLL passt die interne Oszillatorfrequenz an, um die Phasendifferenz auf null zu halten und somit die Frequenz der Lastspannung ausgeben zu können.

3.2 Verhalten im Netzparallelbetrieb

Der netzparallele Betrieb von VISMA oder VCI entspricht der häufigsten Betriebsart, es ist der Standardfall. Für beide Modelle wurden bereits in den letzten Jahren Untersuchungen hierzu durchgeführt und Ergebnisse veröffentlicht. Je nach Zielsetzung liegt der Fokus in der Anwendung als Einspeisewechselrichter, um Erneuerbare-Energien-Anlagen oder Speicher wie Batterien mit dem Netz zu koppeln, oder in

der Netzstützung indem Systemdienstleistungen erbracht werden. Mit steigendem Anteil der Umrichter im Netzparallelbetrieb eröffnet sich die neue Thematik des umrichterdominierten (Verbund-)Netzes. Damit gehen Fragestellungen zur Stabilität einher, wenn die bisherige Stütze, die Synchrongeneratoren, zur Minderheit werden. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Fähigkeiten von VISMA und VCI am Netz, für Untersuchungen aus Systemsicht sei auf andere Arbeiten verwiesen, z. B. [31].

3.2.1 Frequenzhaltung

Die Nachbildung der Massenträgheit in beiden Modellen ermöglicht eine instantane Reaktion auf eine Frequenzänderung im Netz, ohne diese messtechnisch erfassen zu müssen. Dieses Verhalten der Umrichter entspricht in der Wirkung der Momentanreserve, wie sie von konventionellen Kraftwerksgeneratoren bekannt ist. Die Trägheit sorgt dafür, dass auch bei einer äußeren Frequenzänderung die Frequenz im Modell des Umrichters zunächst gleich bleibt und erst nach einiger Zeit wieder angeglichen ist.

VISMA

Im stationären Zustand gleicht die Netzkreisfrequenz der Kreisfrequenz des virtuellen Rotors der VISMA. Plötzlichen Änderungen der Netzfrequenz kann der Rotor aufgrund seiner Trägheit nur zeitversetzt folgen, es entsteht eine Kreisfrequenzabweichung. Entsprechend Gleichung 2.3 führt dies zu einer Veränderung des Rotordrehwinkels. Diese wiederum beeinflusst direkt die Leistung der VISMA.

Aus dem Ersatzschaltbild des Stators in Abbildung 2.5 lassen sich wie in [7] gezeigt, die Gleichungen für die Wirkleistung

$$P = 3UI \cos \varphi = 3 \cdot \frac{U_n \cdot U_e \cdot \sin \theta_r}{X_s} \quad (3.7)$$

und die Blindleistung

$$Q = 3UI \sin \varphi = 3 \cdot \frac{U_n \cdot U_e \cdot \cos \theta_r - U_n^2}{X_s} \quad (3.8)$$

mit der Näherung $R_s \ll X_s$ und somit $\frac{R_s}{X_s} \approx 0$ herleiten. Hieraus ergibt sich die Scheinleistung zu

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = 3 \cdot \frac{U_n}{X_s} \cdot \sqrt{U_e^2 - 2U_n U_e \cos \theta_r + U_n^2} \quad (3.9)$$

Ändert sich die Frequenz des Netzes und damit der Rotordrehwinkel, passt sich entsprechend Gleichung 3.7 die Wirkleistung der VISMA an. Folglich auch das elektrische Moment. Bei gleichbleibendem mechanischen Moment wird der virtuelle Rotor beschleunigt oder abgebremst bis ein neuer stabiler Zustand erreicht ist und die Rotorkreisfrequenz der VISMA der neuen Netzkreisfrequenz entspricht, also keine Kreisfrequenzabweichung mehr besteht.

Für diesen dynamischen Vorgang entnimmt die VISMA dem virtuellen Rotor kinetische Energie und gibt sie ans Netz ab, bzw. nimmt aus dem Netz Energie auf und beschleunigt den Rotor zum Einspeichern. Aufgrund der Massenträgheit reagiert die VISMA in beide Richtungen mit einer trägen Anpassung der eigenen Kreisfrequenz und ermöglicht so die Bereitstellung von positiver sowie negativer Momentanreserve.

Anhand eines Simulationsbeispiels lässt sich der beschriebene Einfluss einer Netzfrequenzänderung auf die VISMA zeigen. Hierzu wird die VISMA mit dem Außennetz verbunden, die Leitungsnachbildung entkoppelt beide Seiten entsprechend Abbildung 3.7. Im Außennetz wird die konstante Nennspannung in Höhe von 230 V vorgegeben, die Frequenz ändert sich nach 2 s sprunghaft von 50 Hz auf 49,5 Hz, sowie zurück auf Nennfrequenz nach 7 s. Die Leitungsnachbildung entspricht dem in Tabelle 3.4 aufgeführten Erdkabel. Als VISMA dient das abc-Modell ohne übergeordnete Regelung in der Parametrierung nach Tabelle 3.1 und zusätzlich mit verkleinerter Massenträgheit J .

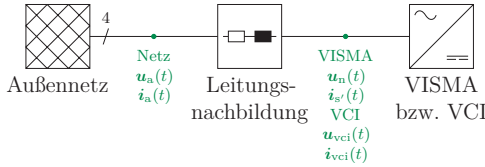


Abbildung 3.7: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells zur Momentanreservebereitstellung durch die VISMA aufgrund einer Netzfrequenzänderung

Die simulierten Zeitreihen sind in Abbildung 3.8 gezeigt. Auf die abrupte Änderung der Netzfrequenz folgt die Rotorkreisfrequenz der VISMA mit einer geringeren Steigung. Bis zum Ende des dynamischen Vorgangs speist die VISMA Wirkleistung ins Netz ein (im Falle der Netzfrequenzreduktion) bzw. bezieht Wirkleistung aus dem Netz (Frequenzanstieg). Da dem VISMA-Modell keine Sollwerte für das mechanische bzw. Soll-Moment vorgegeben werden, findet im stationären Betrieb kein Leistungsaustausch statt. Über die Wahl des Massenträgheitsmoments kann vorgegeben werden, wie stark die VISMA reagiert.

Die gezeigte Reaktion der VISMA basiert allein auf dem Maschinenmodell und entspricht der Momentanreservebereitstellung. Wird die übergeordnete Regelung mit den Statiken ergänzt, sorgt diese dafür, dass ein Zusammenhang zwischen Frequenz und Wirkleistung hergestellt wird. Diese Primärregelung versucht Frequenzabweichungen entgegen zu wirken, indem z. B. bei Unterfrequenz die Wirkleistungseinspeisung erhöht wird. Abbildung 3.9 zeigt die Ergebnisse der Simulation mit der übergeordneten Regelung. In diesem Fall ist nur die Frequenzreduktion gezeigt, um das Einstellen des neuen stationären Zustandes entsprechend der Statik komplett zeigen zu können. Ansonsten entspricht diese Simulation der vorherigen ohne Primärregelung. Im ersten Moment speist die VISMA Leistung ein, stellt also Momentanreserve bereit. Jedoch geht die Wirkleistungseinspeisung nicht auf Null zurück, die VISMA speist in Höhe der halben Nennleistung ein, da als Statik $s_f = 2\%$ gewählt ist und die Netzfrequenz auf 49,5 Hz abfällt.

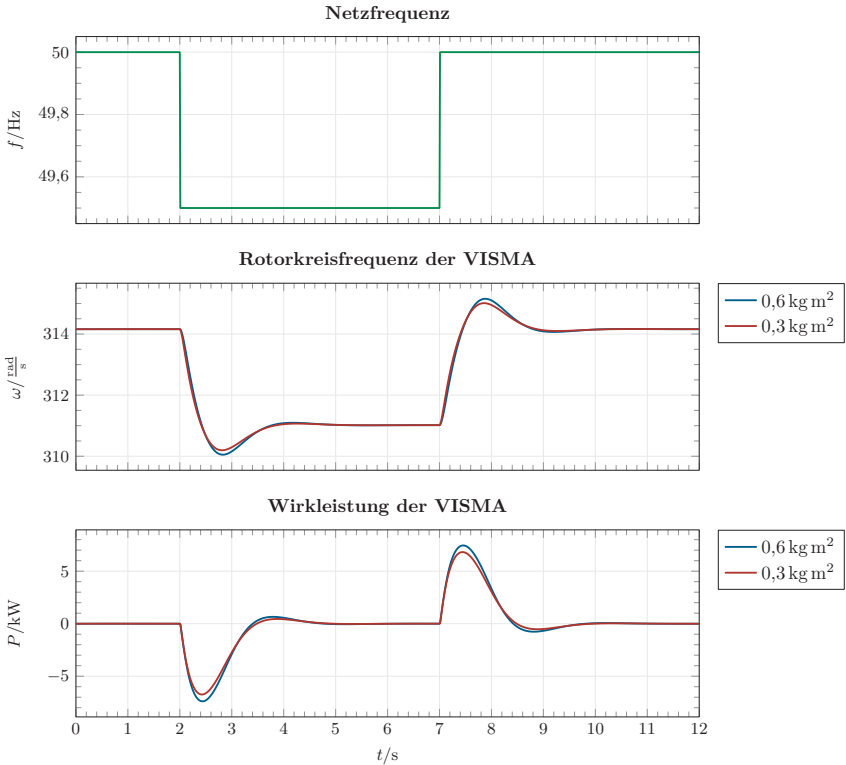


Abbildung 3.8: Rotorkreisfrequenz und Wirkleistung der VISMA mit verschiedenen Trägheitsmomenten (Standardwert $J = 0,6 \text{ kg m}^2$ und verringert auf $0,3 \text{ kg m}^2$) als Reaktion auf eine netzseitige Frequenzänderung um $\pm 0,5 \text{ Hz}$; die VISMA verfügt über keine überlagerte Regelung, ausschließliche Reaktion der Momentanreserve

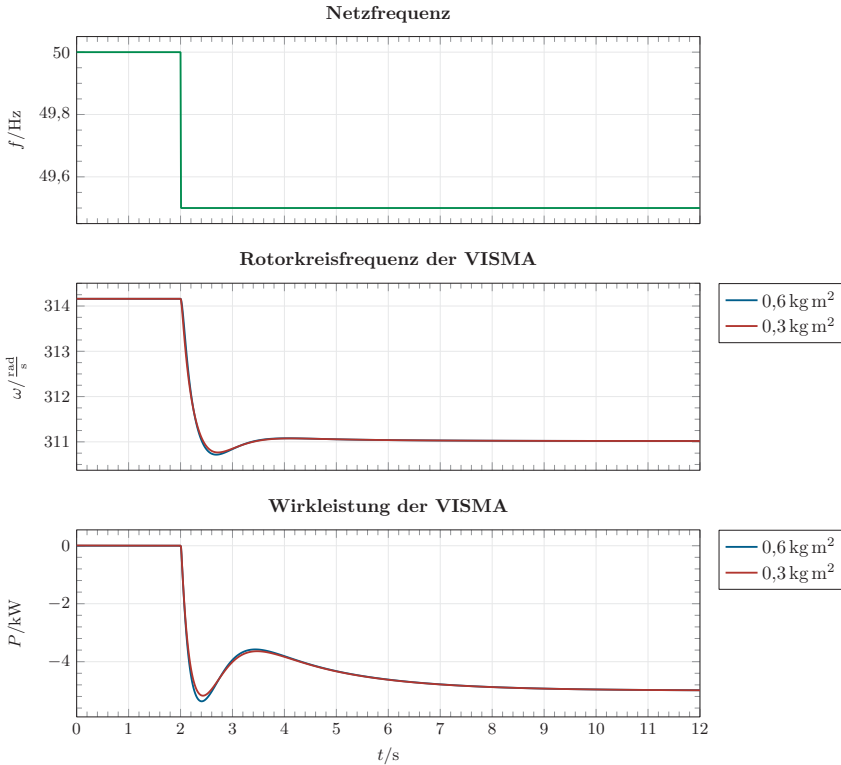


Abbildung 3.9: Rotorkreisfrequenz und Wirkleistung der VISMA mit verschiedenen Trägheitsmomenten (Standardwert $J = 0,6 \text{ kg m}^2$ und verringert auf $0,3 \text{ kg m}^2$) als Reaktion auf eine netzseitige Frequenzänderung um $-0,5 \text{ Hz}$; die VISMA verfügt über eine Statik $s_f = 2 \%$ als Primärregelung

VCI

Eine plötzliche Frequenzänderung im Netz bringt einen veränderten Winkel des Netzspannungsraumzeigers an den Klemmen des VCIs mit sich. Daraus resultiert ein veränderter Phasenwinkel zwischen diesem und dem eingepprägten Spannungsraumzeiger des VCIs. Ausgleichsströme fließen sofort, da diese direkt vom Spannungsraumzeiger abhängen und keine Stromregelung nötig ist. Mit den Strömen ändert sich augenblicklich die Wirkleistungseinspeisung bzw. -aufnahme des VCIs. Die Differenz von momentaner Wirkleistung und Sollwirkleistung führt zu einer Winkelbeschleunigung des eingepprägten Raumzeigers, begrenzt durch den Trägheitsfaktor des Frequenzreglers K_{fl} . Dieser leitet sich aus Trägheitsverhalten der Synchronmaschine her, wie Abschnitt 2.2.2 zeigt. Der eingepprägte Spannungsraumzeiger folgt dem Netzspannungsraumzeiger träge, analog zur Massenträgheit einer Synchronmaschine. Bis der Nachführvorgang des Raumzeigers abgeschlossen ist, treten Ausgleichsströme auf und eine Wirkleistungsdifferenz besteht.

Die instantane Kreisfrequenzänderung des eingepprägten Spannungsraumzeigers sowie die Wirkleistungsänderung hervorgerufen durch eine sprungförmige Frequenzreduktion und anschließende -erhöhung lassen sich durch eine Simulation verdeutlichen. Der Aufbau des Modells entspricht Abbildung 3.7 mit einem VCI anstatt der VISMA. Abbildung 3.10 stellt die Zeitverläufe dar. Im Frequenz- und Spannungsregler ist die jeweilige Statik zur Primärregelung bzw. Spannungsregelung deaktiviert, somit wird nur die Reaktion der Momentanreserve auf die Netzfrequenzänderung gezeigt. Untersucht werden vergleichsweise zwei Parametrierungen des Trägheitsfaktors des Frequenzreglers, einmal die Standardparametrierung entsprechend Tabelle 3.3 und die Variante mit halbiertem Massenträgheitsmoment J . Wie bei der Synchronmaschine in Gleichung 2.18, jedoch mit Polpaarzahl $p = 1$, ist das Trägheitsmoment

$$J = \frac{S_N}{\omega_0^2} \cdot T_A \quad (3.10)$$

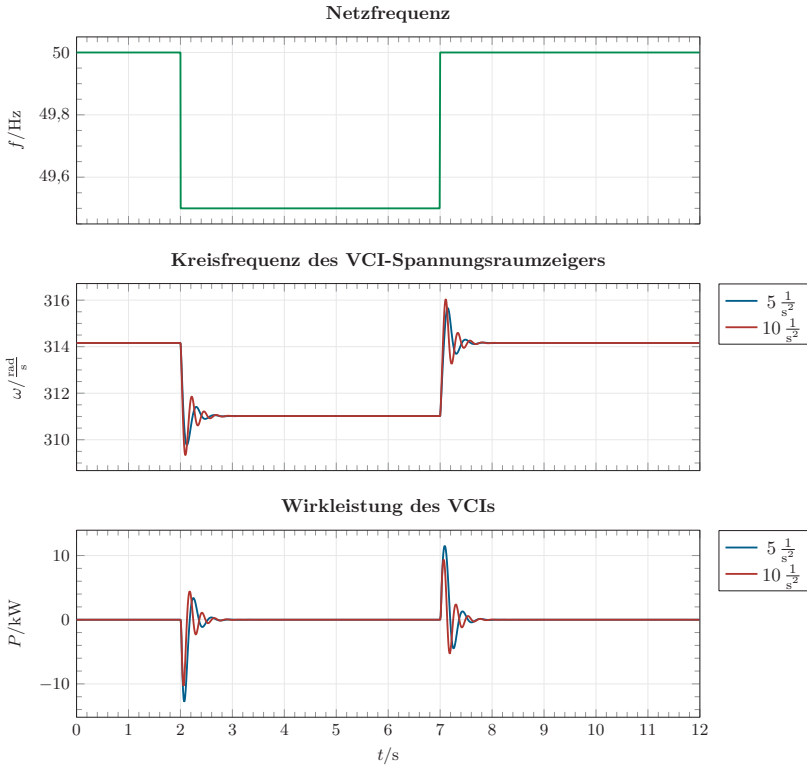


Abbildung 3.10: Kreisfrequenz und Wirkleistung des VCIs mit verschiedenen Trägheitsmomenten (Integralanteil/Trägheitsfaktor des Frequenzreglers: Standardwert $K_{fI} = 5 \text{ s}^{-2}$ entspricht $J \approx 1,0 \text{ kg m}^2$ und halbiertes Trägheitsmoment in $K_{fI} = 10 \text{ s}^{-2}$ entspricht $J \approx 0,5 \text{ kg m}^2$) als Reaktion auf eine netzseitige Frequenzänderung um $\pm 0,5 \text{ Hz}$; der VCI verfügt über keine Statikregelungen, ausschließliche Reaktion der Momentanreserve

im Integralanteil des Frequenzreglers berücksichtigt:

$$K_{fI} = \frac{\omega_0}{2\pi T_A} = \frac{S_N}{2\pi J\omega_0}. \quad (3.11)$$

Das halbierte Massenträgheitsmoment führt folglich zum doppelten Integralanteil.

In beiden Fällen weist die Kreisfrequenz und die Wirkleistung einen sehr deutlichen Überschwinger auf und pendeln sich in weniger als einer Sekunde auf neue stationäre Werte ein. Die neue Kreisfrequenz des Spannungsraumzeigers entspricht dann der Kreisfrequenz der Netzspannung. Die Wirkleistung geht zurück auf null, da keine abweichende Sollwertvorgabe im Modell implementiert ist. Ebenso kann die Statik nicht eingreifen. Der erste Überschwinger der Wirkleistung überschreitet kurzfristig die Nennleistung des VCI-Systems. Folglich muss die gesamte Systemauslegung diese Überlastung gestatten oder mithilfe einer Regelung auf den maximal möglichen Wert begrenzen. Die Limitierung bringt jedoch neue Herausforderungen mit sich, da es zu Unstetigkeiten in der Regelung kommt.

Die nächste Untersuchung berücksichtigt den Einfluss der Primärregelung und Spannungshaltung. Beide Statiken sind nun aktiviert und geben Leistungssollwerte an Frequenz- und Spannungsregler. Abbildung 3.11 zeigt die simulierten Zeitverläufe. Die grundsätzliche Form der Kurven gleicht den eben gezeigten, lediglich bei der Wirkleistung entspricht der neue stationäre Wert nach Frequenzreduktion auf 49,5 Hz der halben Nennleistung, bedingt durch die eingestellte Frequenz-Wirkleistungs-Statik in Höhe von $s_f = 2\%$.

Vergleich VISMA und VCI

Um absolute Aussagen zum Verhalten der beiden Konzepte gegeneinander treffen zu können, müssten ihre Parametrierungen möglichst ähnlich sein. Zwar basieren beide auf dem Trägheitsverhalten einer Synchronmaschine, jedoch unterscheiden sie sich in der Umsetzung deutlich. An dieser Stelle wird deshalb nur das grundsätzliche Verhalten in Bezug auf Netzfrequenzänderungen betrachtet. Die gewählten Parametrierungen sind in Abschnitt 3.1 aufgelistet, ergänzt mit den Angaben bei den jeweiligen

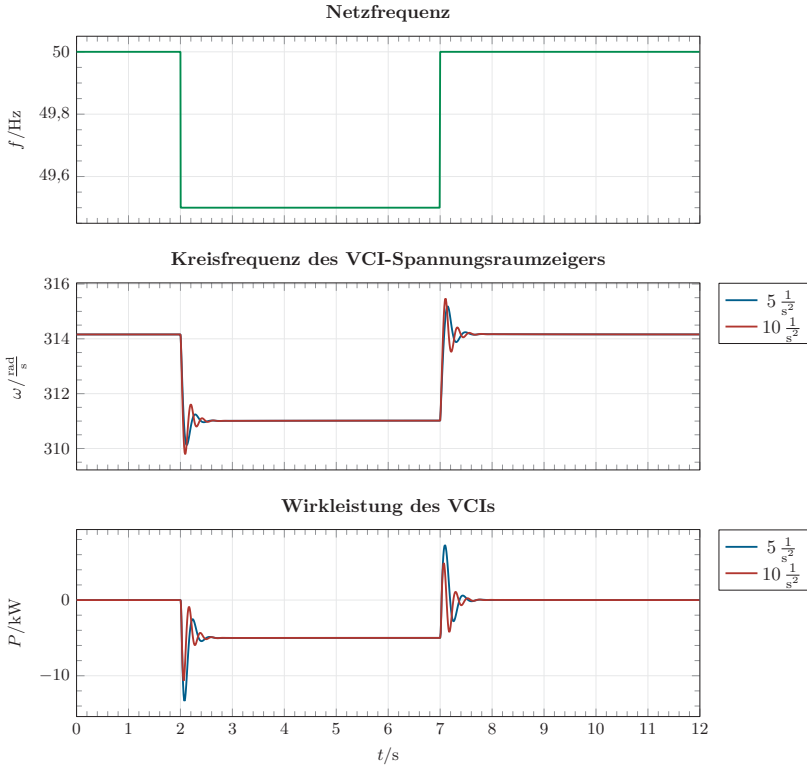


Abbildung 3.11: Kreisfrequenz und Wirkleistung des VCIs mit verschiedenen Trägheitsmomenten (Integralanteil/Trägheitsfaktor des Frequenzreglers: Standardwert $K_{fI} = 5 \text{ s}^{-2}$ und halbiertes Trägheitsmoment in $K_{fI} = 10 \text{ s}^{-2}$) als Reaktion auf eine netzseitige Frequenzänderung um $\pm 0,5 \text{ Hz}$; der VCI verfügt über eine Statik $s_f = 2 \%$ als Primärregelung

Simulationen. Für die VISMA werden die Trägheitsmomente $J = 0,6 \text{ kg m}^2$ und $0,3 \text{ kg m}^2$ im Modell untersucht, beim VCI die Trägheitsfaktoren $K_{f1} = 5 \text{ s}^{-2}$ und 10 s^{-2} was etwa $J = 1,0 \text{ kg m}^2$ und $0,5 \text{ kg m}^2$ entspricht. Im VISMA-Modell besitzt der Dämpfungsfaktor K_d aus mathematischer Sicht die gleichen Eigenschaften wie eine Massenträgheit [55], deshalb wird er dort mit J_d bezeichnet. Zur gesamten Massenträgheit der VISMA gehört also auch $K_d = 5 \text{ Nm s}^2 \text{ rad}^{-1} = 5 \text{ kg m}^2$.

Die VISMA benötigt gegenüber dem VCI deutlich länger um den dynamischen Vorgang bis zum neuen stationären Arbeitspunkt einzustellen. Hierbei ist ihre Kreisfrequenzänderungsrate, also die Steilheit des Verlaufs von ω , geringer als beim VCI. Da sich die Kreisfrequenz über den Faktor 2π in die Frequenz umrechnen lässt, gilt dieser Zusammenhang analog für die Frequenzänderungsrate, also RoCoF. Kleinere RoCoF-Werte gelten der Netzstabilität zuträglich. Die DIN EN 50549-1 fordert eine Immunität gegenüber Störungen bis zu $2,0 \text{ Hz s}^{-1}$ [18].

Der zweite wesentliche Unterschied im Einschwingverhalten zeigt sich darin, dass die VISMA kaum schwingt bis sie den Endwert einstellt. Beim VCI folgen auf einen ersten sehr prägnanten Überschwinger mehrere Schwingungen bis zum Endwert.

In beiden Konzepten können die Eigenschaften über die Wahl der Parameter verändert werden. Die hier gezeigten Verläufe sind somit nur beispielhaft, sie entsprechen aber den in bisherigen Untersuchungen häufig genutzten Varianten. Für einen konkreten Anwendungsfall sollte die Auswahl speziell entsprechend des Einzelfalls ausgewählt werden.

3.2.2 Spannungshaltung

Um einen Beitrag zur Spannungshaltung liefern zu können, haben VISMA und VCI eine überlagerte Regelung implementiert. Diese basiert auf einer Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben. Die hier genutzte Droop-Kennlinie hat kein Totband, um das UR-System im Netzparallel- sowie Inselnetzbetrieb als Alleinerzeuger nutzen zu können. Folglich sind keine Anpassungen beim Betriebsartwechsel nötig.

VISMA

Bei abweichender Spannung an den Anschlussklemmen der VISMA wird über die $Q(U)$ -Kennlinie ein neuer Blindleistungssollwert berechnet und mit dem gemessenen Blindleistungs-Ist-Wert verglichen. Zur Differenz addiert sich der von außen vorgegebene Blindleistungs-Referenzwert, um eine Soll-Blindleistung einzustellen oder über eine zu ergänzende Sekundärregelung den Arbeitspunkt beeinflussen zu können. Ein PI-Regler nutzt diese berechnete Größe als Eingangssignal und passt die Abweichung der virtuellen Erregung an. Diese wird vom Spitzenwert der virtuellen Nennererregung subtrahiert und geht ins eigentliche Maschinenmodell um dort den Phasenstrom zu berechnen.

Die Wirkungsweise der $Q(U)$ -Kennlinie wird in einem Simulationsbeispiel gezeigt. Die VISMA ist ohne Last über die Leitungsnachbildung mit dem Außennetz verbunden. Im Außennetz ändert sich der Spannungseffektivwert sprungförmig um ± 5 V. Die Reaktion der VISMA ist in Abbildung 3.12 gezeigt, einmal für die Standard-Statik $s_U = 5\%$, sowie für einen angepassten Wert von 10% . In den Zeitverläufen der an den VISMA-Klemmen gemessenen Spannung und Blindleistung ist deutlich zu erkennen, dass die VISMA versucht der eingebrochenen Spannung entgegenzuwirken und diese anzuheben, indem sie induktive Blindleistung einspeist, sich also wie eine Kapazität verhält. Wie stark die VISMA reagiert, also welche Blindleistung und Spannung sich einstellt, hängt direkt mit der Wahl der Statik zusammen.

VCI

Die Regelung des VCIs nutzt die aktuelle Blindleistung als Eingangsgröße, um mit dem Blindleistungsreferenz- oder Sollwert und dem durch die Statik bestimmten Wert die aktuelle Abweichung zu bestimmen. Diese wird über einen PI-Regler reduziert, wie in Abschnitt 2.2.3 erläutert. Die Ausgangsgröße des PI-Reglers entspricht der aktuellen Spannungsabweichung und dient einerseits als Eingang der Statikregelung, andererseits wird nach Addition des Spannungsreferenzwerts die Länge des Spannungsraumzeigers berechnet. Folglich kann die Länge des Raumzeigers nicht sofort einen neuen Wert annehmen, wenn sich netzseitig die Spannung ändert,

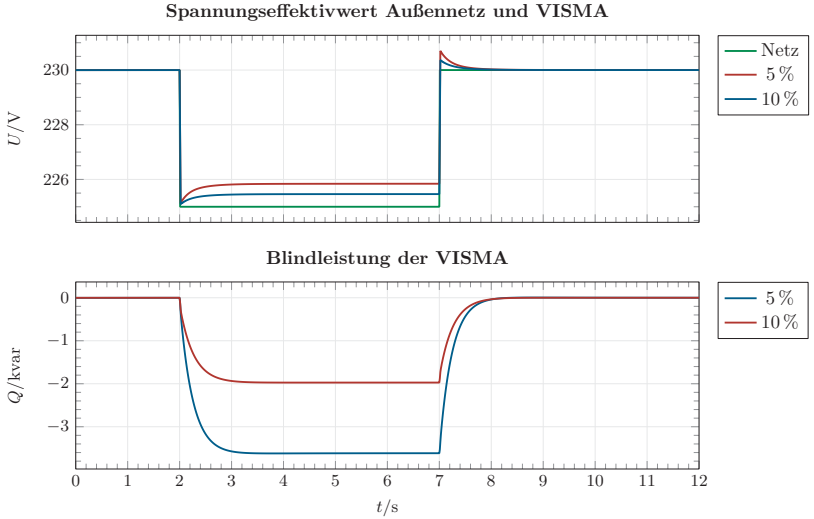


Abbildung 3.12: Phasenspannung und Blindleistung der VISMA mit überlagerter Regelung bei sprungförmiger Spannungsänderung im Außennetz, dargestellt für unterschiedliche Statiken s_U der VISMA

die Länge wird träge nachgeführt. Die Struktur des Spannungsreglers entspricht der des Frequenzreglers, somit lässt sich eine Analogie zum Trägheitsmoment im Integralanteil des f -Reglers herstellen.

Die Reaktion des VCIs auf eine sprungförmige Reduktion der Netzspannung ist in Abbildung 3.13 gezeigt. Der VCI ist über die Leitungsnachbildung mit dem Außennetz verbunden, in diesem wird die Spannung reduziert. Somit ändert sich die Länge des Netzspannungsraumzeigers, der Zeiger des VCIs passt seine Länge träge an. In den gezeigten Zeitverläufen ist der Effektivwert der Phasenspannung vom Außennetz und den am VCI gemessenen Werten gezeigt, ebenso die induktive Blindleistungseinspeisung des VCIs, jeweils für die Standard-Statik $s_U = 5\%$ und für einen angepassten Wert von 10% . Die Parametrierung der Regleranteile sowie die Zeitkonstante der Statik entsprechen den Standard-Werten entsprechend Tabelle 3.3. Auffällig ist, dass der VCI instantan seine Blindleistung ändert, dabei weit über die Nennleistung hinaus schwingt, was unrealistisch ist, und sich dann auf

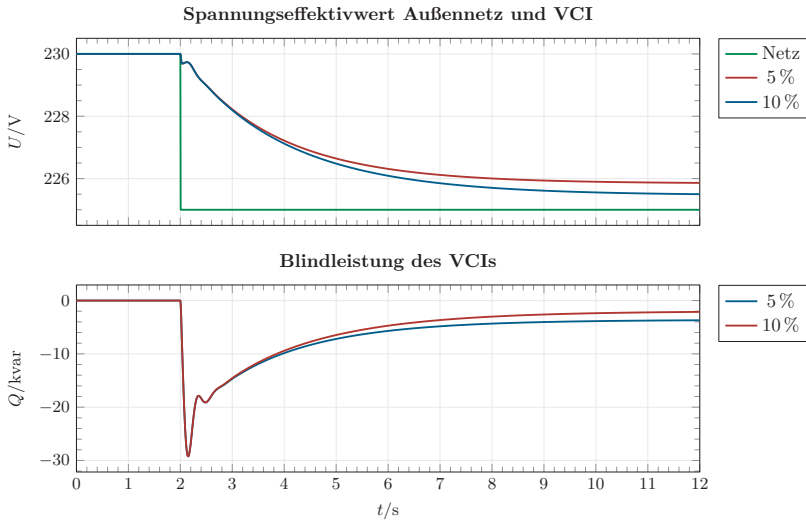


Abbildung 3.13: Phasenspannung und Blindleistung des VCIs mit überlagerter Regelung bei sprungförmiger Spannungsänderung im Außernetz, dargestellt für unterschiedliche Statiken s_U des VCIs

einen stationären Wert entsprechend der eingestellten Statik einstellt. Die Spannung stellt sich ohne Schwingen auf einen Endwert entsprechend der Statik ein. In beiden Verläufen lässt sich die Form des Einschwingens über die Parametrierung des Spannungsreglers beeinflussen. Hier wird jedoch auf eine Parametervariation verzichtet und stattdessen werden immer dieselben Werte entsprechend [28] genutzt.

Vergleich VISMA und VCI

Im direkten Vergleich der beiden Konzepte auf eine sprungförmige Spannungsänderung im Außernetz zeigen sich deutliche Unterschiede: Die gemessene Spannung an den Klemmen der VISMA bricht analog zur Netzspannung ein, über die Kennlinie wird etwas verzögert ein neuer Spannungswert höher als im Netz eingestellt. Der VCI hingegen ändert seine Spannung theoretisch nur langsam auf den neuen Endwert,

bedingt durch die träge Anpassung der Länge des Spannungsraumzeigers. Die Nachbildung des Statorkreises der VISMA ermöglicht das hier gezeigte Verhalten, indem direkt nach dem Spannungseinbruch eine andere Spannung über Statorinduktivität und -widerstand abfällt, sich somit der Spannungswinkel verändert.

Das Blindleistungsverhalten unterscheidet sich ebenfalls: Der VCI speist zunächst in Form eines Überschwingers deutlich mehr induktive Blindleistung ein, um sich dann dem Endwert entsprechend der Statik zu nähern. Im Simulationsmodell ist der Umrichter in der Lage mit solchen Leistungen umzugehen, ob ein tatsächlicher Umrichter dies kann, hängt von seiner Auslegung ab. Möglicherweise ist eine Strombegrenzung nötig, um Beschädigungen zu vermeiden. Die VISMA hingegen zeigt keinen Überschwinger und stellt direkt den Endwert ein.

Beiden Konzepten gemeinsam ist, dass sie in der Lage sind, über ihre implementierten Droop-Kennlinien nach dem Einschwingvorgang ein spannungsstützendes Verhalten aufzuweisen. Bei dem gezeigten Spannungseinbruch im Netz wirken sie spannungshebend, also übererregt und stellen induktive Blindleistung bereit.

3.3 Verhalten im Inselnetzbetrieb

Unter Inselnetzbetrieb ist der Betrieb von VISMA oder VCI in einem sehr kleinen Netz zu verstehen, das keine Verbindung zum Außernetz hat. Aufgrund der kleinen räumlichen Ausdehnung spielen die Leitungen eine untergeordnete Rolle, auf Leitungsnachbildungen kann verzichtet werden. Im einfachsten Fall ist eine Last direkt an die Anschlussklemmen von VISMA oder VCI angeschlossen. Hieraus lassen sich Erkenntnisse zum Schwarzstartverhalten und somit Inselnetzaufbau gewinnen. Außerdem ermöglichen verschiedene Lasten Rückschlüsse auf das Verhalten des implementierten Umrichterkonzepts.

Die VISMA bzw. der VCI übernimmt die Aufgabe der Netzbildung, stellt also Spannung und Frequenz ein. Als alleiniger Netzbildner können feste Sollwerte, z. B. Nennspannung und -frequenz, unabhängig von der Last eingestellt werden.

Damit ist nach wie vor eine träge Reaktion im Sinne der Momentanreserve möglich, sollten plötzliche Laständerungen auftreten. Anschließend stellen sich wieder die vorgegebenen Werte ein. Wird jedoch eine zweite Quelle, also zweite VISMA oder zweiter VCI, ergänzt, sollten beide die beschriebene Statikregelung besitzen. Dadurch wird ermöglicht, die von der Last benötigte Leistung auf beide Quellen aufzuteilen. Frequenz bzw. Spannungseffektivwert dienen hierbei als Kommunikationsweg zum Einstellen des Arbeitspunktes. Die Statikregelung kann auch bei einem alleinigen Netzbildner aktiviert sein. Dies hat den wesentlichen Vorteil, dass keine Regelungsänderung nötig wird, falls eine zweite Erzeugungsanlage ergänzt wird. Deshalb wird hier in jedem Fall die Droop-Regelung aktiviert.

3.3.1 Schwarzstart

Schwarzstartfähigkeit ist eine wichtige Eigenschaft netzbildender Umrichter, um nach einem Netzausfall oder einer gezielten Abtrennung ein Inselnetz aufbauen zu können. Als Anwendung ist die Versorgung eines Wohnhauses während einer längeren Netzunterbrechung denkbar, wenn das Haus über mindestens einen (Batterie-)speicher mit geeignetem Umrichter verfügt. Damit ein UR ein Inselnetz aufbauen kann, muss er an eine ausreichend große Energiequelle angeschlossen sein. Optimalerweise ist dies eine rückspeisefähige Speicherlösung, möglicherweise erweitert um eine EE-Anlage wie Photovoltaik zur Entlastung und Nachladung des Speichers.

VISMA

Erste Messungen zum Schwarzstart der VISMA wurden in [7] beschrieben. Zunächst wurde eine unbelastete VISMA schwarzgestartet, indem das Maschinenmodell mit der Berechnung startete, der WR aber noch gesperrt war. Das Modell gab den Kurzschlussstrom mit aktivierter Strombegrenzung aus, da keine gültigen Spannungsmesswerte an den Filterkondensatoren aufgenommen werden konnten, weil diese zunächst vollständig entladen waren. Nach Freigabe des Wechselrichters

konnten sich die Filterelemente aufladen und Spannung bzw. Strom einstellen. Der Spannungsverlauf ist auf diese Weise stark oberwellenbehaftet. Zur Abhilfe wurden verschiedene Filterkondensatorgrößen, eine reale Last, sowie eine virtuelle Last untersucht. Letztendlich konnten die großen Ströme vor Freigabe des WR verhindert werden, indem die virtuelle Erregung nicht sprungförmig, sondern rampenförmig von null auf den Sollwert vergrößert wurde.

Aufbauend auf diesem Ansatz wird die VISMA hier schwarzgestartet. Sie ist von Anfang an mit einer Last verbunden. Ab dem Beginn des Schwarzstartvorgangs wird die virtuelle Erregung rampenförmig bis zum Sollwert $\hat{U}_{e,N} = 325 \text{ V}$ vergrößert, dieser wird anschließend beibehalten. Nach dem Ende der Rampe wird die überlagerte Regelung freigegeben, dadurch stellen sich Spannung und Frequenz im Inselnetz entsprechend den aktuellen Leistungswerten der Last ein.

Abbildung 3.14 und 3.15 zeigen jeweils die Zeitverläufe während des Schwarzstartvorgangs, im ersten Bild mit einer kleinen Last von 150 W, im zweiten Bild mit Last in Höhe der VISMA-Nennleistung 10 kW. In den Bildern gezeigt ist die Rotorkreisfrequenz der VISMA, sowie die von ihr vorgegebene Frequenz. Da sie sich nur um den Faktor 2π unterscheiden, ist in den Zeitverläufen mit den gewählten Achsenskalierungen kein Unterschied zu sehen. Auf die Darstellung der an der Last gemessenen Frequenz wird hier verzichtet, da die nachgebildete Messeinrichtung bei den starken Schwankungen der Spannung während der Rampe sowie des Einstellens entsprechend Statik keine sinnvollen Werte ausgegeben kann. Die erste senkrechte Markierung bei 100 ms zeigt den Beginn des Schwarzstartvorgangs. Nach weiteren 100 ms ist die rampenförmige Erhöhung der virtuellen Erregung abgeschlossen, dementsprechend hat die Klemmenspannung der VISMA und ihr Phasenstrom zu diesem Zeitpunkt den Endwert erreicht. Diese Werte hängen von der angeschlossenen Last ab. Die zweite Markierung zum Zeitpunkt 300 ms steht für die Freigabe der übergeordneten Regler. Über die Statiken wird ein Arbeitspunkt für Spannung und Frequenz bestimmt und angefahren.

Um die VISMA schwarzstarten zu können, muss über den Filterkondensatoren ein Spannungsabfall gemessen werden können, damit das Maschinenmodell Sollströme berechnen kann. Um das Modell nicht mit einer virtuellen Last erweitern zu müssen,

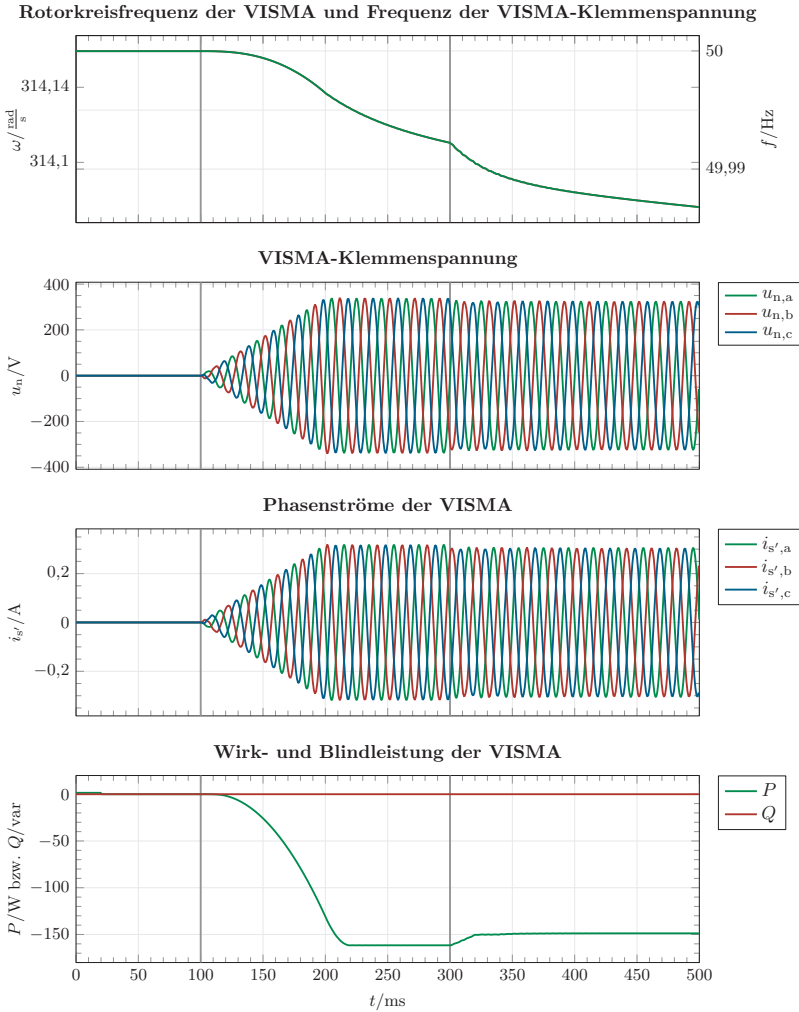


Abbildung 3.14: Zeitverläufe während des Schwarzstarts der VISMA mit angeschlossener Last $P = 150 \text{ W}$; Beginn des Startvorgangs bei erster Markierung, Aktivierung der übergeordneten Regelung bei zweiter Markierung

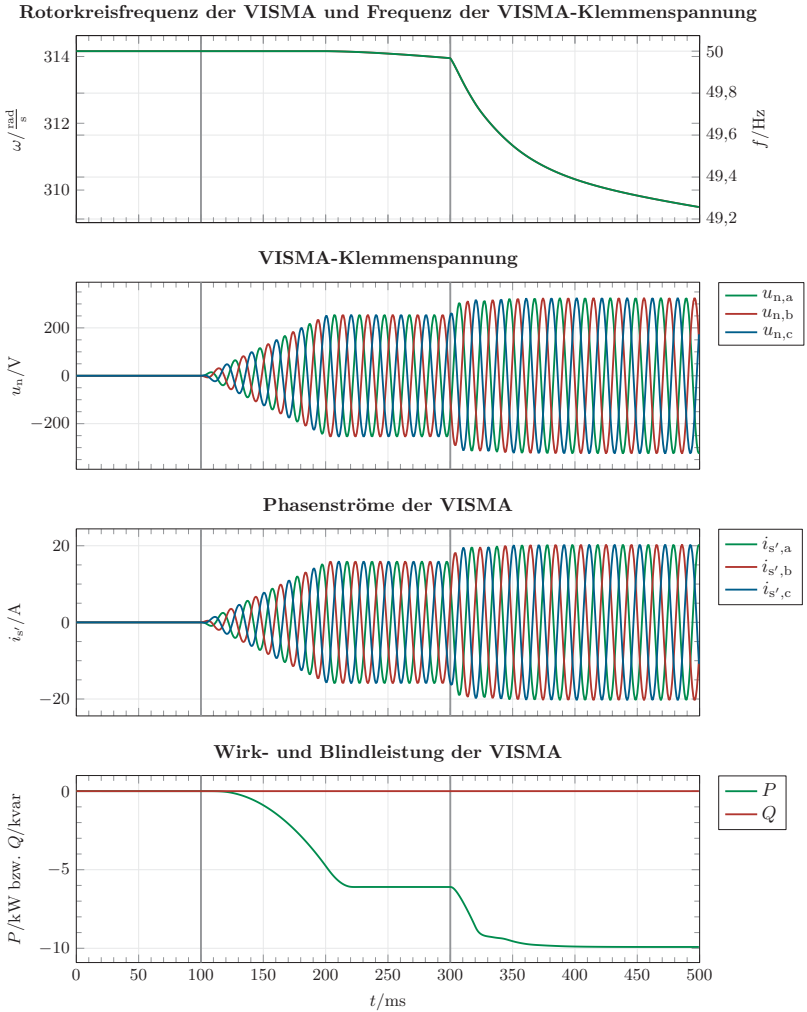


Abbildung 3.15: Zeitverläufe während des Schwarzstarts der VISMA mit angeschlossener Last $P = 10 \text{ kW}$; Beginn des Startvorgangs bei erster Markierung, Aktivierung der übergeordneten Regelung bei zweiter Markierung

wie es in [7] vorgeschlagen wurde, wird hier die reale Last bereits angeschlossen. Die erste Abbildung zeigt die minimal mögliche Last in Höhe von 1,5 % der VISMA-Nennleistung. Bei einer geringeren Last ergeben sich Schwankungen in den Amplituden der Spannung nach Reglerfreigabe, dies kann zu Instabilitäten führen.

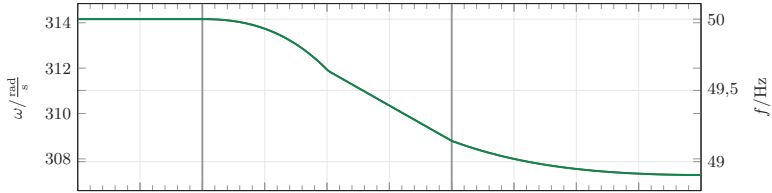
VCI

Da beim VCI direkt die Spannung über den Raumzeiger vorgegeben wird, lässt sich dieser sehr unkompliziert schwarzstarten. Im Simulationsmodell ist es möglich direkt die Nennspannung und Frequenz einzuprägen. Um jedoch Ausgleichsvorgänge zwischen dem Ausgangsfilter und einer Last von vorne herein zu vermeiden, wird die Amplitude des Raumzeigers rampenförmig vergrößert. Abbildung 3.16 zeigt den Schwarzstartvorgang. Dieser startet mit der Vergrößerung der Spannungsamplitude, also der Länge des Raumzeigers zum Zeitpunkt 100 ms, die Nennspannung ist nach weiteren 100 ms erreicht. Die Kreisfrequenz wird von Anfang an mit Nennwert vorgegeben. Zum Zeitpunkt 300 ms werden die Statiken freigegeben und stellen so Spannung und Frequenz entsprechen der Leistung ein, in der Abbildung ist beispielhaft eine Last mit $P = 10 \text{ kW}$ angeschlossen. Der VCI ist in der Lage ohne Last, sowie mit jedem beliebigen Wert bis zu seiner Maximalleistung das Inselnetz aufzubauen. In den Verläufen ergeben sich lediglich unterschiedliche lastabhängige Endwerte.

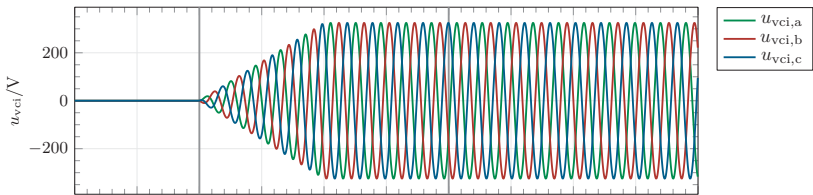
Vergleich VISMA und VCI

Beide Konzepte sind in der Lage ein Inselnetz aufzubauen. Der VCI prägt direkt die gewünschte Spannung ein. Bei der VISMA muss eine Mindestlast von etwa 1,5 % ihrer Nennleistung angeschlossen sein, damit ein ausreichend großer Strom fließt und Spannung über den Filterkondensatoren abfällt. Nur so kann eine Spannung gemessen werden, die das Maschinenmodell zur Berechnung braucht. In beiden

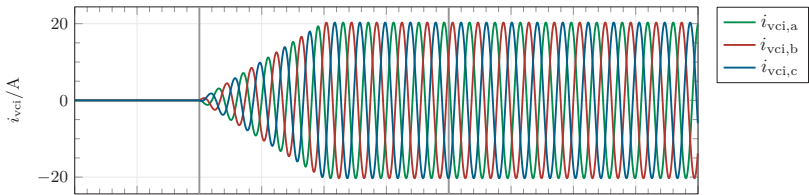
Kreisfrequenz des Spannungsraumzeigers und Frequenz der VCI-Klemmenspannung



VCI-Klemmenspannung



Ströme des VCIs



Wirk- und Blindleistung des VCIs

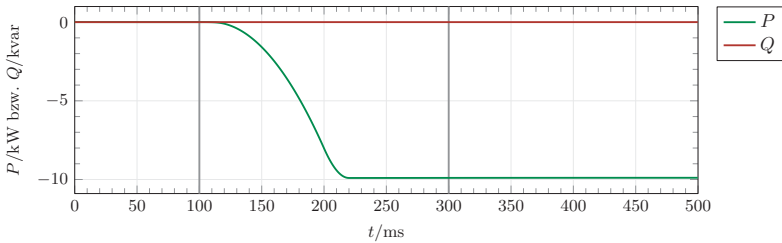


Abbildung 3.16: Zeitverläufe während des Schwarzstarts des VCIs mit angeschlossener Last $P = 10 \text{ kW}$; Beginn des Startvorgangs bei erster Markierung, Aktivierung der übergeordneten Regelung bei zweiter Markierung

Konzepten bietet sich die rampenförmige Vergrößerung der Spannung an um Ausgleichsströme zu vermeiden. So wird die Amplitude des Spannungsraumzeigers des VCIs vergrößert, bzw. die virtuelle Erregung der VISMA.

3.3.2 Verschiedene Lastfälle

Im Folgenden wird jeweils ein bestehendes Inselnetz aus entweder VISMA oder VCI bei verschiedenen Lasten untersucht. Es werden rein ohmsche sowie ohmsch-induktive Lasten zugeschaltet, zunächst symmetrisch, anschließend unsymmetrisch auf die Phasen verteilt.

VISMA

Wird die VISMA als Alleinerzeuger im Inselnetz eingesetzt, übernimmt sie die Aufgabe der Netzbildung, gibt also Spannung und Frequenz vor. Ohne eine überlagerte Regelung entzieht die Last dem virtuellen Rotor Rotationsenergie und bremst diesen damit ab. Die Rotorkreisfrequenz fällt ab, dementsprechend auch die Frequenz im Inselnetz. Dieses Verhalten ist über einen längeren Zeitraum nicht gewünscht, da es zwangsläufig zum Zusammenbruch des Inselnetzes führt. [10]

Ein Ansatz die Frequenz auch bei Belastung konstant zu halten besteht darin, die virtuelle Erregung und das virtuelle mechanische Moment als Eingangsgrößen des Maschinenmodells nachzuführen. Ist die VISMA Alleinerzeuger im Inselnetz, ist die Inselnetzfrequenz direkt proportional zur VISMA-Rotorkreisfrequenz entsprechend $\omega = 2\pi f$. Die Frequenz müsste über ein Messverfahren bestimmt werden, beispielsweise über eine PLL. Dies hat jedoch den Nachteil, dass die Messung eine gewisse Zeit benötigt, um einen Wert auszugeben. Die Rotorkreisfrequenz ist jedoch im Maschinenmodell zu jedem Zeitpunkt verfügbar. Damit bietet es sich an, die Abweichung von aktueller zur Nenn-Rotorkreisfrequenz als Eingangsgröße für einen PI-Regler zu nutzen, um ein angepasstes virtuelles mechanisches Moment zu berechnen. Die virtuelle Erregung wird angepasst, indem die Abweichung von gemessener und Soll-Spannung über einen weiteren PI-Regler ausgegelt wird.

Dieser einfachste Ansatz ist in [7] detaillierter beschrieben und ermöglicht einen Betrieb des Inselnetzes mit konstanter Frequenz von beispielsweise 50 Hz und Spannung von 230 V, kurzzeitige Abweichungen hiervon treten lediglich bei plötzlichen Laständerungen auf. Anschließend werden wieder die gleichen Spannungs- und Frequenzwerte eingestellt.

In Anlehnung an die klassische Kraftwerksregelung wurde in Abschnitt 3.1 bereits die überlagerte Statik-Regelung eingeführt. Diese kann ohne Veränderung im Inselnetzbetrieb eingesetzt werden. Anstatt die Leistung entsprechend einer Statik zu bestimmen, berechnet sich im Inselnetz die Frequenz abhängig von der aus Strom- und Spannungsmessung bestimmten Wirkleistung. An dieser Stelle zeigt sich, warum ein Totband um die Nennfrequenz für einen netzbildenden Betrieb nicht möglich ist: Bei einem Leistungswert wäre innerhalb des Totbandes keine eindeutige Frequenz definiert. Analog verhält sich die Spannung in Bezug auf die Blindleistung, wenn die $Q(U)$ -Kennlinie aktiv ist. Die VISMA stellt den Spannungseffektivwert entsprechend der Blindleistungsverhältnisse im Inselnetz ein.

Die beschriebenen Reaktionen der VISMA mit ihren überlagerten Statiken sind in Abbildung 3.17 gezeigt. An die VISMA-Klemmen ist eine veränderbare ohmsch-induktive Last angeschlossen, die VISMA ist also Alleinerzeuger in einem äußerst kleinen Inselnetz. Zunächst liegt nur eine Grundlast in Höhe von 100 W an. Spannungseffektivwert und Rotorkreisfrequenz entsprechen nahezu den Nennwerten. Nach 2 s wird die Last sprunghaft um 2,5 kW vergrößert. Die VISMA speist sofort die geforderte Wirkleistung ein und passt daraufhin die Rotorkreisfrequenz an. Es dauert einige Sekunden, bis der neue stabile Arbeitspunkt entsprechend der eingestellten Statik $s_f = 2\%$ erreicht ist. In der Abbildung ist zusätzlich die an der Last gemessene Frequenz aufgetragen. Hierbei berücksichtigt ist als Messverfahren eine PLL, mit zugehörigem Zeitbedarf zur Frequenzbestimmung. Direkt nach der Lastzuschaltung schwingt die gemessene Frequenz für etwas über 100 ms, da die PLL noch keinen richtigen Wert bestimmen konnte. Nach dem Einschwingen stimmt der Zeitverlauf wieder mit dem der Rotorkreisfrequenz überein. Ein weiterer ohmsch-induktiver Lastsprung um zusätzliche 2,5 kW und gleichzeitig 2 kvar nach 7 s erzwingt neben einer Frequenzänderung auch einen neuen Spannungseffektivwert.

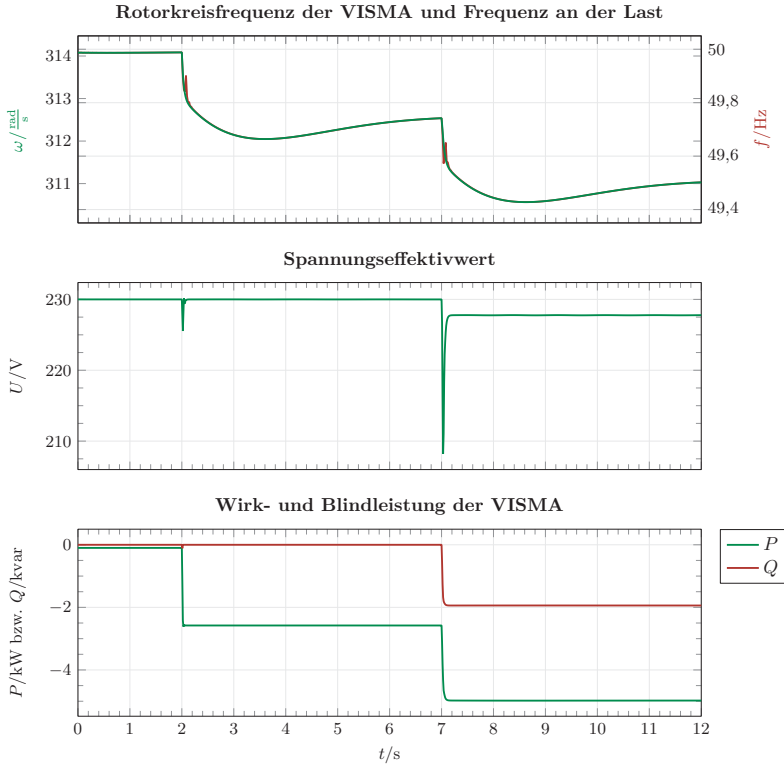


Abbildung 3.17: Frequenz, Spannung und Leistungen der VISMA mit Statikregelungen als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei rein ohmscher (nach 2s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7s)

Nach einem sehr kurzen Unterschwinger der Spannung stellt sich die neue stationäre Spannung entsprechen der Statik $s_U = 5\%$ ein, ausgelöst durch die induktive Blindleistungsbereitstellung der VISMA.

In einem weiteren Simulationsbeispiel wird der Einfluss einer unsymmetrischen Last untersucht und in Abbildung 3.18 gezeigt. Die VISMA fungiert erneut als Alleinerzeuger im Inselnetz, sie verfügt über die beschriebene überlagerte Statikregelung und versorgt eine Grundlast in Höhe von 100 W. Nach 2 s wird eine rein ohmsche Last zugeschaltet. Hierbei wird an Phase b zusätzlich $\frac{1}{3}$ und an Phase c $\frac{2}{3}$ der neuen Last in Höhe von 1,5 kW ergänzt. Es stellt sich ein neuer Arbeitspunkt ein, nach etwa 5 s ist die Rotorkreisfrequenz, sowie Frequenz entsprechend der Gesamtlast und Statik erreicht. Eine weitere Lastzuschaltung nach 7 s belastet Phase b um 0,5 kW und 0,5 kvar, sowie Phase c zusätzlich um 1 kW und 1 kvar. Erneut ändert sich die Frequenz. Auffällig bei unsymmetrischer Belastung ist, dass der Frequenzverlauf oberwellenbehaftet ist, diese haben eine Frequenz von etwa 100 Hz. In Abbildung 3.18 zeigt sich dies durch den minimal dicker erscheinenden Graphen. Die induktive Last führt zu einer neuen stationären Spannung. Die Statikregelung ist für jede Phase getrennt ausgeführt, dementsprechend stellen sich voneinander abweichende Werte der virtuellen Erregung ein, jeweils abhängig von der Phasenlast und Statik. Die Zeitverläufe der virtuellen Erregung sind an dieser Stelle nicht gezeigt, jedoch die gemessene Klemmenspannung. Diese weist stationär die gleiche Höhe in allen Phasen auf. Allerdings zeigen sich Unterschiede während des Einschwingvorgangs bei Lastzuschaltung: bei größerer induktiver Last bricht der Spannungseffektivwert kurzzeitig deutlich tiefer ein. In Phase a ohne induktive Belastung ist kein Unterschwinger zu sehen. Abbildung 3.19 zeigt die Momentanwerte der Klemmenspannung, also der Spannung im Inselnetz und die Phasenströme der VISMA für den Ausschnitt um die zweite Lastzuschaltung.

VCI

Der VCI als Alleinerzeuger in einem Inselnetz benötigt im Frequenz- sowie Spannungsregler jeweils einen vorgegebenen Sollwert, um eine stabile Spannung mit

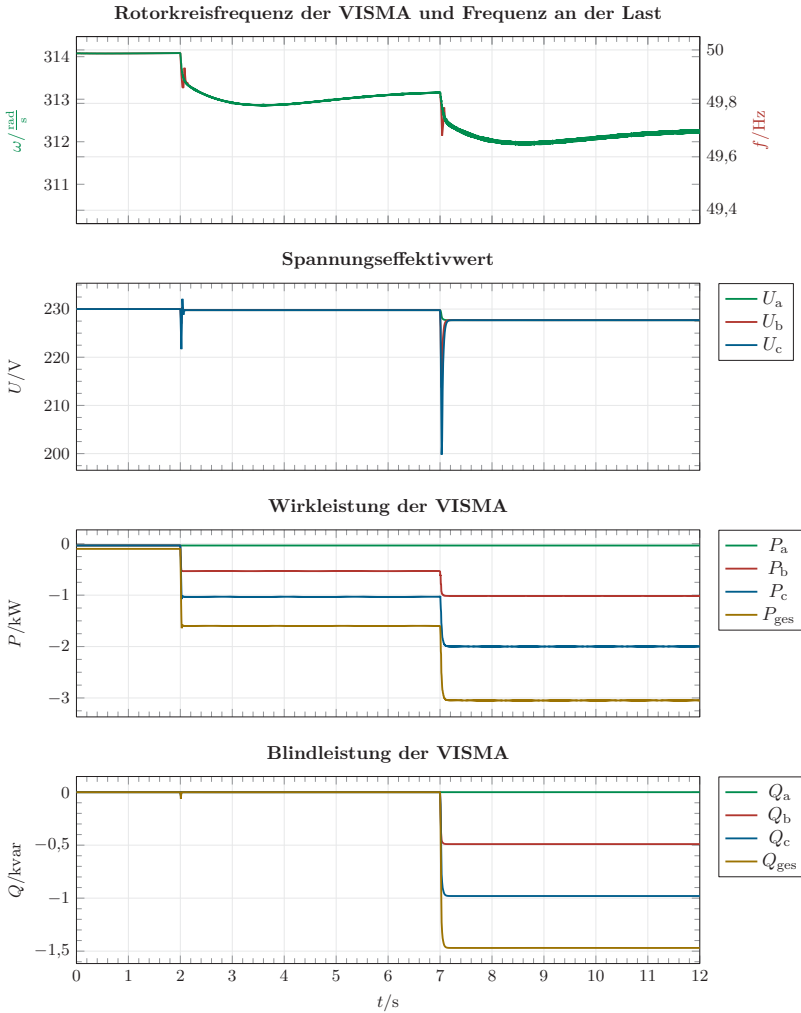


Abbildung 3.18: Frequenz, Spannung und Leistungen der VISMA mit Statikregelungen als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s)

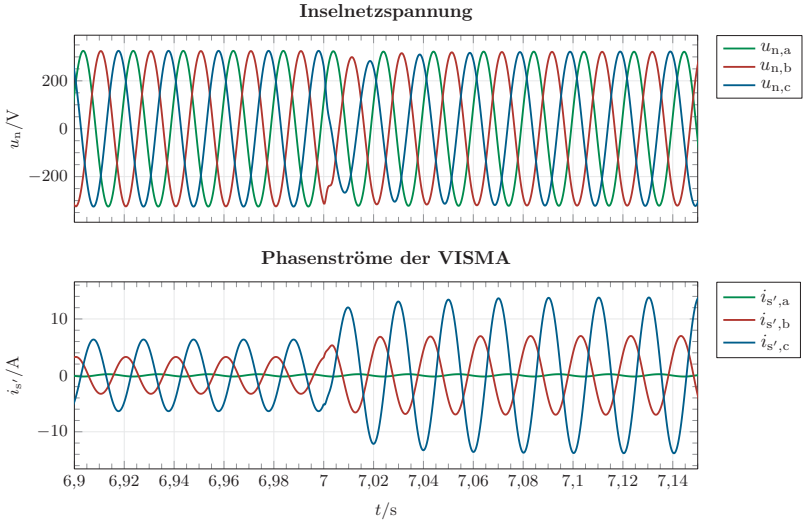


Abbildung 3.19: Klemmenspannung und Phasenströme der VISMA mit Statikregelungen als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s)

zugehöriger Frequenz einstellen zu können. Möglich sind entweder feste Werte, um das Inselnetz lastunabhängig auf beispielsweise 230 V und 50 Hz zu betreiben, oder Statiken, die die Vorgaben lastabhängig anpassen. Diese Aufgabe kann die beschriebene Droop-Regelung erfüllen. Solange keine Totbänder in den Kennlinien enthalten sind, können sie jeweils einen eindeutig definierten Wert für Spannung und Frequenz vorgeben, berechnet aus der aktuell durch den VCI eingespeisten oder aufgenommenen Wirk- und Blindleistung.

Anhand eines Simulationsbeispiels wird gezeigt, wie sich im Inselnetz Spannung und Frequenz in Abhängigkeit der Last einstellen. Abbildung 3.20 zeigt die Ergebnisse. Hierbei ist analog zum gezeigten Beispiel mit der VISMA als Alleinerzeuger der VCI direkt mit einer Last verbunden. Die minimale Grundlast in Höhe von 100 W wird stufenförmig vergrößert, nach 2 s um 2,5 kW und nach 7 s um zusätzliche 2,5 kW und gleichzeitig 2 kvar. Die Kreisfrequenz des VCI-Spannungsraumzeigers stimmt mit der gemessenen Inselnetzfrequenz überein, mit Ausnahme der ersten hundert

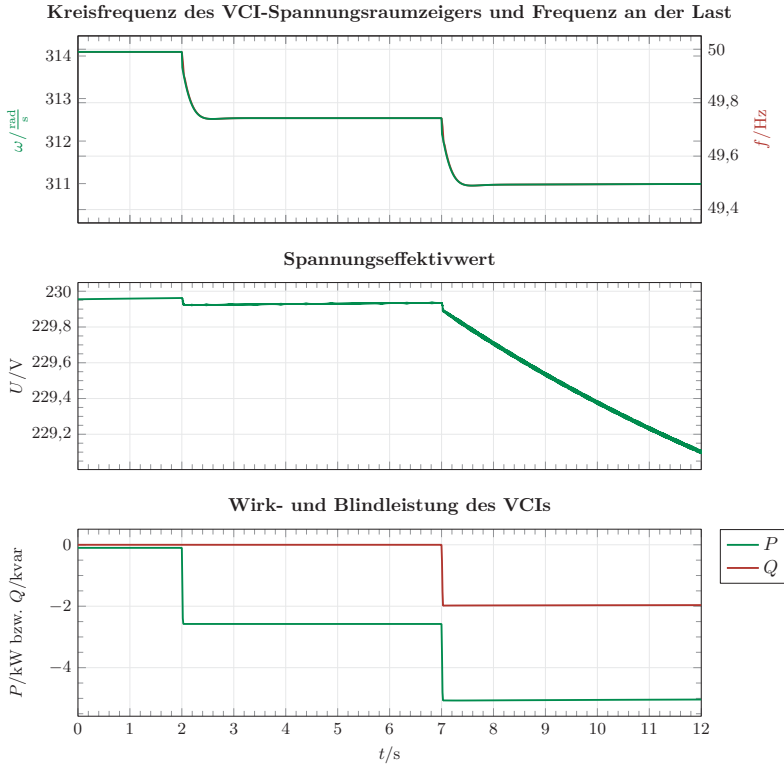


Abbildung 3.20: Frequenz, Spannung und Leistungen des VCIs mit Statikregelungen als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s)

Millisekunden nach einer Änderung. Ursache hierfür ist das Frequenzmessverfahren mit einer PLL, das nicht instantan einen korrekten Wert ausgeben kann. Im Zeitverlauf des Spannungseffektivwerts ist besonders der Abfall beginnend mit der zweiten Lastzuschaltung nach 7 s zu erwähnen. Hier gibt die übergeordnete Statik einen neuen Spannungssollwert vor, der relativ langsam eingestellt wird, wie bereits im Netzparallelbetrieb untersucht und in Abbildung 3.13 gezeigt wurde. Somit wird im dargestellten Ausschnitt in Abbildung 3.20 noch kein neuer stationärer Spannungswert erreicht, dies geschieht erst deutlich später. Die Abweichungen im Zehntelvolt-Bereich bis 7 s begründen sich durch die Mittelwertberechnung der Spannung bei Abweichungen von der Nennfrequenz. Die Leistungsverläufe zeigen, dass der VCI die Last sofort versorgen kann und dementsprechend Wirkleistung einspeist und induktive Blindleistung abgibt.

Werden im beschriebenen Versuch die Laststufen durch unsymmetrische Belastung des VCIs ersetzt, ergeben sich die Verläufe entsprechend Abbildung 3.21. Zunächst versorgt der VCI als Alleinerzeuger mit Statiken die symmetrische Grundlast in Höhe von 100 W. Nach 2 s wird eine ohmsche Last in Höhe von 1,5 kW zugeschaltet, die sich zu einem Drittel auf Phase b und zwei Drittel auf Phase c verteilt. Nach 7 s wird die zusätzliche ohmsch-induktive Last in Höhe von 1,5 kW und 1,5 kvar ergänzt, die Belastung zwischen den Phasen entspricht dem Verhältnis der ersten Stufe. Nach jeder Laststufe stellt sich innerhalb von rund einer halben Sekunde eine neue Kreisfrequenz des Spannungsraumzeigers und damit eine neue Netzfrequenz im Inselnetz ein. Im Gegensatz zur symmetrischen Belastung ist der Frequenz eine Schwingung von etwa 100 Hz überlagert und im Zeitverlauf durch die dick erscheinende Kurve zu erkennen. Die gemessene Frequenz an der Last weist diese Schwingung nicht auf. Auffällig ist die sich langsam einstellende neue Spannung nach dem zweiten Sprung. Auch jetzt kann in der gezeigten Auswahl kein stationärer Endwert erreicht werden, diesem nähert sich die Spannung erst deutlich später an. Die Länge des Raumzeigers bestimmt zwar identische Spannungseffektivwerte an den gesteuerten Quellen im Modell, durch die unterschiedlichen Ströme entsprechend den Lasten ändert sich der Spannungsabfall am Ausgangsfilter pro Phase. Somit gleichen sich die Spannungen an den Klemmen nicht exakt. Wie bei symmetrischer Belastung können auch hier die von der Last geforderten Leistungen sofort bereitgestellt werden. Abbildung 3.22

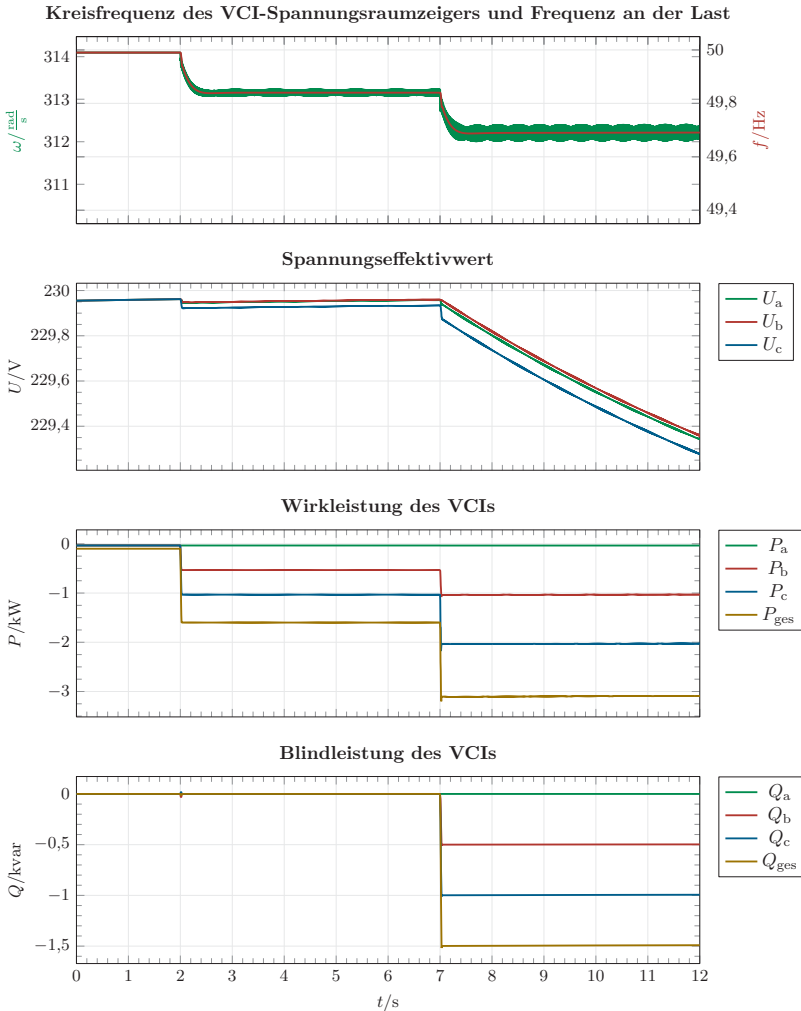


Abbildung 3.21: Frequenz, Spannung und Leistungen des VCIs mit Statikregelungen als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s)

zeigt die Spannung an den Klemmen des VCIs, also die Inselnetzspannung sowie Ströme des VCIs für den ohmsch-induktiven Lastsprung. Im dreiphasigen Verlauf

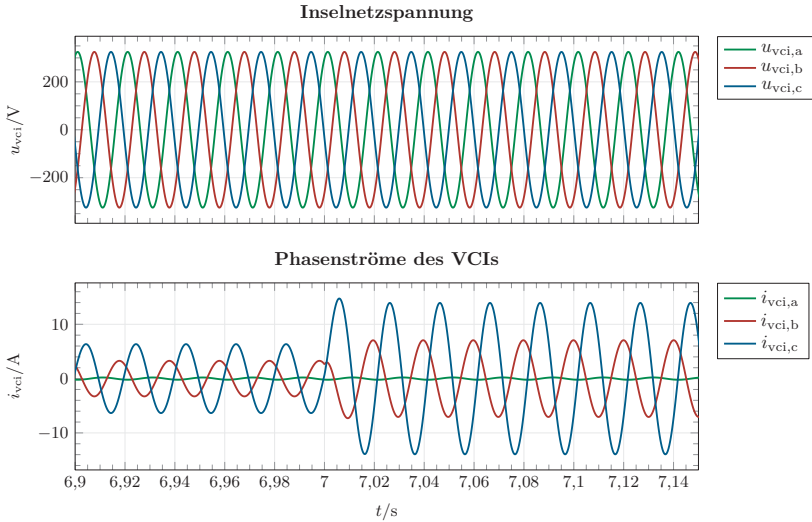


Abbildung 3.22: Klemmenspannung und Phasenströme des VCIs mit Statikregelungen als Alleinerzeuger im Inselnetzbetrieb bei unsymmetrischer ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s)

der Spannungen ist die Auswirkung des neuen Spannungssollwerts nicht zu sehen, da dieser, wie beschrieben, sehr langsam eingestellt wird. Die Ströme zeigen im Moment der Lastzuschaltung einerseits eine Vergrößerung der Amplitude, andererseits eine Winkeländerung durch die induktive Last.

Vergleich VISMA und VCI

Beide Konzepte sind in der Lage mit der übergeordneten Statikregelung ein Inselnetz als Alleinerzeuger zu bilden, also Spannung und Frequenz einzustellen. Dabei

stellen sie die von einer Last geforderte Leistung bereit, auch instantan bei Laststufen. Entsprechend der Droop-Kennlinie stellt sich ein neuer stationärer Wert für Frequenz bzw. Spannungseffektivwert ein, jedoch unterscheidet sich das dynamische Einschwingverhalten. Die hier genutzten Parameter entsprechen denen in der Literatur, sie sind nicht aufeinander abgestimmt um ein möglichst ähnliches Verhalten zwischen beiden Konzepten zu erzielen. Die Auslegung und Parametrierung hängt immer vom Einsatzzweck eines Umrichters ab, somit muss sie für den Einzelfall angepasst werden. Deshalb werden hier keine Änderungen vorgenommen.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die VISMA länger braucht, um eine neue Frequenz einzustellen, der VCI hingegen benötigt mehr Zeit für die Spannung. Dafür weist der Spannungseffektivwert bei Lastzuschaltung an der VISMA einen deutlichen Unterschwinger auf, bevor nach etwa 200 ms der neue Wert erreicht ist. Anzumerken ist jedoch, dass die Effektivwertbildung einige Zeit dauert und hierin eingeschlossen ist. In den dreiphasigen Zeitverläufen wie in Abbildung 3.19 stimmt die Amplitude der Spannung bereits nach weniger als 100 ms mit dem Zielwert überein. Bei unsymmetrischer Belastung neigt der VCI eher zu Oberwellen im Verlauf der Rotorkreisfrequenz, als es bei der VISMA der Fall ist. In den durchgeführten Simulationen konnte daraus jedoch keine Auswirkung auf das restliche Verhalten abgeleitet werden.

3.3.3 Parallelschaltung mehrerer Netzbildner

Aus dem Beispiel einer USV-Anlage für besonders kritische Lasten, lässt sich eine weitere Betriebsweise ableiten: in solchen USV-Anlagen werden häufig zwei redundante Systeme verbaut, für den Fall, dass eines nicht funktionsfähig ist. Im Normalbetrieb laufen sie parallel, jedes kann jedoch alleine die kritische Last versorgen. Übertragen auf das Simulationsmodell entspricht dies zwei VISMA-Systemen oder VCIs im Parallelbetrieb. Werden sie am Außennetz betrieben, gibt dieses Spannung und Frequenz vor. Im Inselnetz hingegen übernehmen die Umrichter die Netzbildung. Da Nenngrößen der beiden Systeme sehr ähnlich oder sogar gleich gewählt werden, gibt es keinen dominierenden Netzbildner. Ohne eine übergeordnete

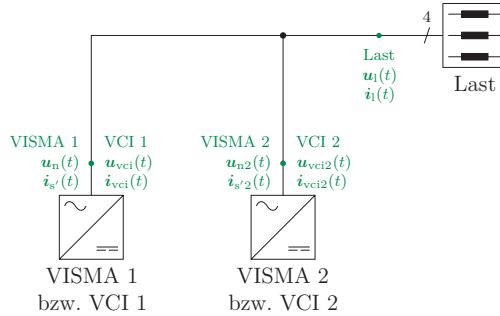


Abbildung 3.23: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells für Untersuchungen mit zwei parallelen netzbildenden Umrichtern, wahlweise zwei VISMA-Systeme oder zwei VCIs

Kommunikation können sie lediglich über die Spannung und Frequenz im Inselnetz kommunizieren. Das Verhalten von zwei parallelen Systemen wird im Folgenden genauer untersucht, hierzu ist im Simulationsmodell ein zweiter Umrichter mit zugehöriger Messstelle ergänzt, entsprechend Abbildung 3.23. Wahlweise werden zwei VISMA-Systeme oder zwei VCIs aktiviert.

VISMA

Zwei VISMA-Systeme wurden beispielsweise bereits in [7] erfolgreich parallel betrieben. Jedoch verfügten diese Systeme nicht über eine übergeordnete Regelung. In dieser Arbeit liegt somit der Fokus auf den VISMA-Systemen mit der beschriebenen überlagerten Statikregelung, um Frequenz und Spannung in Abhängigkeit der Leistungen einstellen zu können. Bei zwei Systemen ermöglicht dies außerdem die Leistungsaufteilung zwischen den beiden Umrichtern, analog zur Aufteilung entsprechend Kennlinien in der konventionellen Kraftwerksregelung.

In einer Simulation werden die beiden VISMA-Systeme gestartet und parallel zueinander in einem Inselnetz betrieben. Die Last wird stufenweise erhöht, von zunächst 2 kW nach 2 s auf 6 kW rein ohmsche Last. Zum Zeitpunkt 7 s wird eine ohmsch-induktive Last zugeschaltet, damit müssen dann durch die VISMA-Systeme

10 kW und 4 kvar bereitgestellt werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3.24 gezeigt. Beide Systeme basieren auf dem gleichen Maschinenmodell mit identischer Parametrierung entsprechend Tabelle 3.1. Jedoch unterscheiden sich die Statiken der übergeordneten Regelungen: VISMA 1 verfügt über die bisherigen Werte $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$, VISMA 2 hingegen über $s_{f,2} = 1\%$ und $s_{U,2} = 10\%$.

Das Zusammenspiel der beiden VISMA-Systeme zur Versorgung der Last im Inselnetz ist möglich. Die übergeordnete Regelung sorgt für einen stabilen Arbeitspunkt abweichend von Nennfrequenz und -spannung. Die gewählte Statik beeinflusst hierbei den Anteil der Leistung, der jeweils zur Versorgung der Last bereitgestellt wird. Da hier die Statik einer VISMA die doppelte Größe der Statik der anderen VISMA aufweist, stellt bei Wirk- und Blindleistung je eine VISMA doppelt so viel wie die andere bereit.

Auffällig sind die unterschiedlichen Verläufe der Rotorkreisfrequenzen in der ersten Sekunde nach einer Laststufe. Diese Differenzen ergeben sich aus der Primärregelung, die hier sehr schnell zu wirken beginnt und somit fast so schnell ist, wie die Momentanreserve. Der PI-Regler im Wirkleistungsregler beginnt wenige Millisekunden nach Laständerung das virtuelle mechanische Drehmoment anzupassen. Bei der Parametrierung eines VISMA-Systems bietet es sich somit an, auch Verzögerungszeiten in der Primärregelung als Option zu berücksichtigen, insbesondere wenn der Fokus auf Momentanreserve liegt. Mit steigender Abweichung der aktuellen Spannung von der Nennspannung ergibt sich ein stärker schwankender Spannungseffektivwert, bedingt durch das RMS-Berechnungsverfahren. Dieser Effektivwert wird vom Maschinenmodell als Eingangsgröße verarbeitet, was zu Oberwellen auf der Rotorkreisfrequenz führt. Dies zieht jedoch keinen nachteiligen Effekt auf die Sollstromberechnung nach sich. Die an der Last gemessene Frequenz weist wie in vorherigen Messungen direkt nach einer Laststufe einen schwankenden Verlauf auf. Grund hierfür ist das nachgebildete Messverfahren basierend auf einer PLL, das nicht instantan einen richtigen Frequenzwert bestimmen kann.

Abbildung 3.25 stellt die Momentanwerte von Spannung und Strömen der ohmsch-induktiven Lastzuschaltung dar. Die Spannung weist in allen Phasen einen kurzen Einbruch auf. Nach wenigen zehn Millisekunden ist der neue Wert erreicht. In den

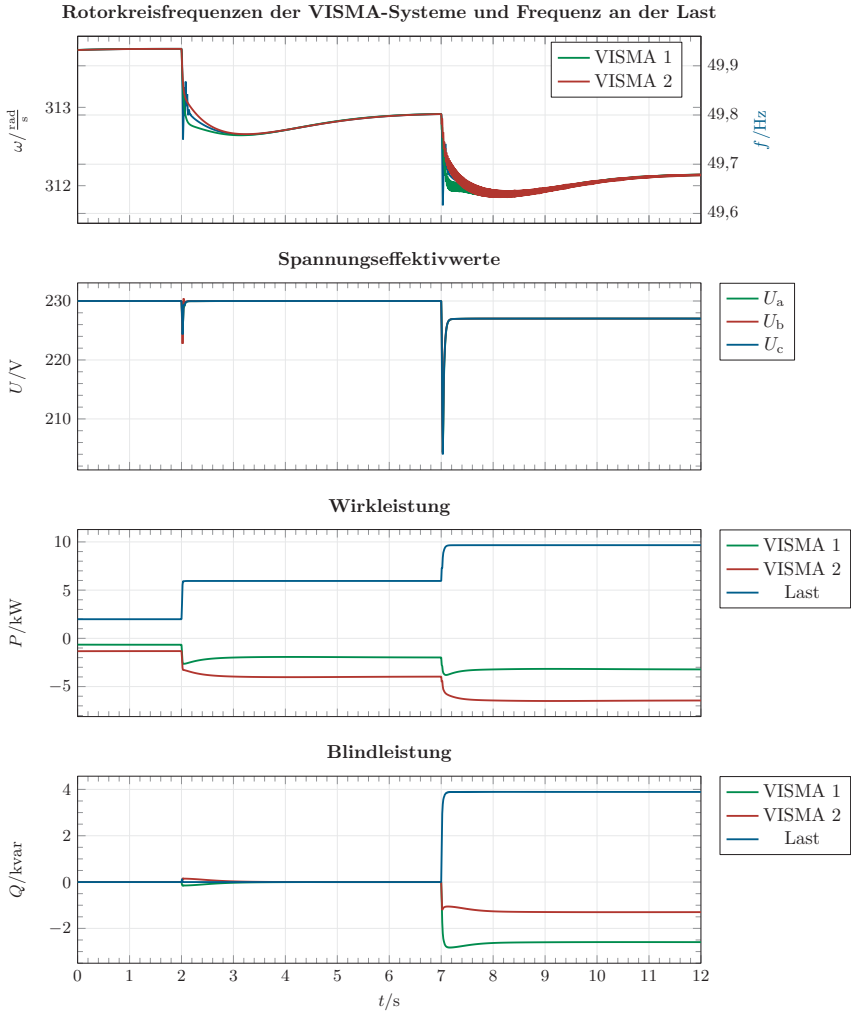


Abbildung 3.24: Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Statiken bei rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VISMA 1: $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$; VISMA 2: $s_{f,2} = 1\%$ und $s_{U,2} = 10\%$

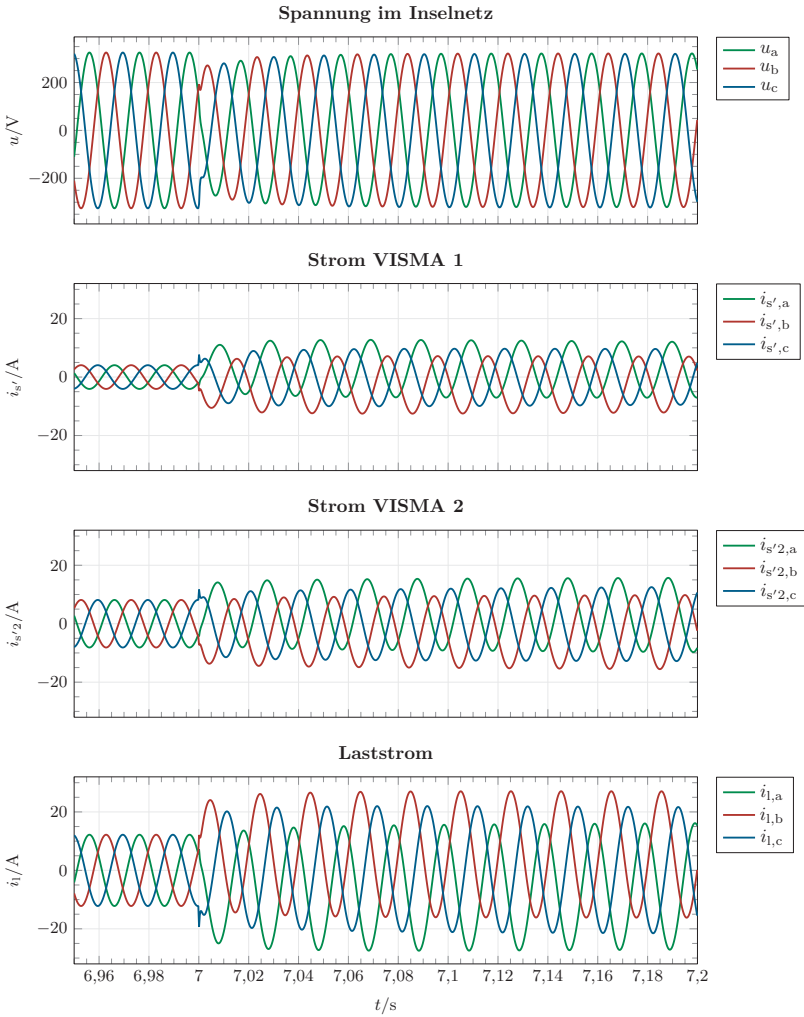


Abbildung 3.25: Spannung und Ströme im Inselnetz im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Statiken bei ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VISMA 1: $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$; VISMA 2: $s_{f,2} = 1\%$ und $s_{U,2} = 10\%$

Strömen ist neben der veränderten Phasenlage durch den induktiven Lastanteil in Abhängigkeit des Schaltzeitpunkts bezogen auf die Sinusschwingung zu sehen, dass VISMA 2 einen größeren Strom einspeist. Die Phasenströme werden etwas auseinander gezogen, in diesem Beispiel liegen sie nach etwa 15 s wieder übereinander und ihr Verlauf schwingt um null Ampere.

Eine Wiederholung des Simulationsversuchs, jetzt jedoch mit identischen Statiken in beiden VISMA-Systemen (Standardwerte), aber unterschiedlichen Trägheitsmomenten, zeigt ein sehr ähnliches Verhalten beider Systeme, dargestellt in Abbildung 3.26. Im eingeschwungenen Zustand übernehmen beide Systeme gleich große Anteile an der Wirk- und Blindleistungsbereitstellung für die Last. Lediglich in den ersten wenigen hundert Millisekunden nach einer Lastzuschaltung stellt VISMA 1 geringfügig mehr Wirkleistung bereit, begründet durch das größere Trägheitsmoment in Höhe von $J = 0,6 \text{ kg m}^2$, im Gegensatz zu den $0,3 \text{ kg m}^2$ von VISMA 2. Auch hier zeigt sich wieder, dass im Inselnetz die Statikregelungen sehr schnell beginnen einen neuen stationären Wert einzustellen. Der Blick auf die Momentanwerte um die zweite Lasterhöhung in Abbildung 3.27 zeigt einen kurzen Einbruch der Spannungsamplitude. Die Ströme von VISMA 1 und 2 gleichen sich sehr. Zwar speist VISMA 1 minimal mehr Wirkleistung ein, die Stromamplitude ist jedoch nur unmerklich vergrößert. Die auseinandergezogenen Stromverläufe gleichen sich innerhalb von etwa 15 s wieder an.

VCI

In [28] wurde neben VCI-Ansatz an sich auch ein Laborversuch zum Parallelbetrieb zweier VCIs mit einem zusätzlichen CCI und einer Last beschrieben. Zwischen den VCIs ist eine Netzimpedanz verortet. Gezeigt ist, wie der Abwurf einer ohmschen Last durch die drei Umrichter ausgeregelt wird. Dabei werden die Parameter eines VCI-Frequenzreglers in drei Szenarien variiert. In allen Fällen stellt sich ein neuer Arbeitspunkt ein, die Wirkleistungsaufteilung zwischen den UR ändert sich abhängig von der gewählten Einstellung des einen VCIs. Die Ausführung der Spannungsregler der VCIs ist für den Laborversuch nicht dokumentiert, es kann folglich nicht nach-

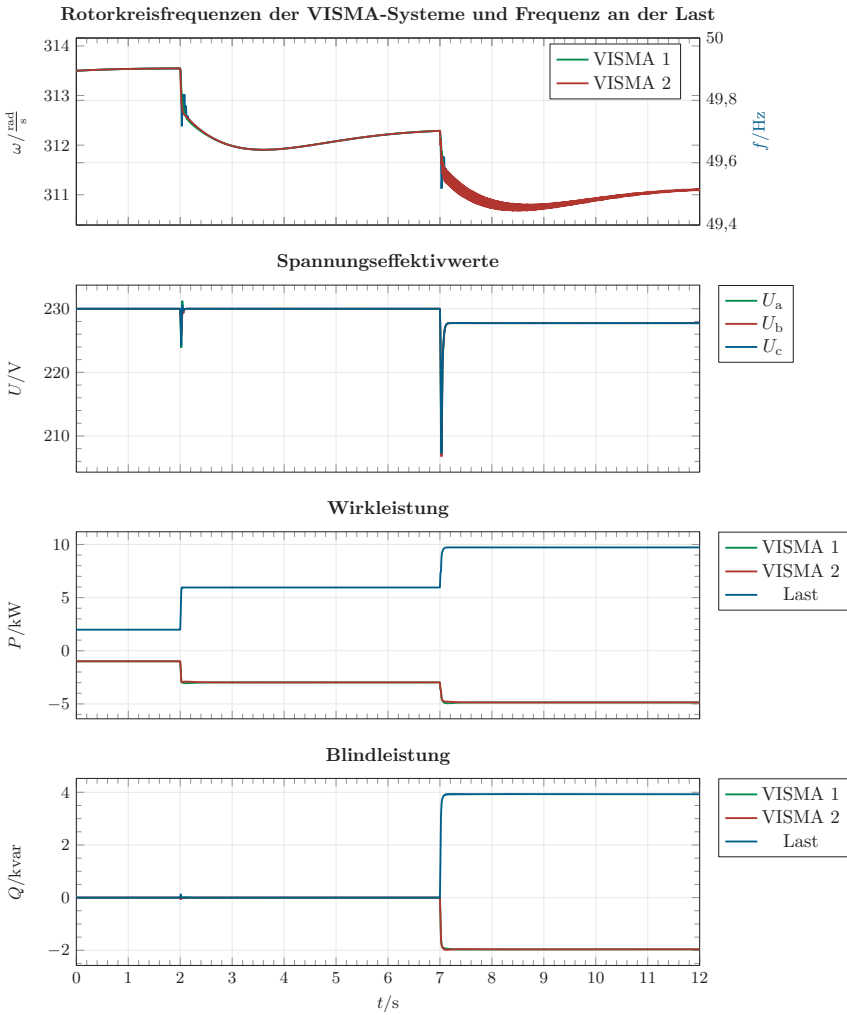


Abbildung 3.26: Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten bei rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VISMA 1: $J = 0,6 \text{ kg m}^2$; VISMA 2: $0,3 \text{ kg m}^2$

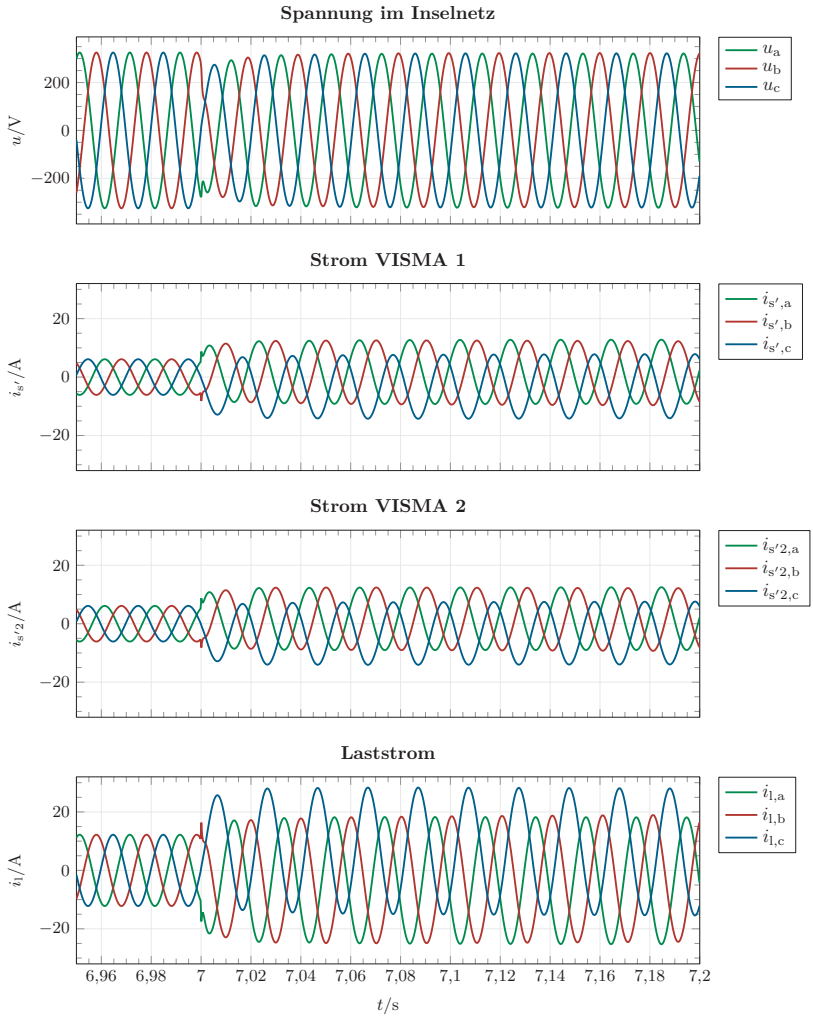


Abbildung 3.27: Spannung und Ströme im Inselnetz aus zwei VISMA-Systemen mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten bei ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VISMA 1: $J = 0,6 \text{ kg m}^2$; VISMA 2: $0,3 \text{ kg m}^2$

vollzogen werden, ob diese als Spannungs- oder Blindleistungsregler entsprechend [28, S. 128] implementiert sind.

Die Simulation hier basiert auf einem Spannungsregler mit Eingangsgröße Blindleistung und den Statikregelungen einerseits als Primärregelung für den Zusammenhang zwischen Frequenz und Wirkleistung, andererseits als Spannungshaltung für Spannung und Blindleistung. Außerdem wird neben der rein ohmschen Laständerung auch eine ohmsch-induktive untersucht. Beide VCIs sind direkt mit der Last verbunden, ohne eine Leitungsnachbildung. Die Ergebnisse sind somit nicht direkt vergleichbar mit dem in [28] gezeigten Laborversuch.

Im ersten Simulationsbeispiel sind beide VCIs entsprechend Tabelle 3.3 parametrisiert, ausgenommen der Statiken. VCI 1 verfügt über die in der Tabelle genannten Standardwerte von $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$, VCI 2 weicht hingegen mit $s_{f,2} = 1\%$ und $s_{U,2} = 10\%$ davon ab. Die Last liegt zu Beginn bei einer Leistung von 2 kW, nach 2 s wird ihr ohmscher Anteil auf 6 kW vergrößert. Zum Zeitpunkt 7 s wird eine ohmsch-induktive Last zugeschaltet, ihre Leistung setzt sich aus 10 kW und 4 kvar zusammen. Abbildung 3.28 zeigt, wie sich die beiden VCIs bei den Laststufen verhalten und die Versorgung untereinander aufteilen.

In den Zeitverläufen ergibt sich an der Last eine gemessene Frequenz, die sich etwa eine Sekunde nach einer Laststufe auf einen neuen stationären Wert einstellt. Die Kreisfrequenzen der beiden VCIs schwingen nach der zweiten Laststufe mit induktivem Anteil jedoch stark um den Wert der Lastfrequenz. Die Frequenz der Schwingung liegt bei etwa 50 Hz, die Amplitude vergrößert sich zunehmend. Trotz der verschiedenen Statiken sind die Kreisfrequenzen mit den Schwingungen beider VCIs absolut identisch. *Anmerkung: Die in den Abbildungen erkennbare Welligkeit der Hüllkurve ist lediglich ein Darstellungsproblem, die tatsächlichen Daten weisen diese nicht auf.* Eine neue stationäre Spannung stellt sich nur sehr langsam ein, zwei VCIs verhalten sich wie ein alleiniger VCI im Inselnetz. Die von der Last geforderte Wirkleistung wird anteilig durch beide VCIs bereitgestellt. Rund 0,4 s nach einer Laststufe ist die Aufteilung entsprechend den Statiken eingestellt: VCI 2 mit $s_{f,2} = 1\%$ stellt die doppelte Leistung von VCI 1 bereit. Unterschiedlich ist außerdem das Einstellen des stationären Wirkleistungswertes: zunächst erhöhen

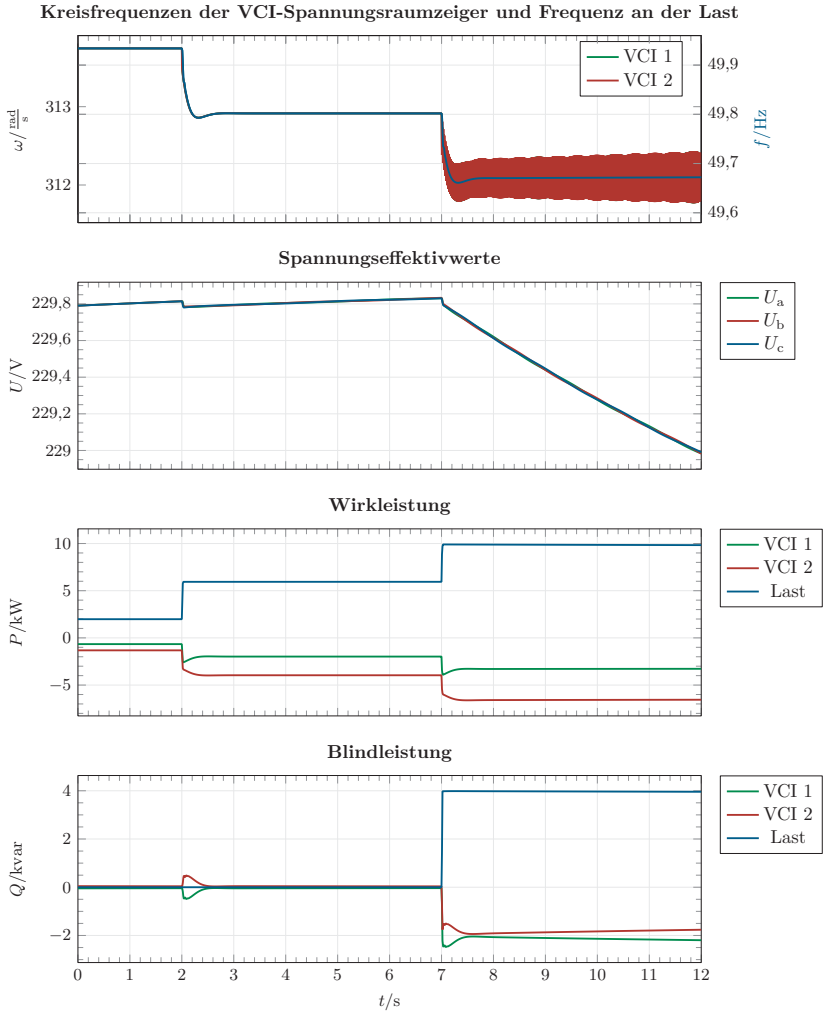


Abbildung 3.28: Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VCIs mit unterschiedlichen Statiken bei rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VCI 1: $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$; VCI 2: $s_{f,2} = 1\%$ und $s_{U,2} = 10\%$

beide VCIs ihre Wirkleistungsabgabe, VCI 1 reduziert die P -Einspeisung auf den neuen stationären Wert, VCI 2 erhöht diese. In den Verläufen der Blindleistung zeigen sich ein paar Besonderheiten. So tritt mit der rein ohmschen Laststufe nach 2 s eine Verschiebung von Q auf, VCI 1 speist induktive Blindleistung ein, diese wird von VCI 2 aufgenommen. Nach einer halben Sekunde verhalten sich beide VCIs wieder blindleistungsneutral. Ein ähnliches Verhalten tritt nach der ohmsch-induktiven Laststufe auf, jedoch kann kein konstanter Blindleistungswert erreicht werden, VCI 1 erhöht langsam die Einspeisung, VCI 2 reduziert die eigene. Die Last wird jedoch zu jeder Zeit mit der geforderten Blindleistung versorgt.

Bei detaillierterer Betrachtung der Momentanwerte um die ohmsch-induktive Laststufe dargestellt in Abbildung 3.29 zeigt sich ein Spannungsverlauf ohne Einbrüche oder andere Störungen. Die Ströme weisen jedoch ein Auseinanderlaufen der Phasen auf. Bei Betrachtung über den hier gewählten Ausschnitt hinaus, laufen diese stetig weiter auseinander. Ein stabiler Betrieb ist somit über einen längeren Zeitraum nicht möglich. Wird der Dämpfungsfaktor K_{fP} beider VCIs auf $0,1\text{ s}^{-1}$ halbiert, ist die Amplitude der Kreisfrequenzschwingung direkt nach dem ohmsch-induktiven Lastsprung nur noch etwa halb so groß wie im gezeigten Fall, sie vergrößert sich auch deutlich langsamer. Der Dämpfungsfaktor ist folglich ein Ansatz, die Parametrierung des VCIs anzupassen um über eine längere Zeit einen Parallelbetrieb mehrerer VCIs im Inselnetz mit induktiver Last zu ermöglichen.

Statt unterschiedlichen Statiken verfügen die VCIs im folgenden Simulationsbeispiel über unterschiedliche Trägheitsmomente, umgesetzt im Trägheitsfaktor bzw. Integralanteil des Frequenzreglers. VCI 1 entspricht der Standardparametrierung, VCI 2 weicht mit dem Trägheitsfaktor $K_{f1,2} = 10\text{ s}^{-2}$ ab. Die Laststufen entsprechen den vorherigen. Abbildung 3.30 zeigt die Zeitverläufe. Wie im vorherigen Simulationsbeispiel beginnen die Kreisfrequenzen beider VCIs mit der ohmsch-induktiven Laststufe zu schwingen, die Höhe der Amplitude ist identisch mit der im vorherigen Beispiel. Die Frequenzmessung an der Last kann dort allerdings eine stationär konstante Frequenz bestimmen, die Höhe ergibt sich aus der Statik s_f . Der Spannungseffektivwert weist ebenfalls leichte Oberwellen auf. Im gezeigten Zeitraum kann kein konstanter Wert eingestellt werden. Da die Statiken beider VCIs identisch

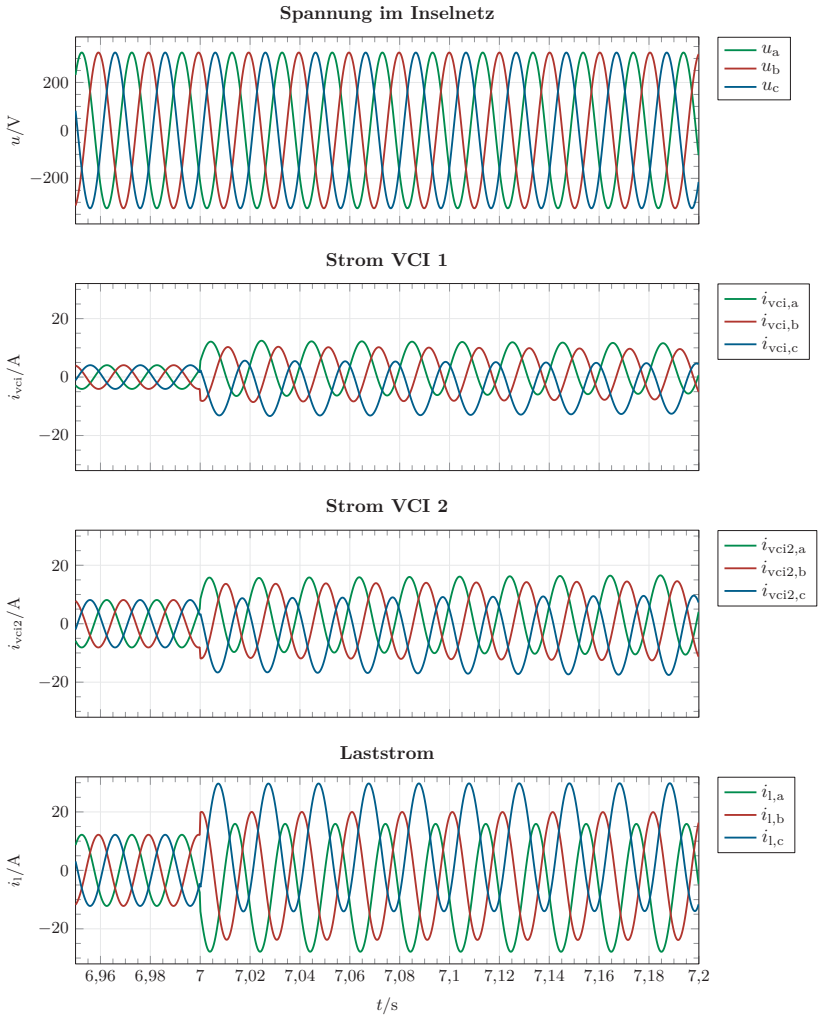


Abbildung 3.29: Spannung und Ströme im Inselnetz aus 2 VCIs mit unterschiedlichen Statiken bei ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VCI 1: $s_f = 2\%$ und $s_U = 5\%$; VCI 2: $s_{f,2} = 1\%$ und $s_{U,2} = 10\%$

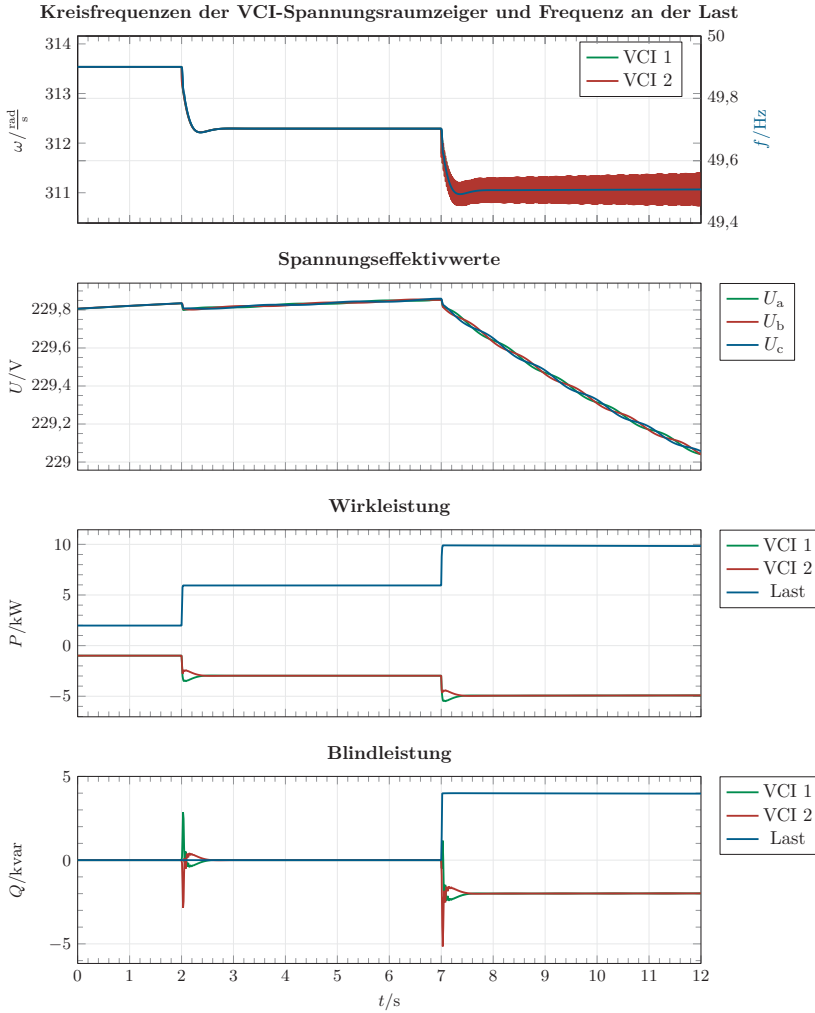


Abbildung 3.30: Frequenz, Spannung und Leistungen im Inselnetz aus zwei VCIs mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten (Integralanteil/Trägheitsfaktor des Frequenzreglers) bei rein ohmscher (nach 2 s) und ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VCI 1: $K_{f1} = 5 \text{ s}^{-2}$; VCI 2: $K_{f1,2} = 10 \text{ s}^{-2}$

sind, stellt sich für Wirk- sowie Blindleistung nach dem Einschwingvorgang der gleiche Wert für beide VCIs ein, sie teilen sich die Leistungsbereitstellung hälftig auf. Das unterschiedliche Trägheitsmoment wirkt sich auf den Einschwingvorgang der Leistungsverläufe aus. VCI 1 speist im ersten Moment mehr Wirkleistung ein als VCI 2, nach einer halben Sekunde sind die Unterschiede jedoch nicht mehr vorhanden. Im Blindleistungsverlauf tritt bei jeder Laststufe zunächst eine Spitze auf, VCI 2 speist induktive Blindleistung ein und VCI 1 nimmt diese auf, nach etwa 50 ms wechselt die Richtung und VCI 1 speist ein, jedoch betragsmäßig deutlich weniger. Nach rund einer halben Sekunde ist der stationäre Wert der Blindleistung erreicht. Nach der zweiten Laststufe teilen sich dann beide VCIs die Versorgung der Last gleichmäßig auf.

Die Momentanwerte des zweiten Lastsprungs sind in Abbildung 3.31 gezeigt. Der Spannungsverlauf ist gleichmäßig, es gibt keine Einbrüche oder Sprünge. Beim Strom hingegen werden erneut die Phasen auseinander gezogen, sie laufen auch bei längeren Betrachtungen nicht wieder zusammen. Somit ist auch mit zwei VCIs mit identischen Statiken, aber unterschiedlichen Trägheitsmomenten kein langfristiger Parallelbetrieb möglich. Denkbar ist jedoch, dass es Parametrierungen der VCIs gibt, die einen dauerhaft stabilen Parallelbetrieb mehrerer VCIs ermöglichen, jedoch besteht weiterer Forschungsbedarf an der detaillierten Parametrierung. Die auf [28] basierenden hier genutzten Werte weisen Schwächen auf, sobald eine nicht rein ohmsche Last versorgt werden muss.

Vergleich VISMA und VCI

Werden im Inselnetz zwei Umrichter parallel zur Versorgung einer Last betrieben, zeigt sich die VISMA insgesamt robuster. Bei einer Lastzuschaltung bricht kurzfristig die Inselnetzspannung etwas ein, stabilisiert sich jedoch wieder innerhalb von wenigen zehn Millisekunden. Grund für den Einbruch ist die Vorgabe eines Stroms durch jede VISMA, die Inselnetzspannung stellt sich erst über den Spannungsabfall an den Filterkondensatoren sowie der Last ein. Eine Zuschaltung einer induktiven Last führt zum Auseinanderlaufen der Phasenströme, diese gleichen sich jedoch

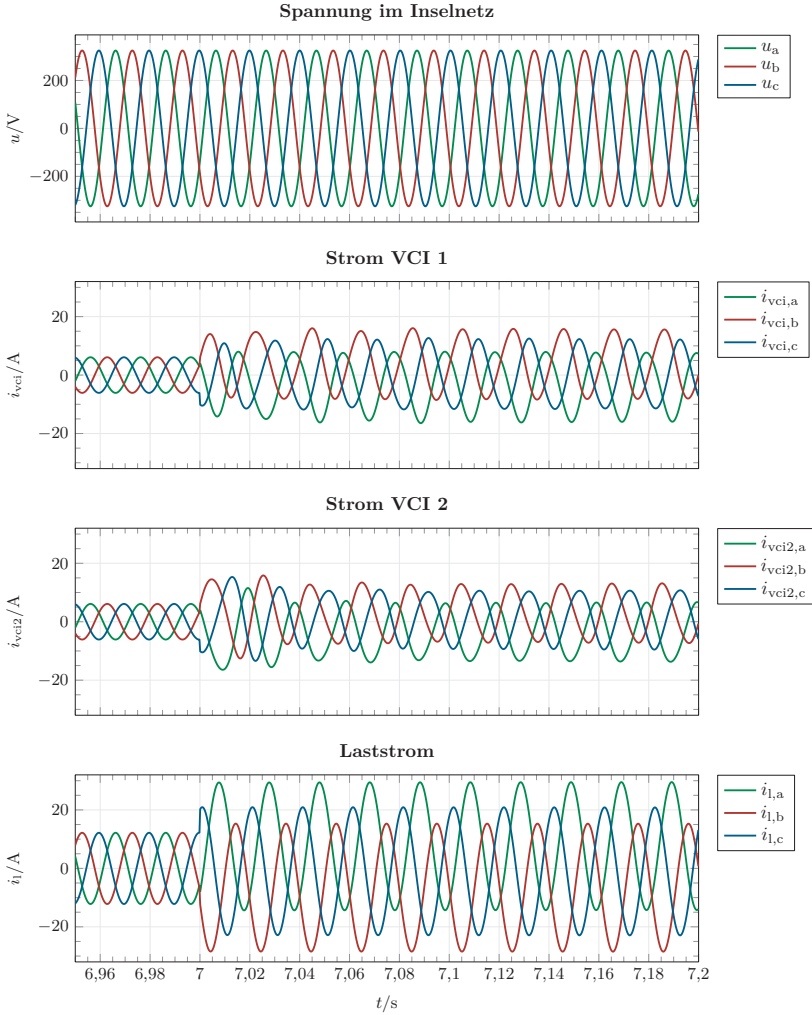


Abbildung 3.31: Spannung und Ströme im Inselnetz aus 2 VCIs mit unterschiedlichen Trägheitsmomenten (Integralanteil/Trägheitsfaktor des Frequenzreglers) bei ohmsch-induktiver Lasterhöhung (nach 7 s); VCI 1: $K_{FI} = 5 \text{ s}^{-2}$; VCI 2: $K_{FI,2} = 10 \text{ s}^{-2}$

selbstständig wieder an und es stellt sich ein stabiler Zustand ein. Über die Wahl der Statiken verteilt sich der Beitrag jeder VISMA zur Leistungsbereitstellung für die Last.

Zwei VCIs zusammen sind in der Lage, die Spannung ohne Einbruch auch bei Laststufen einzustellen. Rein ohmsche Lasten können ohne Schwierigkeiten von zwei VCIs versorgt werden. Kritischer zeigen sich jedoch induktive Lasten, diese führen zum Schwingen der Kreisfrequenz des Spannungsraumzeigers. Problematisch ist besonders, dass die Amplitude der Schwingung zunimmt, je länger die induktive Last versorgt wird. Zusätzlich werden die Phasenströme auseinander gezogen, gleichen sich im Gegensatz zur VISMA aber nicht wieder an. Ein stabiler Betrieb ist folglich mit den hier gewählten Parametern nicht möglich.

3.4 Verhalten bei Netzausfall

Bisher wurden die Betriebsfälle Netzparallelbetrieb und Inselnetzbetrieb getrennt voneinander betrachtet, jedoch mit der identischen überlagerten Statikregelung. Dabei wurde das Inselnetz gezielt aufgebaut, indem der Umrichter schwarz gestartet wurde. Fällt allerdings das überlagerte Netz aus, können VISMA sowie VCI die Versorgung einer Last übernehmen und so unterbrechungsfrei in den Inselnetzbetrieb wechseln. Im Simulationsmodell dient der in Abbildung 3.32 gezeigte Aufbau für die Untersuchungen in den folgenden Abschnitten. Es wird entweder die VISMA oder der VCI als Umrichterkonzept eingesetzt.

3.4.1 Unterbrechungsfreier Übergang ins Inselnetz

Eine Last auch bei Netzausfall unterbrechungsfrei weiterzuversorgen ist die Kernaufgabe einer USV-Anlage. VISMA und VCI mit der beschriebenen überlagerten Statikregelung können genau diese Funktion ausführen. Wie in den vorherigen Abschnitten gezeigt, funktioniert das Regelkonzept ohne Änderung in beiden Betriebsfällen, der Übergang zwischen ihnen wird im Folgenden gezeigt.

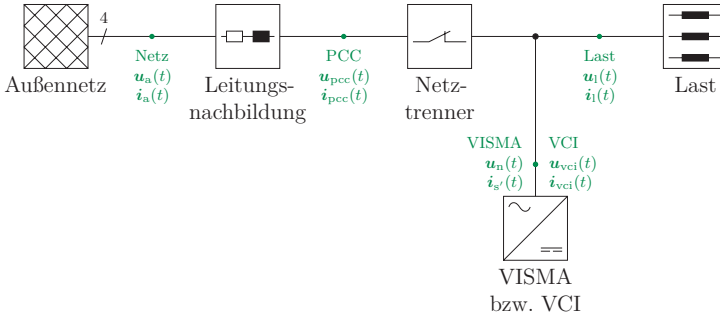


Abbildung 3.32: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells für Untersuchungen zum Netzausfall mit wahlweise VISMA oder VCI

VISMA

Der unterbrechungsfreie Übergang ins Inselnetz mit der VISMA wurde bereits in [7] gezeigt. Jedoch verfügte die VISMA dort über keine überlagerte Regelung. Das Maschinenmodell wurde zunächst netzparallel betrieben, ohne nennenswerten Leistungsaustausch. Eine Last wurde aus dem Netz versorgt. Sobald das Netz ausfiel, übernahm die VISMA das Versorgen der Last. Hierbei brach die Spannung für einen kurzen Moment ein, stieg aber sofort wieder an, da auch ohne überlagerte Regelung die Nennerregerspannung dem Maschinenmodell als Eingangsgröße dient. Die Energie für die Last wird aus der Rotationsenergie bezogen, d. h. der virtuelle Rotor bremst ab. So ist zwar kein langfristiger Inselnetzbetrieb möglich, der eigentliche unterbrechungsfreie Übergang jedoch schon. Es bleibt genug Zeit, um eine Inselnetzregelung zu aktivieren.

Um im Inselnetz einen Frequenzabfall zu verhindern, wurde in [39] eine Frequenzregelung überlagert. Ein Primärregler bestimmt aus der Frequenzabweichung der VISMA von der Nennfrequenz einen Wirkleistungssollwert anhand einer Frequenz-Wirkleistungs-Statik. Aus der Differenz zwischen der aktuellen Wirkleistung der VISMA sowie dieses Sollwertes kombiniert mit einem optional von außen vorgegebenen Sollwert bestimmt ein Leistungsregler das mechanische Moment als Eingangsgröße des Maschinenmodells. Mithilfe dieser Regelung ist der unterbre-

chungsfreie Übergang möglich, im Inselnetz stellt sich die Frequenz abhängig von der aktuellen Wirkleistung der VISMA ein, die Spannung hängt direkt von der Nennerregerspannung ab.

In dieser Arbeit entspricht die übergeordnete VISMA-Regelung für die Frequenz prinzipiell der in [39] gezeigten Struktur. Zusätzlich hängt die Spannung von der aktuellen Blindleistung ab, wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben. Dass der unterbrechungsfreie Übergang ins Inselnetz auch mit diesem Regelkonzept funktioniert, wird anhand eines Simulationsbeispiels entsprechend dem Aufbau in Abbildung 3.32 untersucht. Hierzu wird die VISMA mit der überlagerten Regelung zunächst netzparallel betrieben, das Außennetz fällt aus und die VISMA übernimmt unterbrechungsfrei die Versorgung der ohmsch-induktiven Last ($P_{\text{Last}} = 5 \text{ kW}$ und $Q_{\text{Last}} = 2 \text{ kvar}$). Abbildung 3.33 zeigt die Zeitverläufe, insbesondere auch für das Einstellen eines neuen Arbeitspunktes im Inselnetz mit leistungsabhängiger Frequenz und Spannung. Im Netzparallelbetrieb bis 2 s wird an der Last eine Frequenz von 50 Hz gemessen, entsprechend der Frequenz im Außennetz. Die Rotorkreisfrequenz der VISMA beträgt $2\pi \cdot 50 \text{ Hz}$, dementsprechend verhält sie sich wirkleistungsneutral gemäß der f - P -Statik. Über die Leitungsnachbildung zwischen Außennetz und VISMA bzw. Last fällt eine Spannung ab, die VISMA wirkt dem entgegen, indem sie induktive Blindleistung bereitstellt, also spannungshebend wirkt. Zusätzlich versorgt sie lokal den Blindleistungsbedarf der Last. Ab dem Zeitpunkt des Netzausfalls entfällt der Blindleistungsanteil für die Netznachbildung, die VISMA liefert nur noch den Anteil für die Last. Dies stellt die Basis für die neue Spannung dar, die sich aus der U - Q -Statik ergibt und durch den Blindleistungsregler eingestellt wird. Zusätzlich liefert die VISMA die Wirkleistung für die Last, reduziert folglich die Frequenz entsprechend der Kennlinie.

Abbildung 3.34 zeigt den Ausschnitt um den Netzausfall der dreiphasigen Strom- und Spannungsverläufe. In der Spannung sind wenige Millisekunden nach dem Ausfall kleine Störungen zu sehen, diese sind jedoch so gering, dass sie keine Auswirkung auf den Weiterbetrieb der Last haben. Der VISMA-Strom erhöht sich sofort beim Netzausfall, an der Last kommt es zu keiner Unterbrechung.

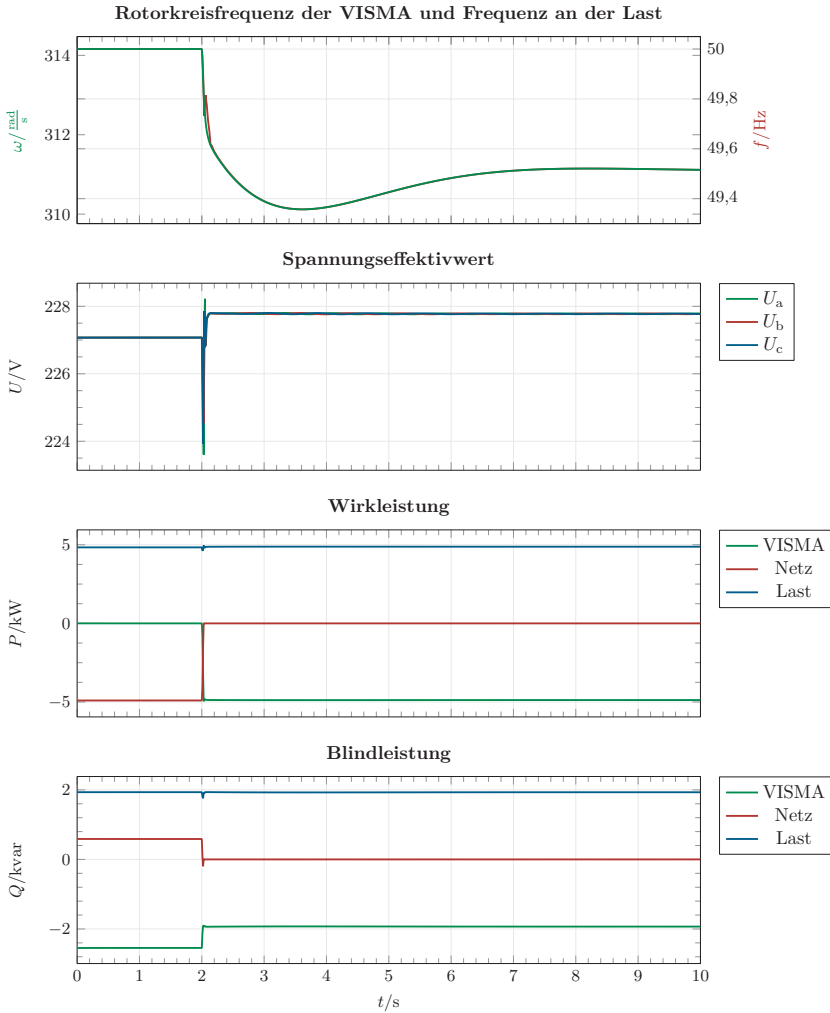


Abbildung 3.33: Frequenz, Spannung und Leistungen bei einem Ausfall des überlagerten Netzes nach 2 s mit unterbrechungsfreier Weiterversorgung der Last durch die VISMA mit Statikregelungen

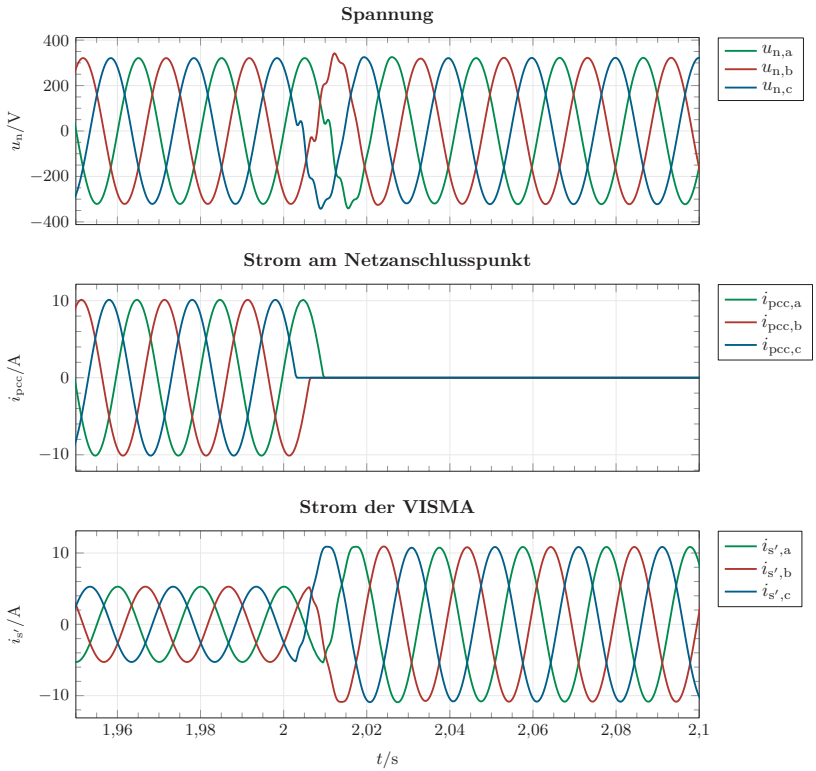


Abbildung 3.34: Klemmenspannung der VISMA und Ströme bei einem Netzausfall mit unterbrechungsfreier Weiterversorgung der Last durch die VISMA

VCI

Der VCI als netzbildendes Umrichterkonzept mit Spannungsquellenverhalten benötigt keine von außen anliegende Netzspannung, um betrieben werden zu können. Somit kann erwartet werden, dass der Netzausfall keine Schwierigkeit darstellt. Dass dies zutrifft, zeigt das folgende Simulationsbeispiel. Der Modellaufbau ist in Abbildung 3.32 gezeigt. Zunächst sind VCI und Last über eine Leitungsnachbildung am Außennetz angeschlossen, dies fällt nach 2 s aus und der VCI versorgt die Last ($P_{\text{Last}} = 5 \text{ kW}$ und $Q_{\text{Last}} = 2 \text{ kvar}$) weiter. Abbildung 3.35 zeigt die Zeitverläufe. Im Netzparallelbetrieb zu Beginn bestimmt das Außennetz die Frequenz, die Kreisfrequenz des VCI-Spannungsraumzeigers folgt entsprechend. Gemäß der f - P -Statik wird bei Nennfrequenz keine Wirkleistung durch den VCI bereitgestellt oder aufgenommen. Anders verhält sich die Blindleistung: der VCI versorgt die induktive Last und wirkt zusätzlich spannungshebend, um dem Spannungsabfall über der Leitungsnachbildung entgegenzuwirken. Ab dem Netzausfall bildet der VCI das Inselnetz, speist Wirkleistung und induktive Blindleistung ein. Gemäß dieser Leistungen ergeben sich aus den Statiken die stationären Arbeitspunkte von Frequenz und Spannung. Die Frequenz wird in weniger als einer Sekunde eingestellt, um den neuen Spannungswert zu erreichen, wird mehr Zeit benötigt. Dies hängt mit der Parametrierung der Regler zusammen, wie bereits in Abschnitt 3.3.2 erläutert wurde. Der Spannungseffektivwert weist minimale Oberwellen auf, diese ergeben sich durch Oberwellen auf der Rotorkreisfrequenz, die jedoch in der hier gewählten Achsenskalierung nicht zu erkennen sind. Keine davon führen aber zu relevanten Effekten in Bezug auf ein stabiles Verhalten. Die Spannungsverläufe selbst sind in Abbildung 3.36 zu sehen. Beim Ausfall des Außennetzes kann der VCI die Spannung an seinen Klemmen, also an der Last, aufrecht erhalten, es sind weder Einbrüche noch andere Auswirkungen zu sehen. Der VCI-Strom steigt mit dem Netzausfall an, so dass die Last sofort weiterversorgt wird. Ein unterbrechungsfreier Übergang vom Netzparallelbetrieb in den Inselnetzbetrieb mit VCI als Alleinerzeuger ist also möglich.

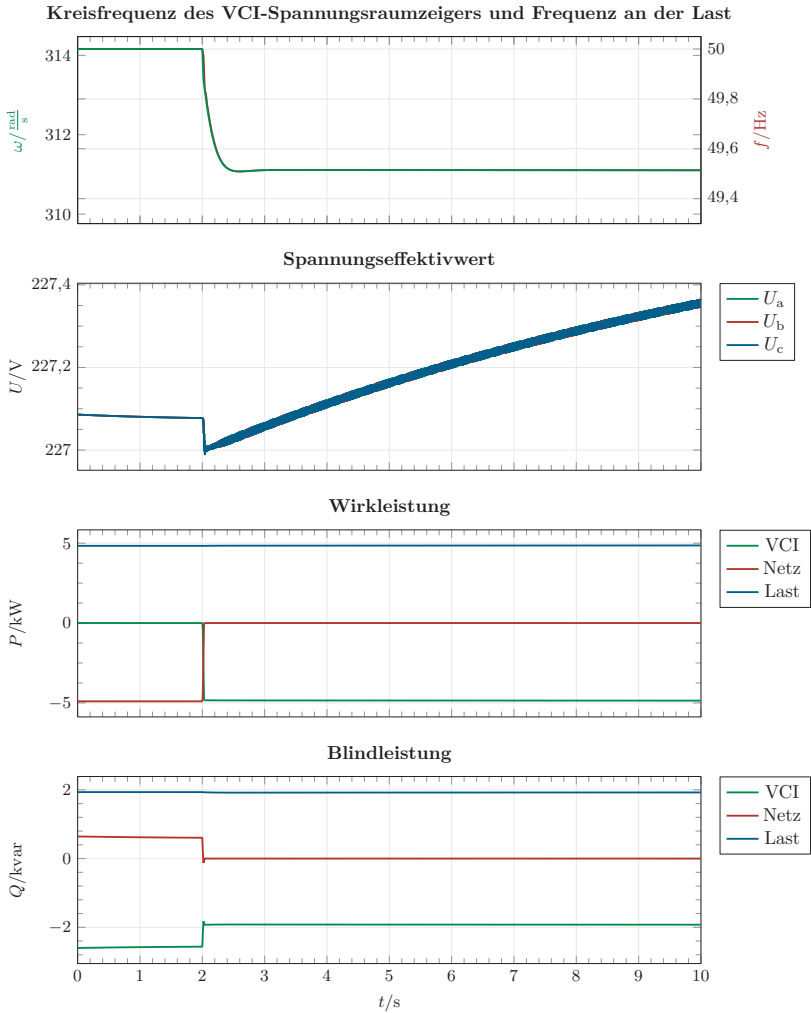


Abbildung 3.35: Frequenz, Spannung und Leistungen bei einem Ausfall des überlagerten Netzes nach 2 s mit unterbrechungsfreier Weiterversorgung der Last durch den VCI mit Statikregelungen

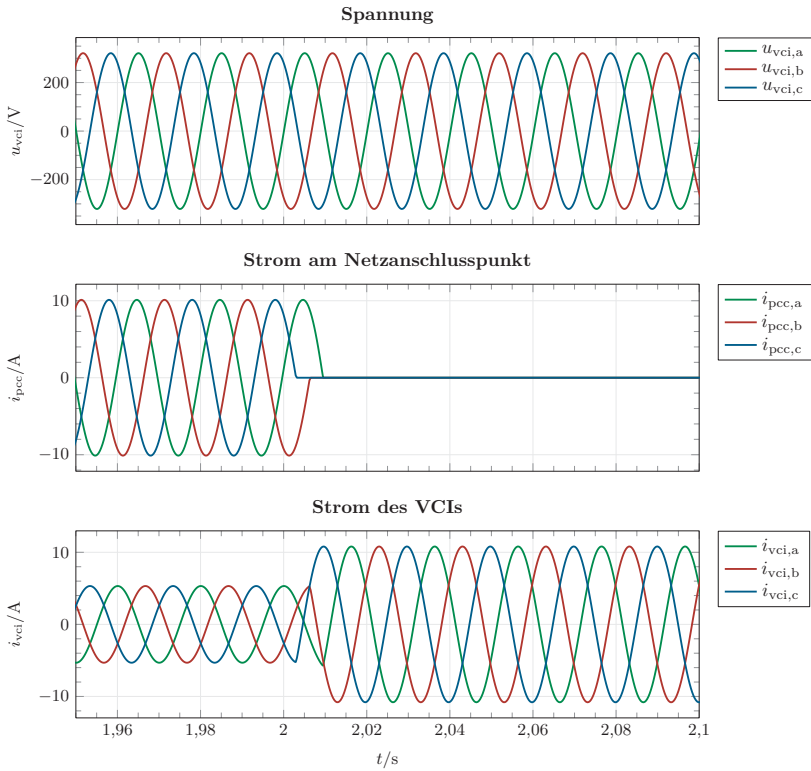


Abbildung 3.36: Klemmenspannung des VCIs und Ströme bei einem Netzausfall mit unterbrechungsfreier Weiterversorgung der Last durch den VCI

Vergleich VISMA und VCI

VISMA und VCI sind in der Lage, eine Last ohne Unterbrechung weiterzuversorgen, wenn das Außennetz ausfällt. In beiden Konzepten ist keine Änderung der Regelung nötig, die gezeigten Droop-Regelungen (ohne Totband) agieren im Netzparallelbetrieb nach der logischen Abfolge Frequenz $\rightarrow$ Wirkleistung bzw. Spannung $\rightarrow$ Blindleistung. Ohne Anpassung ist der instantane Wechsel zur Wirkungsweise Wirkleistung $\rightarrow$ Frequenz bzw. Blindleistung $\rightarrow$ Spannung im Inselnetzbetrieb möglich. Das Verhalten von VISMA und VCI vor und nach dem Netzausfall wurde bereits in den entsprechenden Abschnitten erläutert. Die Verläufe von Strom und Spannung sind in den ersten Millisekunden nach dem Netzausfall leicht unterschiedlich, bei der VISMA treten minimale Zacken im Spannungsverlauf auf, beim VCI hingegen nicht. Diese lassen sich dadurch erklären, dass beim VCI direkt die Spannung über den Raumzeiger eingestellt wird. Bei der VISMA hingegen werden Sollströme berechnet und die Spannung ergibt sich über den Spannungsabfall an den Filterkondensatoren. Der plötzlich geänderte Strom führt zu Ausgleichsvorgängen. Trotz dieser kleinen Unterschiede können VISMA und VCI unterbrechungsfrei vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb wechseln.

3.4.2 Wiederschalten auf Netz

Ein Inselnetz kann (wieder) mit dem Außennetz synchronisiert werden. Insbesondere nach einem Netzausfall und der damit verbundenen bereits gezeigten Inselnetzbildung, stellt die Resynchronisation die logische Folge hin zum Normalbetrieb dar. Die einzelnen Schritte sind:

- Ausfall des übergeordneten Netzes
- Unterbrechungsfreier Übergang ins Inselnetz, die Netzbildung übernimmt instantan VISMA bzw. VCI
- Erkennen des Inselnetzes und Öffnen der Koppelstelle
- Rückkehr des übergeordneten Netzes

- Angleichen des Inselnetzes an das Außennetz, Erfüllen der Synchronisationsbedingungen
- Koppeln der Netze

Die ersten beiden Punkte konnten hier bereits gezeigt werden. Für die VISMA bzw. den VCI ergibt sich aus der neuen Situation im Inselnetz grundsätzlich keine Änderung. Die Regelungen bleiben identisch. Die Verhältnisse an der Last bleiben ebenso gleich. Dies zeigt, dass es nicht trivial ist, überhaupt die Tatsache zu erkennen, dass sich ein Inselnetz gebildet hat. Jedoch ist es notwendig das Inselnetz vom ausgefallenen Außennetz abzutrennen, um bei Wiederkehr des vorgelagerten Netzes ein unsynchronisiertes Aufeinandertreffen mit dem Inselnetz zu verhindern. Allerdings ist die Inselnetzerkennung keinesfalls trivial. Im Rahmen dieser Arbeit steht sie nicht im weiteren Fokus. Forschungsbedarf besteht somit in folgenden Arbeiten, die Erkenntnisse zur Inselnetzerkennung mit einem durch VISMA oder VCI gebildeten Inselnetz zu verbinden. Für die eigentliche Resynchronisation können bekannte Verfahren eingesetzt werden. Der Angleich des Inselnetzes ans Außennetz erfolgt über Parametervorgaben der Soll- bzw. Referenzwerte in den Regelungen. Sobald die Zuschaltbedingungen erfüllt sind, kann die Leitung geschlossen werden und das bisherige Inselnetz ist wieder netzparallel in Betrieb. [51] zeigt Messergebnisse für die Resynchronisation eines Inselnetzes, das durch einen netzbildenden Batteriespeicher geführt wird.

3.5 Verhalten bei Kurzunterbrechungen

Kurzunterbrechung (KU) bzw. automatische Wiedereinschaltung (AWE) beschreibt das kurzfristige Abschalten und Wiedereinschalten einer Freileitung, in der Regel in der Hochspannungsebene. Ziel dieser Maßnahme ist das Löschen eines Störlichtbogens, infolge eines Kurzschlusses. Üblicherweise trennt der Leistungsschalter die Leitung für einige hundert Millisekunden bis wenige Sekunden auf und schließt automatisch wieder.[43]

In Bezug auf die Untersuchungen in dieser Arbeit wird der Begriff der Kurzunterbrechung etwas freier gewählt, da die hier untersuchten Umrichterkonzepte einerseits in der Niederspannungsebene betrieben werden, andererseits über ein Kabel angeschlossen sind. Somit sind hier unter Kurzunterbrechungen Unterbrechungen in der Versorgung durch das Außennetz zu verstehen, die über eine so kurze Zeitspanne bestehen, dass der Netzausfall entweder noch nicht detektiert werden konnte, oder noch nicht abgetrennt wurde.

In Abschnitt 3.4 konnte gezeigt werden, dass VISMA und VCI in der Lage sind, bei einem Netzausfall die Last unterbrechungsfrei weiterzuversorgen indem sie ein Inselnetz bilden. Bei einer Kurzunterbrechung ist folglich weder der Netzausfall noch die Zeit ohne Außennetz als kritisch zu betrachten. Die Wiedereinschaltung des vorgelagerten Netzes kann hingegen zu unerwünschten Ausgleichsvorgängen führen, wenn plötzlich zwei Netze mit verschiedenen Spannungen, Frequenzen und Phasenlage aufeinander treffen.

Während der KU stellt sich im Inselnetz ein neuer Arbeitspunkt ein, Spannung und Frequenz ergeben sich aus den aktuellen Leistungsverhältnissen. Je nach Dauer der Unterbrechung passen sich f und U noch an die neuen Verhältnisse im Inselnetz an oder der neue (Insel-)Netzzustand ist bereits erreicht. Bei Wiederkehr des Außennetzes kommt es folglich zu einem möglicherweise unsynchronen Zusammenschalten von Außen- und Inselnetz. Spannung, Frequenz und Phasenlage können voneinander abweichen. Im Simulationsmodell wird dieser Fall in der Form nachgestellt, dass im Aufbau entsprechend Abbildung 3.32 der Netztrenner öffnet, dadurch das Inselnetz entsteht. Dort stellen sich neue Werte für U und f ein, das Außennetz im Modell existiert mit den bisherigen Werten weiter. Statt einer Wiedereinschaltung wird der Netztrenner nach der KU geschlossen. Diese unsynchronisierte Zuschaltung stellt die Schwierigkeit im Bereich der KU dar.

Für die Zuschaltung von Synchrongeneratoren auf das Niederspannungsnetz sind in der VDE-AR-N 4105 die in Tabelle 3.5 aufgelisteten Maximalwerte für die Einstellung der Synchronisiereinrichtung genannt. Diese dienen als Orientierung für die Grenzen zum Zuschalten des Inselnetzes bzw. bei Wiederkehr des Außennetzes. Als Abschätzung der größten zu erwartenden Abweichungen des stationären Werts

Tabelle 3.5: Übliche maximale Einstellwerte der Synchronisiereinrichtung für Synchrongeneratoren im Niederspannungsnetz [48]

Synchronisationsbedingungen	
Spannungsabweichung	$\Delta U_{\max} = \pm 10 \% \cdot U_N$
Frequenzabweichung	$\Delta f_{\max} = \pm 500 \text{ mHz}$
Phasendifferenz	$\Delta \varphi_{\max} = \pm 10^\circ$

im Inselnetz kann über die Statiken bei einer Last in Höhe der Nennleistung des Umrichters die maximale Differenz bestimmt werden. Im Falle der Spannung wird die Grenze entsprechend den Synchronisationsbedingungen nicht überschritten: aus der Statik $s_U = 5 \%$ lässt sich bei Nennblindleistung 11,5 V Spannungsdifferenz ableiten. Die Statik $s_f = 2 \%$ führt zu einer Differenz in Höhe von 1 Hz bei Nennwirkleistung, d. h. bei einer Last bis zur halben Wechselrichternennleistung, weicht die Inselnetzfrequenz lediglich im erlaubten Bereich ab.

Die Phasendifferenz ergibt sich aus der Frequenzabweichung $\Delta \varphi = 2\pi \cdot \Delta f \cdot t$, t entspricht der Dauer der KU. Diese Näherung berücksichtigt jedoch nicht, dass es einige Zeit dauert, bis sich im Inselnetz die neue Frequenz einstellt und bis dahin f nicht konstant ist. Über die Abschätzung basierend auf der Umrichternennwirkleistung als Last, dementsprechend wie gerade gezeigt 1 Hz Differenz, lässt sich theoretisch die maximale Dauer der KU zu $t \approx 27,8 \text{ ms}$ abschätzen, um die Phasendifferenz von $\pm 10^\circ$ nicht zu überschreiten. Nach dieser kurzen Zeit ist der neue Frequenzwert im Inselnetz noch nicht erreicht, die tatsächliche Frequenzabweichung ist kleiner, somit auch die Phasendifferenz. Zusammenfassend lässt sich einschätzen, wie wahrscheinlich die Synchronisationsbedingungen durch die Inselnetzbildung nicht mehr eingehalten werden können:

- Spannungsabweichung: unkritisch, da bei der gewählten Statik keine zu großen Abweichungen zu erwarten sind
- Frequenzabweichung: teilweise kritisch, da ab Lasten in Höhe der halben Umrichternennwirkleistung die Grenze erreicht bzw. überschritten wird

- Phasendifferenz: kritisch, die Zeit bis zum Überschreiten des Maximalwinkels hängt von der Frequenzabweichung und somit der Last ab, allerdings ist dieser Zeitbereich von wenigen zehn bis hundert Millisekunden sehr kurz

Hieraus lässt sich in erster Linie ableiten, dass die Phasendifferenz das Kriterium ist, das als erstes nicht mehr eingehalten werden kann. Diese Abschätzung dient jedoch nur als Orientierung für die Einordnung der Fähigkeiten von VISMA und VCI bei Kurzunterbrechungen.

VISMA

Mit Hilfe des Simulationsmodells werden Kurzunterbrechungen verschiedener Dauer untersucht, um die Phasendifferenz bei Netzwiederkehr variieren zu können. Hierzu versorgt das Außennetz über die Netznachbildung eine ohmsch-induktive Last in Höhe von 5 kW und 2 kvar. An der Last ist zusätzlich die VISMA mit der üblichen Parametrierung angeschlossen. Nach 0,5 s öffnet der Netztrenner, um den Ausfall des Außennetzes nachzubilden. Der Trenner schließt nach einer definierten Dauer der KU wieder und schaltet so das im Modell weiterhin bestehende Außennetz auf die entstandene Netzzinsel. Abbildung 3.37 zeigt für die beispielhaften Kurzunterbrechungen über 50 ms sowie 300 ms die Zeitverläufe der wichtigsten Größen. Das Verhalten bis zur Netzwiederkehr entspricht dem in Abschnitt 3.4.1 Beschriebenen. Bedingt durch die längere Unterbrechung sind im rechten Teil der Abbildung 3.37 für die längere KU die Einschwingvorgänge auf eine neue Frequenz im Inselnetz entsprechend der Rotorkreisfrequenz bzw. eine neue Spannung deutlich weiter fortgeschritten. Im Falle der Spannung ist der neue stationäre Wert bereits erreicht.

Mit der Wiederkehr des Außennetzes, im Modell dem Schließen des Netztrenners, gleichen sich das Außennetz und das entstandene Inselnetz um VISMA und Last wieder an. Die Frequenzmessung an der Last zeigt im Rahmen ihrer Möglichkeiten, dass die Netzfrequenz wieder dominiert. Davon abweichend beschleunigt die VISMA zunächst und nimmt Wirkleistung auf, um sich dann auf einen Zustand ohne Wirkleistungsaufnahme/-abnahme einzustellen, da 50 Hz durch das Außennetz

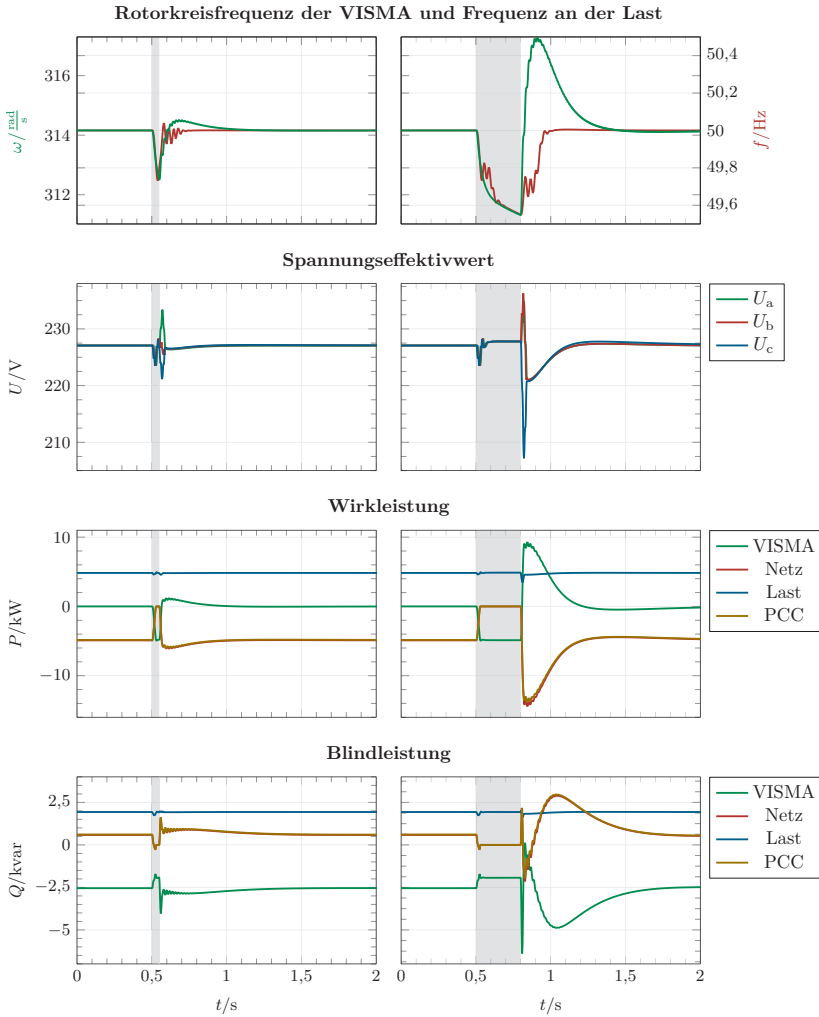


Abbildung 3.37: Vergleich der Zeitverläufe bei unterschiedlich langen Kurzunterbrechungen im Außennetz mit VISMA zur Weiterversorgung der Last, Auftreten der KU nach 0,5 s, Dauer der KU links 50 ms und rechts 300 ms

eingepägt werden und entsprechend der Statik keine Wirkleistung benötigt wird. Der Zuschaltmoment führt in den einzelnen Phasen der Spannung zu unterschiedlich stark ausgeprägten Spitzen. Grund hierfür ist der jeweilige Momentanwert der Spannung im Zuschaltmoment, wie auch in Abbildung 3.39 zu erkennen ist. Die aktuelle Spannung wiederum dient als Eingangsgröße für das VISMA-Maschinenmodell um den Sollstrom zu berechnen, es wird also die Leistung beeinflusst.

Im Vergleich der Zeitverläufe bei Netzwiederkehr nach unterschiedlich langen Kurzunterbrechungen zeigt sich, dass nach längerer KU deutlich größere Über-/Unterschwinger auftreten. Im Beispiel mit KU der Dauer 300 ms nimmt die VISMA nach Netzwiederkehr eine Wirkleistung auf, die fast ihrer Nennleistung entspricht. Folglich ist eine noch längere KU kaum mehr möglich um die VISMA nicht zu überlasten. Der Grund für die größeren Spannungsspitzen und damit Leistungsänderungen bei Netzwiederkehr ist die Phasendifferenz im Zuschaltmoment. Diese ist in Abbildung 3.38 für die beiden bereits gezeigten Kurzunterbrechungen zu erkennen. Dargestellt ist einerseits der Momentanwert der Spannung in Phase a der VISMA und andererseits der Spannungsverlauf der gleichen Phase am Netzanschlusspunkt. Vor der Netzwiederkehr hat der zweitgenannte keine reale Entsprechung, er existiert nur im Modell außernetzseitig des Netztrenners. Im Zuschaltmoment muss sich die Spannung der VISMA an die des Netzes anpassen, bei einer Phasendifferenz von etwa 22° nach 50 ms bzw. rund 58° nach 300 ms. In den ersten Millisekunden sind deutliche Oberwellen durch die Angleichung zu erkennen. Diese beeinflussen über das Maschinenmodell direkt den Sollstrom, also auch den Phasenstrom der VISMA, wie in Abbildung 3.39 für die KU-Dauer von 50 ms zu sehen ist. Bei Netzwiederkehr werden außerdem die VISMA-Ströme der einzelnen Phasen auseinander gezogen. An der Last ist fast kein Einfluss zu bemerken, der Ausgleich findet zwischen VISMA und Netz statt. Bei einer größeren Phasendifferenz zeigt sich allerdings auch im Laststrom ein Sprung entsprechend des Spannungssprungs auf Netzspannung. Folglich steigt der Einfluss auf die Last mit steigender Phasendifferenz. Diese plötzliche Änderung in den Strom- und Spannungsverläufen an der Last kann u. U. bei empfindlichen Lasten bereits zu Störungen oder Schutzauslösungen führen. Die Phasendifferenz selbst im Falle der kurzen KU mit nur 50 ms ist größer als der

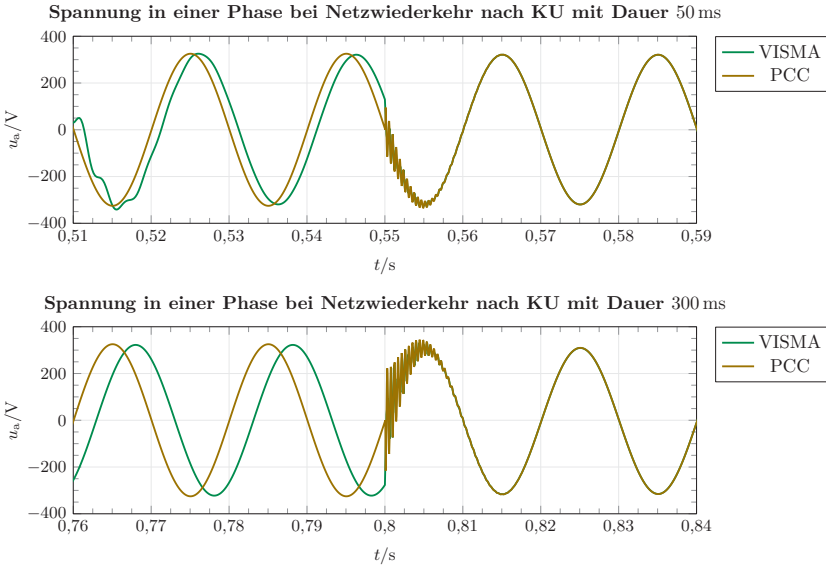


Abbildung 3.38: Spannungen einer Phase und resultierende Phasendifferenz bei Netzwiederkehr nach einer Kurzunterbrechung für oben 50 ms und unten 300 ms mit VISMA zur Weiterversorgung der Last

zulässige Grenzwert für die Synchronisation entsprechend Tabelle 3.5. Eine geplante Zuschaltung wäre also nicht zulässig.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die VISMA in der Lage ist, Kurzunterbrechungen zu durchfahren und die Last weiterzuversorgen. Im Moment der Netzwiederkehr sollte die Phasendifferenz jedoch möglichst klein sein, bei rund 60° erreicht die VISMA während des Angleichvorgangs ihre Nennleistung nach Netzwiederkehr, wenn die hier gewählte Last angeschlossen ist. Grundsätzlich sollte immer angestrebt werden, im Falle eines Netzausfalls die daraus resultierte Inselnetz-bildung so schnell wie möglich zu erkennen, das Inselnetz abzutrennen und gezielt zu resynchronisieren. Hierdurch werden plötzliche Ausgleichsvorgänge vermieden und eine negative Beeinflussung von Last und Netz verhindert.

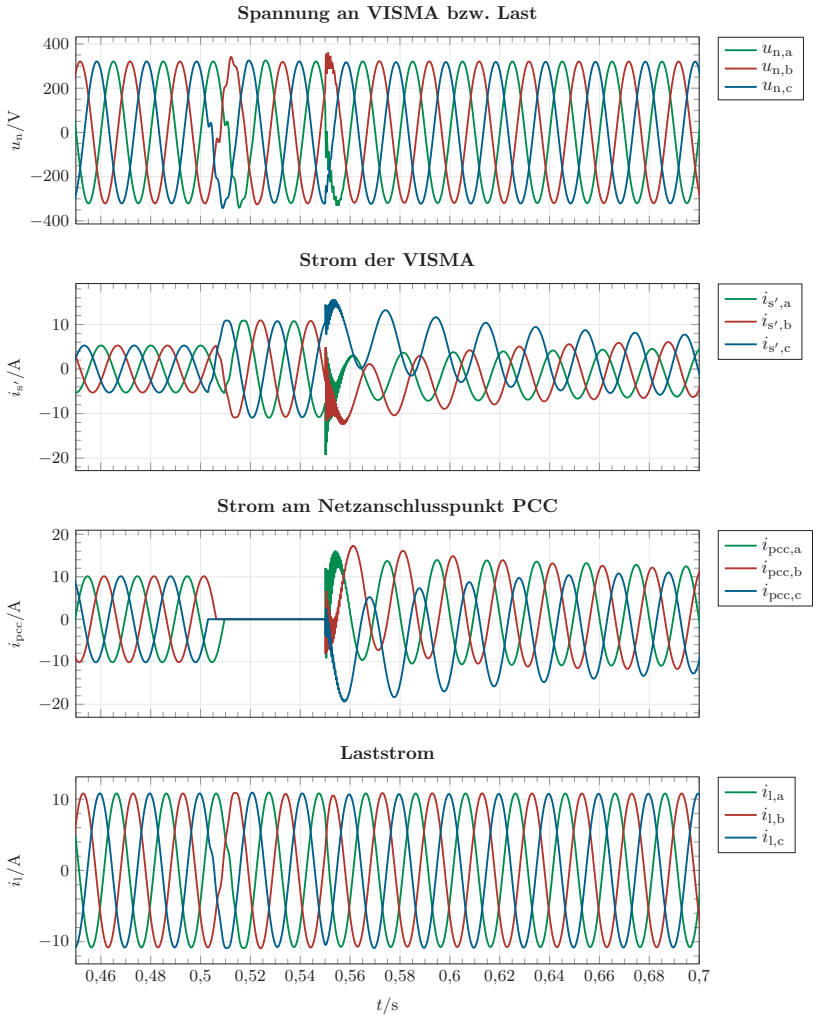


Abbildung 3.39: Dreiphasige Spannungs- und Stromverläufe bei einer Kurzunterbrechung im Außennetz zum Zeitpunkt 0,5s mit einer Dauer von 50 ms mit VISMA zur Weiterversorgung der Last

VCI

Um das Verhalten des VCIs bei Kurzunterbrechungen zu testen, wird dieser im Simulationsmodell an eine ohmsch-induktive Last (5 kW und 2 kvar) angeschlossen und zunächst netzparallel betrieben. Hierzu versorgt das Außennetz über die Leitungsnachbildung die Last. Nach 0,5 s öffnet der Netztrenner, es bildet sich sofort ein Inselnetz aus VCI als Netzbildner und Last, wie bereits in Abschnitt 3.4.1 detailliert beschrieben. Die KU besteht für eine definierte Dauer, anschließend wird im Modell der Netztrenner wieder geschlossen. Dies entspricht der Wiederkehr des Außennetzes. Abbildung 3.40 zeigt die Simulationsergebnisse für die beispielhaften Unterbrechungen für 50 ms in der linken und 100 ms in der rechten Bildhälfte. Während kein Außennetz verfügbar ist, stellt der VCI eine Spannung bereit, die Höhe ergibt sich aus der aktuellen Blindleistungsbereitstellung für die Last. Da der Spannungsregler sehr schnell einen neuen Wert einstellt, ist dieser selbst bei der kurzen KU links schon eingeregelt. Der Frequenzregler ist deutlich träger, in beiden Fällen ist noch kein neuer stationärer Wert erreicht, zu erkennen in der fallenden Kurve des Zeitverlaufs der Rotorkreisfrequenz.

Mit der Netzwiederkehr, also im Modell dem Schließen des Netztrenners, treffen das Außennetz und das entstandene Inselnetz unsynchron aufeinander. Frequenz- und Spannungsregler des VCIs basieren im Kern auf einem PI-Regler und verhalten sich somit träge entsprechend ihrer Parametrierung. Das hat zur Folge, dass der Spannungsraumzeiger, somit auch die Klemmenspannung des VCIs, nicht auf die Spannung am Netzanschlusspunkt springen kann. Diese wiederum ist entsprechend den Grundregeln der Elektrotechnik identisch mit der Spannung des VCIs. Die Leitungsnachbildung entkoppelt das Außennetz vom Inselnetzteil, ermöglicht folglich das Springen der Spannung am Netzanschlusspunkt auf die des VCIs. Dadurch entsteht ein Spannungsabfall über der Leitungsnachbildung mit Ausgleichsströmen, die sich aus den Leitungsparametern ergeben. Während des Ausgleichsvorgangs passt sich die Spannung des VCIs der des Außennetzes an und es stellt sich ein stabiler Zustand ein. Dieser Ausgleichsvorgang verursacht sehr große Ströme zwischen VCI und Außennetz, bereits bei der kurzen KU von nur 50 ms speist der VCI eine Blindleistung in Höhe von 180 % der Nennblindleistung ein, diese Überlastung wäre

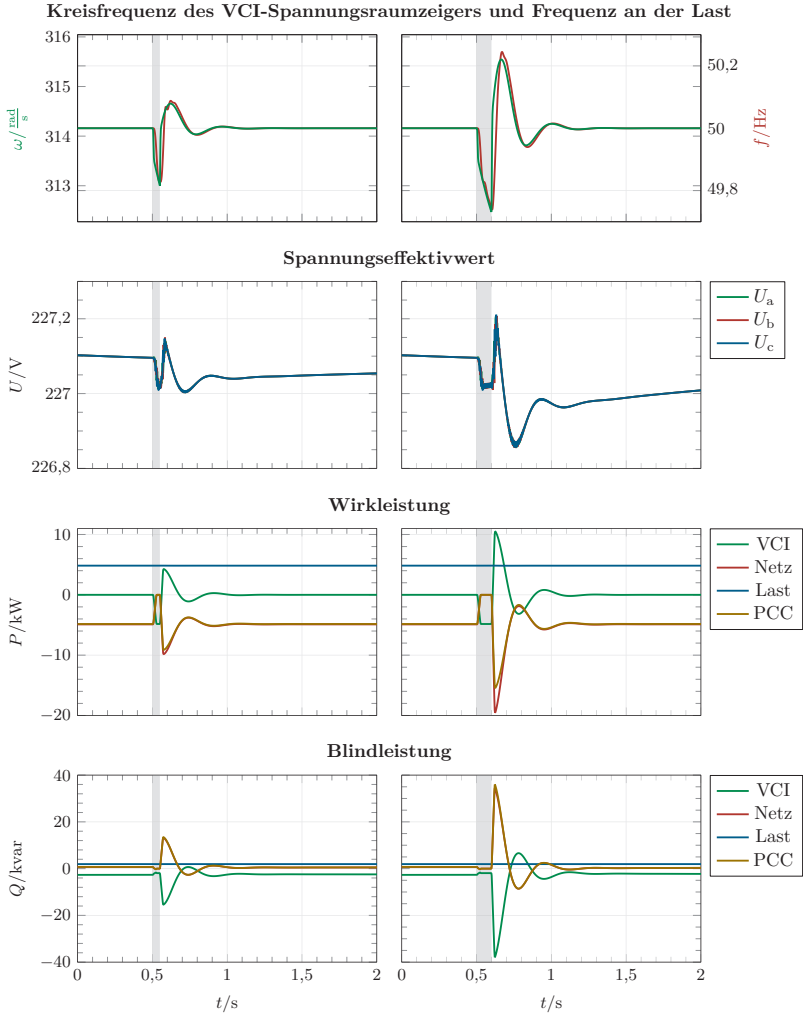


Abbildung 3.40: Vergleich der Zeitverläufe bei unterschiedlich langen Kurzunterbrechungen im Außennetz mit VCI zur Weiterversorgung der Last, Auftreten der KU nach 0,5 s, Dauer der KU links 50 ms und rechts 100 ms

mit einem realen Bauteil nicht möglich. Eine Strombegrenzung muss zwingend implementiert werden. Diese beeinflusst jedoch das dynamische Verhalten.

Abbildung 3.41 zeigt die Momentanwerte der Spannung einer Phase für den Moment der Netzwiederkehr nach unterschiedlich langen Kurzunterbrechungen. Im oberen Bild für eine KU der Dauer 50 ms, die Phasendifferenz ist mit etwa 2° sehr klein, obwohl dieser Fall bereits wie beschrieben den Blindleistungsnennwert während des Ausgleichsvorgangs deutlich übersteigt. Das mittlere Bild zeigt die Netzwiederkehr bei einer Phasendifferenz von 6° . Das untere Bild für eine KU der Dauer 300 ms zeigt das Springen der Spannung u_{pcc} auf die des VCIs bei einer Phasendifferenz von 33° . In den ersten beiden Fällen tritt dieser Sprung ebenso auf, ist jedoch aufgrund der geringen Phasendifferenz im Bildausschnitt kaum zu erkennen. Der Ausgleichsvorgang dauert etwa 1 s, also deutlich länger als im Ausschnitt gezeigt werden kann. Ein erweiterter Bereich der Momentanwerte ist für den Fall der KU mit 50 ms in Abbildung 3.42 gezeigt. Wesentlich ist hier, dass an der Last durchgängig eine gleichmäßige Spannung anliegt und ihr Strom keine Unregelmäßigkeiten aufweist. Das Anpassen der Spannung an die Netzspannung geschieht über einen Zeitraum von etwa 1 s, dürfte also keine negative Auswirkung auf die Versorgung der Last haben.

Auffällig bei den Untersuchungen mit dem VCI zur Weiterversorgung der Last ist, dass in den hier gezeigten Fällen mit Dauer der KU bis 100 ms die Zuschaltbedingungen entsprechend Tabelle 3.5 erfüllt sind. Allerdings tritt trotzdem ein Ausgleichsvorgang mit sehr großen Strömen auf, der von einem realen Umrichter mit VCI-Regelstruktur nicht beherrscht werden könnte. Hieraus ergibt sich, dass zwingend eine Strombegrenzung implementiert werden muss. Anschließend sind weitere Untersuchungen zur Fähigkeit des VCIs bei Kurzunterbrechungen nötig. Das alleinige VCI-Modell wie hier verwendet ist nicht zum Durchfahren von Kurzunterbrechungen geeignet.

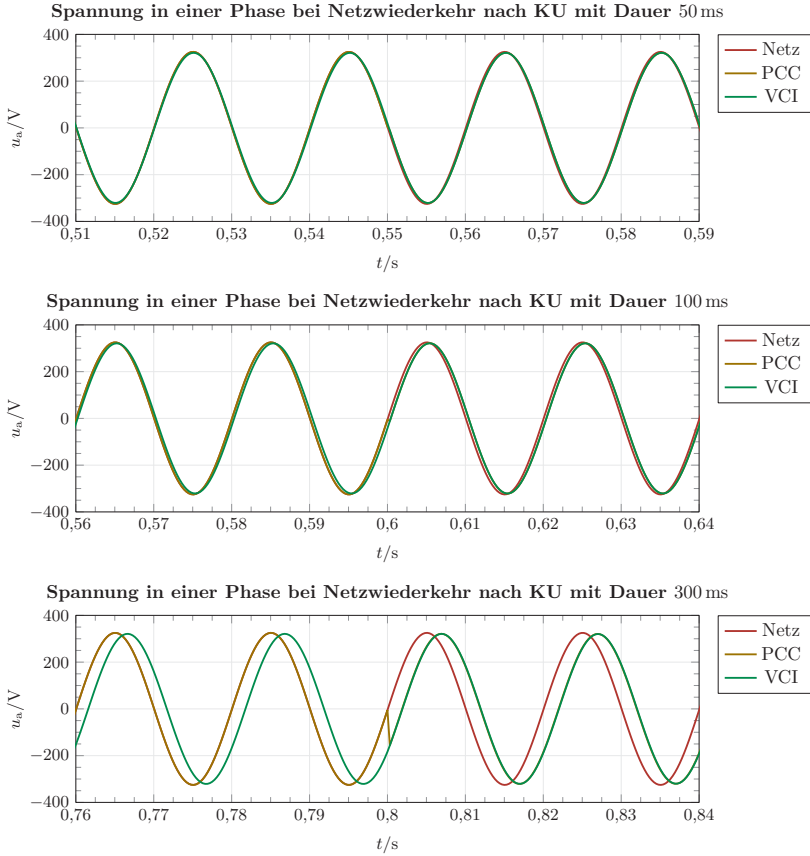


Abbildung 3.41: Spannungen einer Phase und resultierende Phasendifferenz bei Netzwiederkehr nach einer Kurzunterbrechung für oben 50 ms, Mitte 100 ms und unten 300 ms mit VCI zur Weiterversorgung der Last

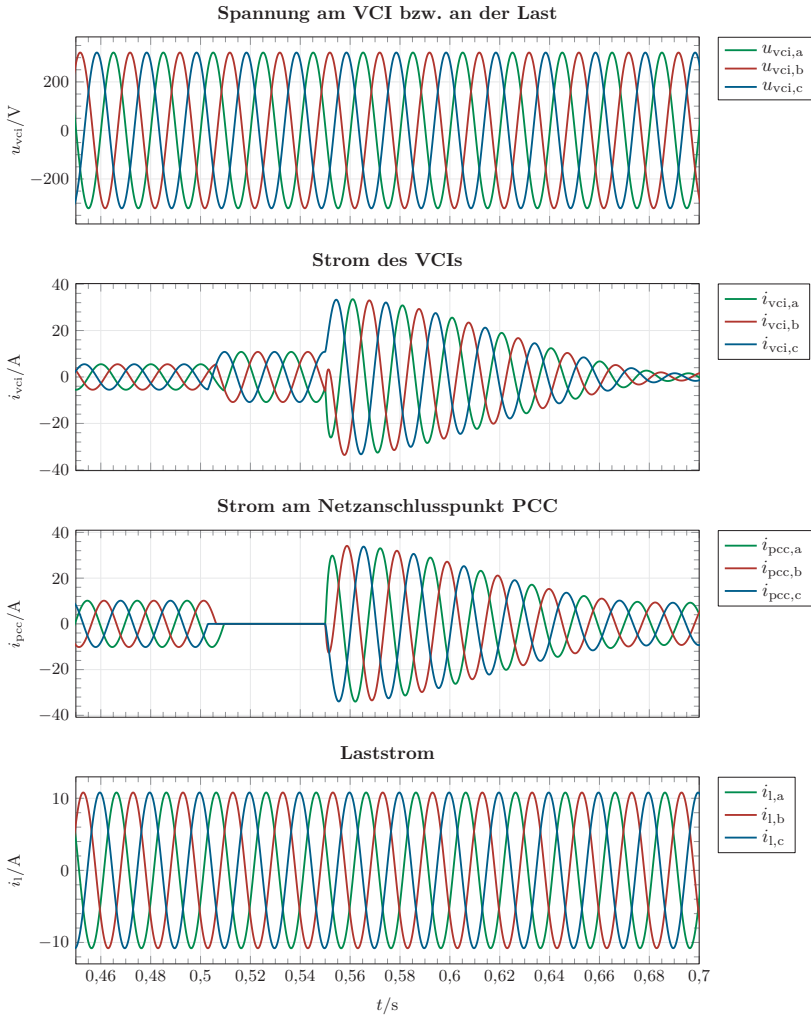


Abbildung 3.42: Dreiphasige Spannungs- und Stromverläufe bei einer Kurzunterbrechung im Außennetz zum Zeitpunkt 0,5s mit einer Dauer von 50 ms mit VCI zur Weiterversorgung der Last

Vergleich VISMA und VCI

VISMA und VCI verhalten sich bei der Netzwiederkehr grundsätzlich verschieden. Die VISMA wirkt wie eine Stromquelle, an ihren Klemmen liegt mit Netzwiederkehr sofort die Spannung des Netzanschlusspunktes an. Dieser Spannungssprung führt zum Ausgleichsvorgang, indem das Maschinenmodell veränderte Stromsollwerte berechnet. Der VCI hingegen gibt die Spannung weiterhin vor, damit muss die Spannung am Netzanschlusspunkt auf die VCI-Spannung springen. Dies zieht eine veränderte Spannungsdifferenz zwischen Außennetz und PCC (point of common coupling), also über der Leitungsnachbildung nach sich, folglich ein Ausgleichsstrom. Der Spannungsraumzeiger des VCIs wird träge nachgeführt und passt sich der Netzspannung an.

Die Ausgleichsströme der VISMA sind deutlich kleiner, als die des VCIs. Bei diesem werden bereits bei sehr kleiner Phasendifferenz von wenigen Grad Maximalstrom und somit die maximale Leistung erreicht. Im Simulationsmodell können diese theoretischen Grenzen überschritten werden, ein Umrichter in der Praxis bräuchte jedoch zwingend eine implementierte Strombegrenzung. Ohne diese ist der VCI nicht geeignet, um eine Last bei Kurzunterbrechungen weiterversorgen zu können.

Die VISMA mit der hier genutzten Parametrierung hingegen kann zumindest bei Phasendifferenzen im Zuschaltmoment bis etwa 60° die Last stützen und sich wieder an das Außennetz anpassen, ohne zu überlasten. Der Spannungssprung beim Zuschalten betrifft auch die Last. Möglicherweise wird diese dadurch gestört. Deshalb ist für die VISMA zu empfehlen, möglichst schnell das entstandene Inselnetz zu erkennen und abzutrennen. Nur so kann eine unsynchrone Zuschaltung bei Netzwiederkehr verhindert werden. Über eine Synchronisation kann anschließend das Inselnetz an das Außennetz angeglichen werden und synchron zugeschaltet werden. Für den VCI ist dieses Vorgehen noch wichtiger, da bereits bei viel kleineren Phasendifferenzen zu große Ausgleichsströme fließen.

3.6 Verhalten bei Kurzschluss

Kurzschlüsse stellen für das Netz eine große Herausforderung dar, da sich mit dem Auftreten die Spannungsverhältnisse plötzlich grundlegend ändern und somit große Ausgleichsströme fließen können. Erzeugungsanlagen sollen sich nicht sofort abtrennen, sondern den Spannungseinbruch bzw. Fehler durchfahren um ein Ausbreiten des Spannungseinbruchs zu begrenzen (FRT-Fähigkeit, fault ride through), z. B. in [50] gefordert. Hierbei wird ein Beitrag zum Kurzschlussstrom eingespeist, um Schutzorganen das Auslösen zu ermöglichen. Außerdem kann die Erzeugungsanlage nach Fehlerklärung schneller wieder ihre Nennleistung einspeisen, wenn sie sich nicht vom Netz abtrennt.

Diese grundlegenden Anforderungen gelten auch für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen. Sie sollen am Netz bleiben und einen Strom einspeisen. Üblicherweise ist der Kurzschlussstrom nicht oder nur unwesentlich größer als der Nennstrom, da sonst eine Überdimensionierung des Wechselrichters nötig wäre und das die Kosten erhöht. Möglich ist allerdings auch die Gestaltung eines Umrichtersystems mit anderen Zielsetzungen als Kostenminimierung, beispielsweise einen hohen Kurzschlussstrom einspeisen zu können. Unabhängig von den Gründen der Gestaltung müssen Beschädigungen an der Hardware verhindert, also der Strom begrenzt werden. Die Umsetzung der Stromregelung oder -begrenzung unterscheidet sich entsprechend des Konzepts des Umrichters.

Der Beitrag einer Erzeugungsanlage zum Kurzschlussstrom ergibt sich aus dem Superpositionsprinzip in einem Netzwerk mit mehreren Quellen. Abbildung 3.43 zeigt ein Beispielnetzwerk aus zwei Erzeugungsanlagen, dargestellt als Spannungsquellen und Impedanzen für Leitungen und Transformatoren. Dazwischen tritt ein Kurzschluss auf, es gilt $\underline{Z}_{KS} \ll \underline{Z}_1$ und $\underline{Z}_{KS} \ll \underline{Z}_2$. Entsprechend dem Superpositionsprinzip setzt sich der Kurzschlussstrom $\underline{I}_{KS}$ aus den beiden Teilen $\underline{I}_{KS,1}$ und $\underline{I}_{KS,2}$ zusammen. Diese Anteile können jeweils bestimmt werden, indem eine Spannungsquelle im ESB kurzgeschlossen und anschließend der Strom an der Kurzschlussstelle bestimmt wird. Die kleine Impedanz des Kurzschlusses sorgt dafür, dass nahezu der gesamte Strom aus der verbleibenden Quelle durch den Kurzschluss fließt, es gilt

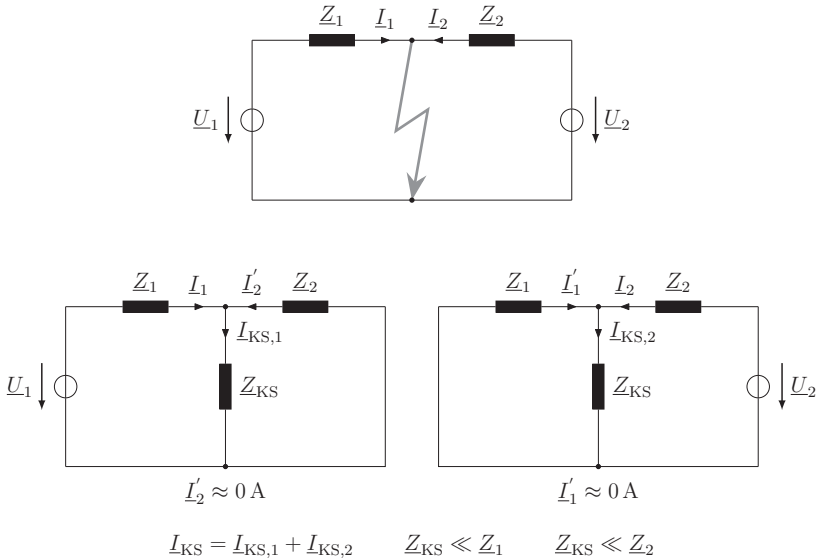


Abbildung 3.43: Superpositionsprinzip beim Kurzschluss in einem Beispielnetzwerk aus zwei Erzeugungsanlagen dargestellt durch Spannungsquellen und Impedanzen für Leitungen und Trafos. Oben: gesamtes Netzwerk, unten: jeweils eine kurzgeschlossene Spannungsquelle zur Bestimmung der Anteile des Kurzschlussstroms

also $\underline{I}_1 \approx \underline{I}_{KS,1}$ und $\underline{I}_2 \approx \underline{I}_{KS,2}$ und damit $\underline{I}_{KS} \approx \underline{I}_1 + \underline{I}_2$. Für eine Erzeugungsanlage bedeutet dies, dass deren Beitrag zum gesamten Kurzschlussstrom unabhängig von anderen Erzeugern oder dem angeschlossenen Netz berechnet werden kann, wenn sich diese elektrisch gesehen hinter der Kurzschlussstelle befinden.

3.6.1 Kurzschluss direkt am Netzanschlusspunkt

Mit steigender Entfernung zwischen Ort des Kurzschlusses und zu betrachtendem Umrichter verringert sich die Tiefe des Spannungseinbruchs am Umrichter, da über der Leitung eine Spannung abfällt. Abbildung 3.44 zeigt das Schema für diese Untersuchungen. Die Leitungsnachbildungen lassen sich entsprechend der

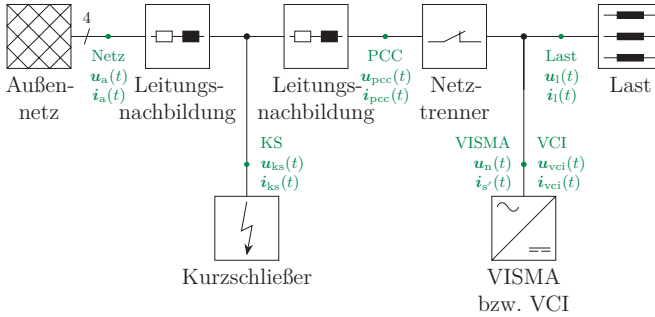


Abbildung 3.44: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells für Untersuchungen zum Kurzschluss mit wahlweise VISMA oder VCI

gewünschten Position des Kurzschlusses parametrieren. Zunächst wird der kritischere Fall betrachtet, also der KS direkt am Netzanschlusspunkt von VISMA oder VCI.

VISMA

Entsprechend Abbildung 2.5 verbindet die virtuelle Impedanz bestehend aus Statorwiderstand und -induktivität die virtuelle Erregung bzw. Polradspannung mit der Netzspannung an den Klemmen der VISMA. Die Dynamik der VISMA wird also durch die virtuelle Impedanz beeinflusst. Wird die Differentialgleichung 2.1 in den Frequenzbereich transformiert, zeigt

$$i_s(s) = \frac{u_e(s) - u_n(s)}{L_s \cdot s + R_s} = \frac{1}{T_s \cdot s + 1} \cdot \frac{u_e(s) - u_n(s)}{R_s} \quad (3.12)$$

das Verhalten eines Verzögerungsglieds 1. Ordnung mit der Statorzeitkonstante

$$T_s = \frac{L_s}{R_s}. \quad (3.13)$$

Hierdurch wird deutlich, dass der Phasenstrom verzögert auf Änderungen im Netz reagiert.

Starke Änderungen im Netz treten insbesondere beim Kurzschluss auf, im Extremfall fällt die Netzspannung an den Klemmen der VISMA auf null ab. Aus Gleichung 3.12 lässt sich somit bei konstanter Drehzahl ω der Dauerkurzschlussstrom I_k zu

$$I_k = \frac{U_e}{Z_s} = \frac{U_e}{\sqrt{R_s^2 + (\omega \cdot L_s)^2}} \quad (3.14)$$

in jeder Phase bestimmen. Z_s steht für den Betrag der kurzgeschlossenen virtuellen Impedanz. Die Dauerkurzschlussleistung S_k ergibt sich aus

$$S_k = 3 U_e I_k = 3 \cdot \frac{U_e^2}{Z_s} \quad (3.15)$$

und hängt somit von der virtuellen Impedanz ab.

Abbildung 3.45 zeigt die Ergebnisse der Simulation des Kurzschlussfalls direkt an der VISMA mit Standardparametrierung ohne übergeordnete Regelung. Der Dauerkurzschlussstrom hängt von der Wahl der virtuellen Impedanz Z_s ab, der Einschwingvorgang wird maßgeblich durch die Statorzeitkonstante T_s bestimmt. Zum Strom aus dem Zwischenkreis addiert sich der Entladestrom der kurzgeschlossenen Filterkondensatoren. Wie sich eine aktive Variation der Statorgrößen im Kurzschlussfall auswirkt, wird in Abschnitt 5.4 näher untersucht, indem eine Kurzschlussregelung für die VISMA vorgestellt wird.

Die Simulation hier zeigt, dass das VISMA-Modell grundsätzlich in der Lage ist, einen Kurzschluss zu durchfahren. Selbst mit dem gezeigten Extremfall eines Fehlers direkt an den Klemmen kann umgegangen werden. Die VISMA verhält sich so, wie es von einer elektromechanischen Synchronmaschine erwartet wird: Sie erhöht den Strom, speist in den Fehler und stützt somit das Netz. Der hier gezeigte Verlauf des Kurzschlussstroms ist eine durch das Maschinenmodell berechnete Größe. Damit ein Umrichter diese Ströme tatsächlich bereitstellen kann, muss er technisch in der Lage sein, deutlich größere Ströme als seinen Nennstrom einzuspeisen.

Der Kurzschluss der VISMA mit Abfall der Netzspannung an den VISMA-Klemmen auf 0 V lässt sich nicht ohne Weiteres mit der in Abschnitt 3.1.1 gezeigten überlagerten Regelung kombinieren. Diese würde über eine Erhöhung der induktiven

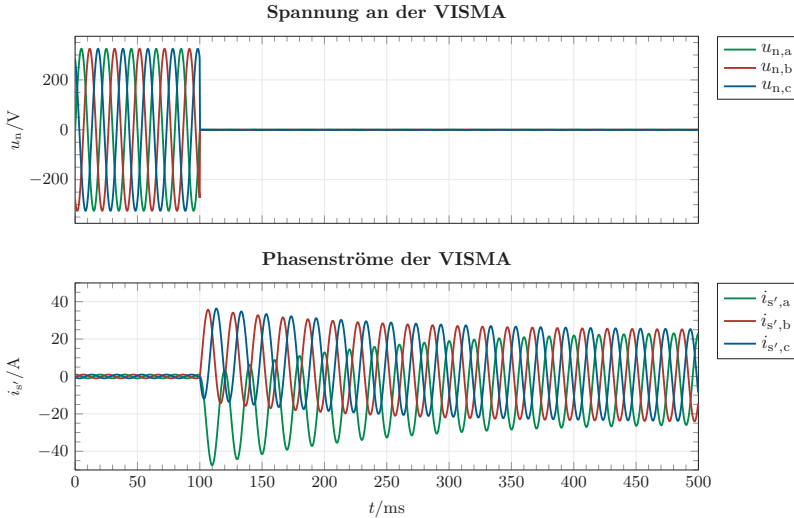


Abbildung 3.45: Zeitverläufe eines dreiphasigen Kurzschlusses direkt an der VISMA ohne überlagerte Regelung zum Zeitpunkt 100 ms

Blindleistungsbereitstellung versuchen, den Spannungsabfall entsprechend der Statik zu kompensieren. Im Kurzschlussfall kann jedoch kein neuer stabiler Arbeitspunkt gefunden werden, da die VISMA die Spannung nicht ausreichend anheben kann. Die VISMA erreicht ihre Leistungsgrenzen. Abbildung 3.46 zeigt die simulierten Verläufe der Klemmenspannung und Phasenströme für die VISMA mit überlagelter Regelung. Im ersten Moment ab dem Kurzschluss in der Abbildung bei 50 ms zeigen die Ströme das gleiche Verhalten, wie im Fall ohne Statiken. Es überlagert sich jedoch der Effekt, ausgelöst durch die Spannungsregelung, den Strom zu erhöhen um die Klemmenspannung anzuheben. Abweichend von einer Hardwareumsetzung der VISMA ist im Simulationsmodell der Stromregler entsprechend Abbildung 2.1 nicht implementiert, was dazu führt, dass Ströme simuliert werden, die in der Realität nicht auftreten können. Abhängig von der Wahl des Umrichters ist bereits nach wenigen zehn Millisekunden der Maximalstrom erreicht. Ein Dauerbetrieb mit der überlagerten Regelung ist somit nicht möglich. Ergänzend kommt hinzu, dass die schnell steigenden Größen nach wenigen hundert Millisekunden zu numerischen

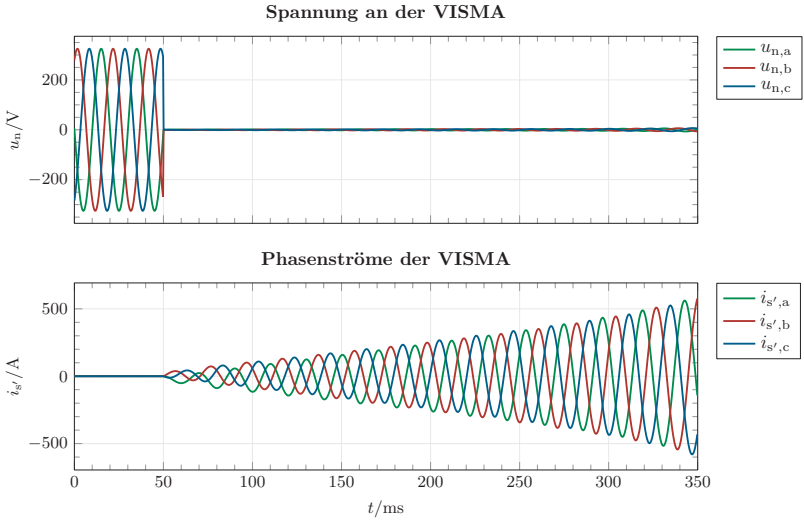


Abbildung 3.46: Zeitverläufe der Phasenströme und Klemmenspannung der VISMA mit überlagelter Regelung bei Kurzschluss direkt an den VISMA-Klemmen zum Zeitpunkt 50 ms

Schwierigkeiten im Modell führen. Mit der überlagerten Regelung muss zwingend nach möglichst kurzer Zeit der Kurzschluss erkannt und der Netztrenner geöffnet werden. Denkbar wäre an dieser Stelle eine Erweiterung um eine Erkennung des Spannungseinbruchs und aktive Reaktion in Form der Abkopplung vom fehlerbehafteten Netzabschnitt. Möglicherweise kann die hierfür benötigte Zeit von der VISMA mit Statikregelung durchfahren werden.

VCI

Der VCI nutzt die aktuellen Leistungswerte, um daraus den Spannungsraumzeiger und somit seine Klemmenspannung zu bestimmen. Bei einem Kurzschluss erhöht sich der Strom deutlich, folglich steigt die Leistung ebenso an. Tritt der KS direkt am VCI auf, speist dieser sofort einen sehr stark erhöhten Strom ein, um die geforderte Leistung bereitzustellen. Da die Regelung des VCIs in ihrer Grundform

über keine Stromregelung verfügt, wird dieser sehr groß werden. Ein Umrichter kann keinen Strom in dieser Höhe liefern.

In der Simulation wird der Kurzschluss direkt am VCI untersucht und die Ergebnisse in Abbildung 3.47 gezeigt. Zunächst ist der VCI ohne Statikregelungen netzparallel in Betrieb, nach 100 ms tritt ein dreiphasiger KS auf. Der eingespeiste Strom erhöht sich sofort auf Werte im Kiloamperebereich. Dies ist nur in der Simulation möglich, ein realer Umrichter ist nicht in der Lage dazu. Die Wirkleistungseinspeisung führt im Frequenzregler zu einer Reduktion der Frequenz, also analog zur Verringerung der Kreisfrequenz des Spannungsraumzeigers. Hierbei wird diese nicht nur negativ, sie erreicht Werte unter $-10\,000 \text{ rad s}^{-1}$, was keinem sinnvollen Betrieb entspricht. Der VCI ohne überlagerte Statikregelung ist somit nicht in der Lage, bei einem KS aktiv zu bleiben.

Werden die Statiken für Primärregelung und Spannungshaltung im VCI ergänzt, berechnet dieser einen theoretischen neuen Arbeitspunkt. Jedoch ist die vom KS bezogene Leistung so groß, dass die Kreisfrequenz einen negativen Wert aufweist. Somit ist kein sinnvoller Betrieb möglich. Auch mit der überlagerten Regelung wären die eingespeisten Ströme viel zu groß für eine Hardwarelösung.

Vergleich VISMA und VCI

Wenn ein Kurzschluss direkt an der VISMA bzw. am VCI auftritt, zeigen sich deutliche Unterschiede im Verhalten der beiden Konzepte. Die wesentliche Ursache für die Differenzen ist die Berechnung von Sollströmen in der VISMA und einer Spannung im VCI. Ohne eine überlagerte Statikregelung kann das Maschinenmodell der VISMA im Kurzschlussfall einen Kurzschlussstrom einspeisen, der im Bereich des Möglichen eines realen Umrichters liegt, aber höher als dessen Nennstrom ist. Dies ermöglicht den Einsatz von konventionellen Netzschutzkonzepten. Durch das Einspeisen in den KS wird das Netz gestützt, die VISMA verhält sich so, wie es von Synchronmaschinen bekannt ist. Im Einzelfall muss jedoch beachtet werden, dass der Dauerkurzschlussstrom von der virtuellen Impedanz Z_s abhängt, die im Rahmen der Parametrierung festgelegt werden kann.

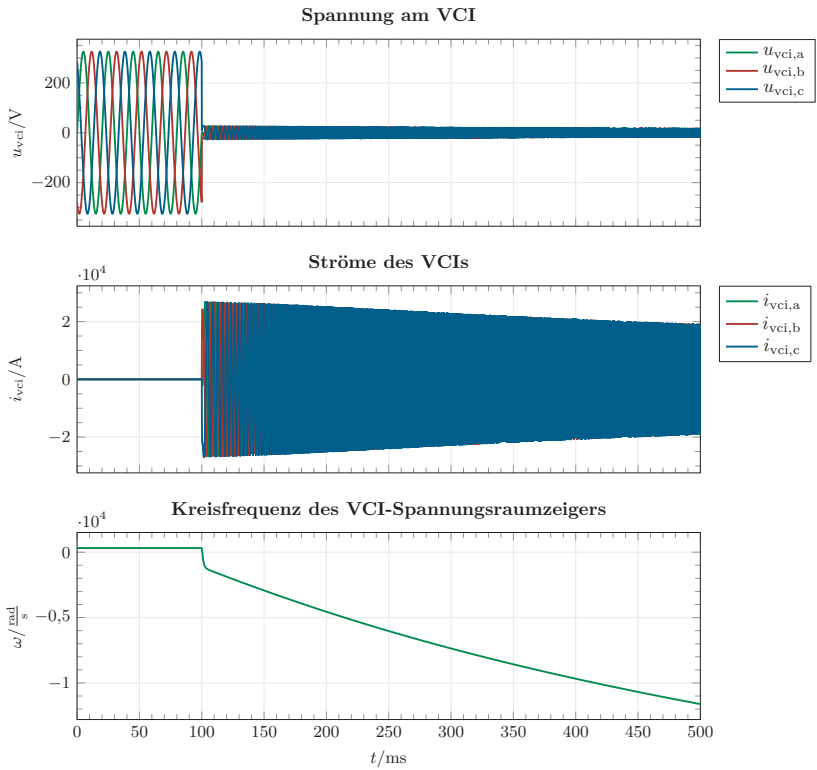


Abbildung 3.47: Zeitverläufe eines dreiphasigen Kurzschlusses direkt am VCI ohne überlagerte Statikregelungen zum Zeitpunkt 100 ms

Der VCI hingegen bestimmt einen Spannungsraumzeiger, gibt somit direkt eine Spannung vor. Der Strom ergibt sich aus dem Leistungsbedarf und kann größer werden, als zulässig. Dies geschieht bei einem KS, da das VCI-Modell an sich keine Stromregelung oder -begrenzung beinhalten. Um den VCI potentiell für einen Betrieb auch mit KS zu erweitern, muss zwingend eine solche Regelung ergänzt werden.

Wird nicht nur das Kernmodell von VISMA und VCI untersucht, sondern diese mit der beschriebenen überlagerten Statikregelung im Sinne einer Primärregelung und Spannungshaltung erweitert, kann der VCI nach wie vor nicht mit einem KS umgehen. Bei der VISMA ergeben sich durch die Statiken Schwierigkeiten, da die Eingangsgrößen des Maschinenmodells virtuelles mechanisches Moment und virtuelle Erregung stetig verändert werden. Ein stabiler Arbeitspunkt kann nicht gefunden werden. Folglich ist die hier gezeigte überlagerte Regelung mit der VISMA nicht für Kurzschlüsse geeignet.

3.6.2 Kurzschluss im Netz mit Distanz zum Netzanschlusspunkt

Im vorherigen Abschnitt ist der KS direkt am Netzanschlusspunkt aufgetreten, dies ist als der schwierigste Fall für den Umrichter zu sehen. Die Spannung am Netzanschlusspunkt bricht auf null ein. Möglich ist allerdings auch ein KS im Netz, der weiter entfernt auftritt. Im Simulationsmodell entsprechend Abbildung 3.1 kann der KS an beliebiger Stelle zwischen Außennetz und PCC auftreten, indem die beiden Leitungsnachbildungsteile links und rechts vom KS angepasst werden. In Summe müssen sie immer den in Tabelle 3.4 aufgeführten Werten entsprechen, um den Gesamtaufbau nicht zu verändern.

VISMA

Die Leitungslänge zwischen KS und VISMA führt dazu, dass die Spannung an der VISMA im Kurzschlussfall nicht auf null einbricht. Wie sich der Abstand auf die

Momentanwerte von Strom und Spannung auswirkt, ist in Abbildung 3.48 gezeigt. Die VISMA verfügt über keine übergeordnete Regelung. In den oberen beiden Bildern tritt der KS in der Leitungsmitte auf, also 1 km von der VISMA entfernt. In den unteren Bildern liegt der Abstand bei 1998 m, also fast am netzseitigen Ende der Leitung. Die Verlaufsformen entsprechen denen für KS direkt an der VISMA in Abbildung 3.45, jedoch steigt die verbleibende Spannungsamplitude mit der Entfernung. Ebenso verringert sich der Kurzschlussstrom während des Einschwingvorgangs und der Dauerstrom.

Wird die VISMA mit der überlagerten Statikregelung erweitert, ergeben sich auch hier Probleme, analog zum Fall des Kurzschlusses direkt an den VISMA-Klemmen. Die relativ geringe Restspannung sowie der hohe Bedarf an Wirkleistung durch den KS führen zu Sollwertvorgaben durch die Statiken, die nicht erreicht werden können. Damit ist kein stabiler Betriebspunkt zu finden.

Im Simulationsmodell lassen sich Kurzschlüsse nur im Bereich zwischen Außennetz und Netzanschlusspunkt umsetzen, wenn diese als KS im Sinne einer niederohmigen Verbindung zum Erdpotential implementiert werden. Sie sind elektrisch gesehen in allen Fällen sehr nah am Netzanschlusspunkt. Um weiter entfernte Kurzschlüsse nachzubilden, kann die Spannung des Außennetzes sprungförmig reduziert werden. Die Spannungsdifferenz entspricht dann dem Abstand zwischen KS und der Messstelle Netz.

Die übergeordnete Spannungsregelung erhöht die Einspeisung von Blindleistung, um dem Spannungsabfall entgegenzuwirken. Die theoretische Dauerblindleistung lässt sich über Statik s_U und die Differenz zwischen aktueller Spannung zur Nennspannung berechnen. Hierbei müssen die Leistungsgrenzen der VISMA beachtet werden, als Näherung kann von $Q_{\max} \approx Q_N$ ausgegangen werden. Bei der hier gewählten Statik $s_U = 5\%$ liegt somit die maximale Differenz bei 11,5 V. Bei einem KS im Netz ist jedoch mit einem tieferen Spannungseinbruch zu rechnen. Dementsprechend würde sich dauerhaft eine induktive Blindleistungsabgabe einstellen, die praktisch nicht möglich ist. Soll jedoch nur eine Überbrückungszeit bis zum Öffnen des Netztrenners ermöglicht werden, kann die übergeordnete Regelung aktiviert sein.

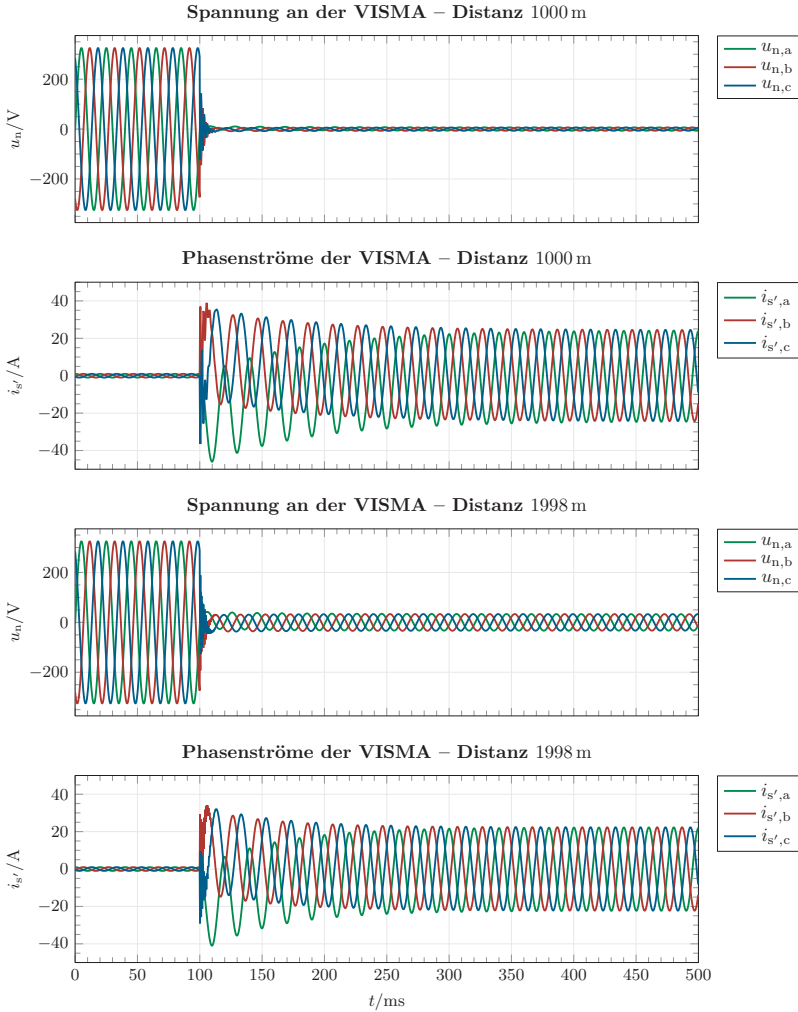


Abbildung 3.48: Zeitverläufe eines dreiphasigen Kurzschlusses mit Distanz zur VISMA ohne überlagerte Regelung zum Zeitpunkt 100 ms, oben: Entfernung 1000 m (50 % der Leitungslänge), unten: Entfernung 1998 m (99,9 % der Leitungslänge)

Simulationen hierzu zeigen, dass bei einem Einbruch der Außennetzspannung auf 50 % bzw. 25 % der Nennspannung die VISMA mit überlagerter Statikregelung am Netz bleiben kann und einen Strom einspeist. Abbildung 3.49 zeigt die Momentanwerte von Klemmenspannung und eingespeistem Strom für die zwei genannten Fälle. In den ersten wenigen zehn Millisekunden ist das Verhalten der Phasenströme bei KS durch das Maschinenmodell zu erkennen, anschließend dominiert die Vergrößerung des Stroms durch die Blindleistungserhöhung entsprechend der überlagerten $Q(U)$ -Regelung. Die VISMA kann so lange Strom einspeisen, bis ihr

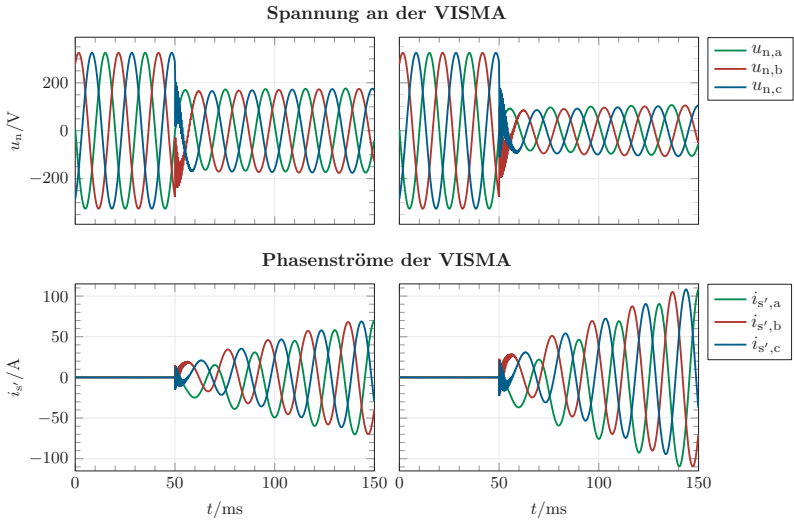


Abbildung 3.49: Zeitverläufe der Phasenströme und Klemmenspannung der VISMA mit überlagerter Regelung bei Spannungseinbruch im Außennetz auf 50 % der Nennspannung in den linken Bildern bzw. 25 % rechts

Maximalstrom entsprechend der UmrichterAuslegung erreicht ist. Dies ermöglicht einer Schutzeinrichtung beispielsweise den Spannungseinbruch zu registrieren und den Netztrenner zu öffnen oder auf eine andere Regelung umzuschalten. In den hier gezeigten Fällen bleiben für Erkennung und Öffnung einige zehn Millisekunden.

Diese Zeit hängt jedoch von der Spannungsdifferenz und angeschlossenen Last ab. Wichtig ist jedoch, dass zwingend der Dauerbetrieb mit überlagerter Regelung bei einem KS unterbunden wird, um eine Überlastung der VISMA zu verhindern. Im Abschnitt 5.4 wird gezeigt, wie die VISMA-Regelung im Kurzschlussfall angepasst werden kann, um eine Last vor Einfluss des Kurzschlusses zu schützen.

VCI

Simulationen mit verschiedenen Abständen zwischen Kurzschluss und Netzanschlusspunkt zeigen, dass die nachgebildete Leitung und somit die mögliche Distanz zu klein ist, um den VCI ohne Statikregelung bei einem KS betreiben zu können. Der eingespeiste Strom wird sofort deutlich zu groß, auch im Fall mit der größtmöglichen Distanz im Modell, dem KS direkt am Außennetz. Mehrere hundert Ampere müssten dann fließen. Ähnlich verhält sich der VCI mit übergeordneter Regelung: die Ströme sind bei allen Abständen zu groß und damit der Betrieb nicht möglich.

Ein weiter entfernter KS kann im Modell über einen plötzlichen Abfall der Außen-netzspannung nachgestellt werden. Da der VCI die Spannung an seinen Klemmen vorgibt, also die Differenz zwischen dieser Spannung und der eingebrochenen Netzspannung über der Leitungsnachbildung abfällt, erhöht sich mit der Einbruchtiefe auch der induktive Blindleistungsbedarf der Leitung. Diese wird vom VCI bereitgestellt, er speist einen stark erhöhten Strom ein.

Der VCI mit überlagerter Statikregelung neigt bei Spannungseinbrüchen größer zehn Volt zu deutlich ausgeprägten Schwingungen in den Ausgangsgrößen von Frequenz- und Spannungsregler. Der Raumzeiger basiert somit nicht auf konstanten Größen für Kreisfrequenz und Spannungsamplitude, was keinen Betrieb ermöglicht. Abhängig vom Spannungseinbruch stellt sich zumindest in den ersten wenigen bis maximal hundert Millisekunden ein Betriebszustand ein, in dem der Strom zwar stetig vergrößert und die Leistungsgrenze schnell erreicht wird, aber es zumindest nicht zu Schwingungen kommt. Möglicherweise kann in diesem Kurzzeitbereich der VCI in den KS speisen, wenn er über eine ausreichende Überlastfähigkeit verfügt. Es muss jedoch äußerst schnell reagiert werden, indem der Netztrenner geöffnet

oder eine andere Regelung freigegeben wird. In [35] wird eine Strombegrenzung für den Spannungseinbruch am VCI vorgeschlagen, die auf der Anpassung des Raumzeigers basiert. Die Länge wird reduziert und der Winkel angepasst, um die Klemmenspannung zu verändern.

Vergleich VISMA und VCI

Mit steigendem Abstand zwischen KS und VISMA bzw. VCI reduziert sich die Tiefe des Spannungseinbruchs. Dies hat zur Folge, dass bei beiden Konzepten die eingespeisten Ströme kleiner werden. Die VISMA ohne Statiken zeigt bei allen Distanzen das gleiche Verhalten, jedoch mit unterschiedlich großen Strömen. Zunächst wird ein großer Kurzschlussstrom eingespeist, dabei die Phasen etwas auseinander gezogen. Nach einigen hundert Millisekunden ist der Dauerkurzschlussstrom erreicht. Der VCI hingegen gibt die Spannung an seinen Klemmen vor, dadurch fällt eine große Spannung über die Leitungsnachbildung ab, was wiederum einen hohen induktiven Blindleistungsbedarf und somit Strom bereitgestellt durch den VCI bedeutet. Dementsprechend ist der eingespeiste Strom ab dem KS-Eintritt für die gängigen Umrichterauslegungen zu groß. Der VCI kann also den KS nicht durchfahren.

Wird die Statikregelung ergänzt, sind die Ströme des VCIs nach wie vor zu groß. Ein Betrieb während eines Kurzschlusses ist nicht möglich. Bei der VISMA zeigen sich ebenfalls Schwierigkeiten, da die Statiken langfristig Leistungen vorgeben, die nicht erreichbar sind. In den ersten wenigen zehn Millisekunden ist der Weiterbetrieb der VISMA bei KS möglich, dann muss jedoch abgetrennt oder die Regelung gewechselt werden. Somit ergibt sich ein kurzes Zeitfenster, um den KS zu erkennen und eine Reaktion auszulösen. Die Tiefe des Spannungseinbruchs, also der Abstand, beeinflussen diese Zeit.

3.7 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurde das Systemverhalten von VISMA und VCI anhand von Simulationsbeispielen untersucht und verglichen. Die jeweiligen Parametrierungen basieren auf Literaturangaben, für einen speziellen Anwendungsfall lassen sich diese weiter optimieren, was jedoch in dieser Arbeit nicht im Fokus lag. Beide Konzepte verfügen zusätzlich über Statiken zur Primärregelung bzw. Frequenzhaltung sowie Spannungshaltung.

Im Netzparallelbetrieb zeigen sich Unterschiede im Einschwingverhalten auf neue Arbeitspunkte bei Frequenz- oder Spannungsänderungen im vorgelagerten Netz, jedoch können beide Konzepte netzparallel betrieben werden und passen ihre Leistungsaufnahme bzw. -abgabe entsprechend den Statiken an. Sie weisen ein netzdienliches Verhalten auf, indem sie instantan Momentanreserve bereitstellen bzw. die Spannung stützen. Der VCI neigt eher zum Überspringen, was eine Strombegrenzung nötig machen kann.

Ebenso lassen sich beide Konzepte im Inselnetz betreiben. Sie übernehmen jeweils die Aufgabe der Netzbildung und stellen Spannung und Frequenz über die Statiken ein. Der Schwarzstart ist möglich, bei der VISMA muss jedoch eine Mindestlast angeschlossen sein, um einen Stromfluss zu erzielen damit eine Spannung über den Filterkondensatoren abfällt. Werden jeweils zwei der Umrichter parallel geschaltet, zeigt sich die Kombination aus zwei VISMA-Systemen robuster. Zwei VCIs mit den hier gewählten Parametern können bei induktiven Lasten möglicherweise gegeneinander arbeiten und so langfristig nicht stabil betrieben werden. Eine optimierte Parametrierung sollte für diese Anwendung geprüft werden. Begründen lassen sich diese Unterschiede dadurch, dass die VISMA Ströme einstellt, der VCI hingegen direkt die Spannung.

Neben diesen Betrachtungen von normalen Betriebszuständen wurden auch Fehlerfälle untersucht. Im Falle des Ausfalls des Außennetzes können beide Konzepte eine angeschlossene Last unterbrechungsfrei weiterversorgen, der Wechsel vom Netzparallel- in den Inselnetzbetrieb ist also möglich. Hierzu ist keine Änderung in

den Regelungen nötig. Beide Konzepte erfüllen folglich die Kernaufgabe einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Die Versorgungssicherheit für Lasten wird erhöht. Allerdings ergibt sich hieraus weiterer Forschungsbedarf zur Inselnetzerkennung.

Unterbricht das vorgelagerte Netz jedoch nur für einen kurzen Moment die Versorgung, kommt es mit großer Wahrscheinlichkeit zu einer unsynchronisierten Wiederkehr. Hierbei fließen Ausgleichsströme, die beim VCI deutlich größer ausfallen als bei der VISMA. Eine Strombegrenzung ist beim VCI notwendig, um diesen vor Überlastung und Beschädigung zu schützen. Jedoch sollte bei beiden Konzepten möglichst schnell das entstandene Inselnetz vom Außernetz abgetrennt werden, um die Ausgleichsvorgänge bei Netzwiederkehr zu vermeiden.

Tritt im vorgelagerten Netz ein Kurzschluss auf, zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen VISMA und VCI. Ohne überlagerte Regelung speist die VISMA einen Kurzschlussstrom ein, der zwar größer als ihr Nennstrom ist, jedoch den Umrichter bei üblicher Auslegung nicht überlastet. Der eingespeiste Strom setzt sich aus dem Anteil aus dem DC-Zwischenkreis und aus den Filterkondensatoren zusammen. Das Verhalten des VISMA-Maschinenmodells entspricht dem einer Synchronmaschine, durch die Einspeisung wird das Netz gestützt. Der VCI kann mit dem tiefen Spannungseinbruch durch den Kurzschluss nicht umgehen, es werden Ströme eingespeist, die auf einer Hardwareumsetzung nicht möglich sind. Zwingend notwendig ist eine Strombegrenzung. Mit Statikregelungen weisen beide Konzepte Probleme auf, da das Anheben der Spannung durch Blindleistungsbereitstellung nicht möglich ist und so kein stabiler Arbeitspunkt gefunden werden kann. Abhängig von der Tiefe des Spannungseinbruchs, also der räumlichen Entfernung des Kurzschlusses vom Umrichter, kann zumindest die VISMA für wenige zehn Millisekunden in den Kurzschluss speisen, auch mit Statikregelungen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass VISMA und VCI in vielen untersuchten Fällen ähnlich gut funktionieren, auch wenn sich ihr Verhalten im Detail unterscheidet. Lediglich bei Fehlerfällen ist die VISMA robuster als der VCI. Aus diesem Grund wird in den folgenden Abschnitten der Fokus komplett auf die VISMA gelegt.

4 Validierung des VISMA-Verhaltens

Ausgewählte Simulationsergebnisse des vorherigen Kapitels werden im Folgenden experimentell überprüft. Kern des Prüfstandes ist ein Umrichtersystem, das bereits als sogenannter Kompensationsstromrichter im Energiepark Clausthal eingesetzt wurde [26].

4.1 Prüfstand

Der Prüfstand gliedert sich grundsätzlich in einen Leistungsteil und die Steuerelektronik. Der Netzanschluss und Anschluss an das Inselnetz bzw. die kritische Last, sowie das Filter, der Umrichter und Batteriespeicher bzw. die DC-Quelle als Batterienachbildung in Abbildung 4.1 zählen zu den Komponenten auf Leistungsseite. Zur Steuerung ist Messtechnik, die Statikregelung, das VISMA-Maschinenmodell und die Stromregelung zu zählen.

4.1.1 VISMA-Maschinenmodell und überlagerte Regelung

Das Maschinenmodell der VISMA ist grundsätzlich identisch mit dem, das auch in den gezeigten Simulationen genutzt wurde, es wird das abc-Modell verwendet. Die Eingangsgrößen sind die gemessene Spannung $\mathbf{u}_{\text{ist}}$ an den VISMA-Klemmen, die virtuelle Erregung $\hat{U}_e$ bestehend aus der Nennerregerspannung $\hat{U}_{e,N} = 325 \text{ V}$ und einer Abweichung hiervon ΔU_e , sowie dem virtuellen mechanischen Drehmoment M_m . Daraus berechnet das Maschinenmodell einerseits die Sollströme bzw. Phasenströme $\mathbf{i}_{\text{soll}}$, andererseits gibt es die aktuelle Rotorkreisfrequenz ω aus.

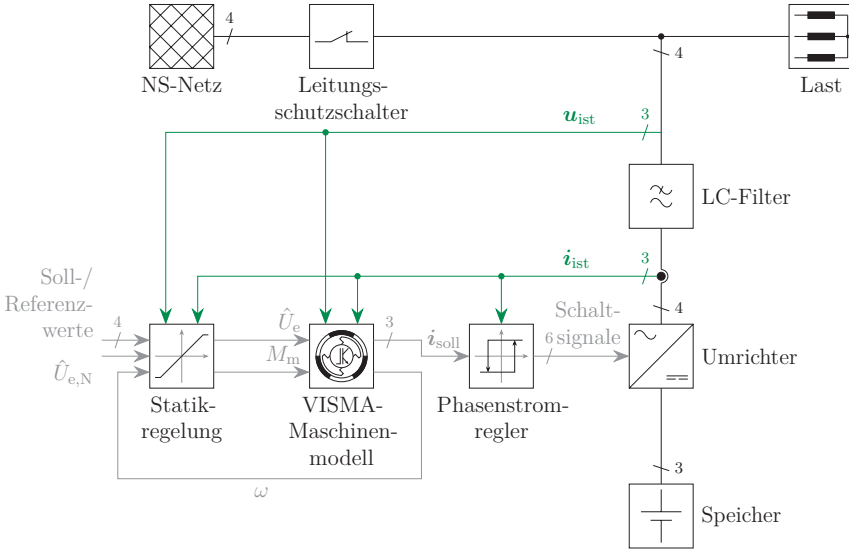


Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau des Prüfstands

Die überlagerte Regelung nutzt die gemessene Spannung sowie den gemessenen Strom i_{ist} , um die virtuelle Erregung und das mechanische Moment für das Maschinenmodell anzupassen. Zusätzlich werden die Rotorkreisfrequenz der VISMA und manuell vorgegebene Sollwerte P_{ref} , Q_{ref} , U_{ref} und f_{ref} berücksichtigt. Kern der Berechnung sind die Statiken zur Frequenz- und Spannungshaltung entsprechend dem in Abschnitt 3.1.1 beschriebenen Regelkonzept.

Abweichend von der Simulation können am Prüfstand nicht die Ströme an den VISMA-Klemmen gemessen werden, stattdessen werden diese zwischen Umrichter und Filterkondensatoren bestimmt. Damit sich die VISMA mit der übergeordneten Regelung am Prüfstand analog zur Simulation verhalten kann, muss die abweichende Strommessung in der Regelung berücksichtigt werden. Im Regelungsschema entsprechend Abbildung 3.5 wird der Teil zwischen U -Regler und Q -Regler in jeder Phase angepasst, indem der Blindleistungsbedarf des Filterkondensators rechnerisch ergänzt wird. Abbildung 4.2 zeigt das Prinzip.

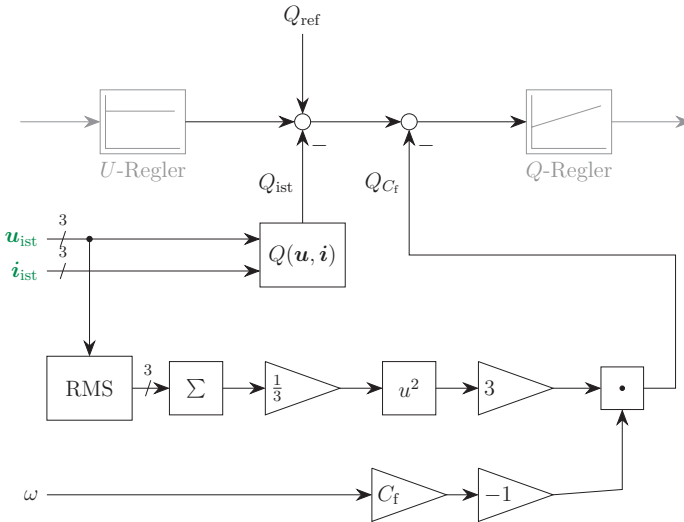


Abbildung 4.2: Anpassung für die Blindleistungsregelung um abweichende Strommessung am Prüfstand ggü. dem Simulationsmodell zu berücksichtigen

4.1.2 Stromregelung

Die Stromregelung dient dazu, die durch das VISMA-Modell berechneten Sollströme so aufzubereiten, um damit die Schalter des Umrichters ansteuern zu können. Hierbei sind verschiedene Verfahren möglich. Am häufigsten wurde im VISMA-Kontext bisher der Phasenstromregler genutzt, also ein analoger Zweipunktregler mit Schalthysterese, z. B. in [23, 25, 9, 12]. Am Prüfstand ist ebenso ein solcher Zweipunktregler umgesetzt. Der wesentliche Vorteil dieses Reglers ist seine Geschwindigkeit. Um das Verhalten einer realen Synchronmaschine nachzubilden, muss die maximale Zeitdauer zur Bereitstellung der gewünschten Maschinenströme des VISMA-Wechselrichters kleiner sein, als die kleinste Zeitkonstante in der nachzubildenden Synchronmaschine. Abbildung 4.3 zeigt das Prinzip eines Phasenstromreglers anhand einer Phase. Als mögliche Ausgangsspannungen kann dieser Zweipunktregler entweder $U_{\text{dc,p}}$ oder $U_{\text{dc,n}}$ anlegen, indem ein Schalter geschlossen

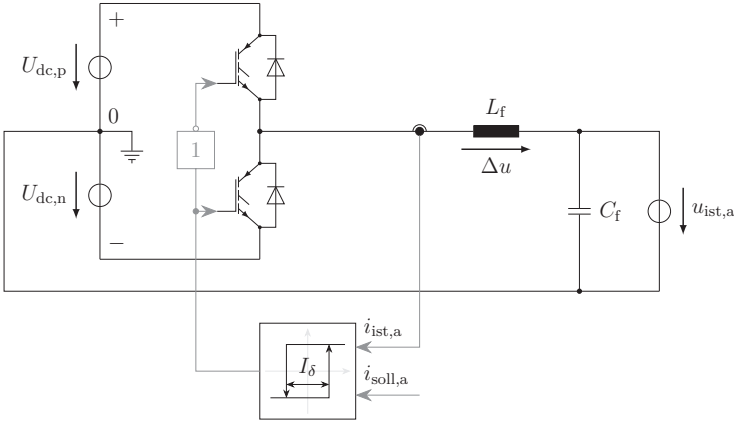


Abbildung 4.3: Zweipunktreger bzw. Phasenstromregler beispielhaft für eine Phase

und der andere gleichzeitig geöffnet wird. Die beiden Schalter einer Phase arbeiten also immer im Gegentakt.

Das Toleranzband I_δ gibt an, wie weit der gemessene Ist-Phasenstrom $i_{\text{ist},a}$ vom Soll-Phasenstrom $i_{\text{soll},a}$ aus dem VISMA-Modell abweichen darf. Wird die erlaubte Abweichung überschritten, wird die Ausgangsspannung so zwischen den beiden Potentialen $U_{\text{dc},p}$ und $U_{\text{dc},n}$ hin- und hergeschaltet, dass sich der Strom wieder mit maximaler Geschwindigkeit ins Toleranzband zurück bewegt. Beim Schalten wird die Drossel L_f ge- bzw. entladen. Dies kann jedoch nicht immer gleich schnell erfolgen, da die aktuelle Spannungsdifferenz zwischen den Halbkreissspannungen $U_{\text{dc},p}$ und $U_{\text{dc},n}$ und der Gegenspannung $u_{\text{ist},a}$ die momentane Schaltfrequenz $f_{\text{inst}} = \frac{1}{T_{\text{SP}}} = \frac{1}{t_1 + t_2}$ beeinflusst. Diese ist der Kehrwert der Schaltperiode T_{SP} , sowie abhängig von der Dauer des Entladens t_1 und des Ladens t_2 . Analytisch lässt sich die momentane Schaltfrequenz darstellen zu:

$$f_{\text{inst}} = \frac{U_{\text{dc}}}{4L_f \cdot I_\delta} \left[1 - \frac{4}{U_{\text{dc}}^2} \left(u_{\text{ist},a} + L_f \cdot \frac{di_{\text{soll},a}}{dt} \right)^2 \right] \quad (4.1)$$

am Beispiel der Phase a. Für sinusförmige Strom- und Spannungsgrößen $i_{\text{sol},a} = \hat{i}_{\text{sol},a} \cdot \cos(\omega t)$ und $u_{\text{ist},a} = \hat{u}_{\text{ist},a} \cdot \sin(\omega t + \varphi)$ ergibt sich aus der Wurzel des zweiten Terms in Gleichung (4.1) die Modulationsfunktion

$$m = \left| \frac{2}{U_{\text{dc}}} \left(\hat{u}_{\text{ist},a} \cdot \sin(\omega t + \varphi) + \omega \cdot L_f \cdot \hat{i}_{\text{sol},a} \cdot \cos(\omega t) \right) \right|. \quad (4.2)$$

Im Nulldurchgang der Modulationsfunktion m ist die Schaltfrequenz maximal. Sie berechnet sich zu $f_{\text{inst,max}} = \frac{U_{\text{dc}}}{4 \cdot L_f \cdot I_{\delta}} \cdot (1 - 0)$, ist also von der Zwischenkreisspannung U_{dc} , vom Toleranzband I_{δ} und der Glättungsinduktivität L_f abhängig. Minimal ist f_{inst} dagegen im Scheitelpunkt von m . Bei $m = 1$ geht die momentane Schaltfrequenz auf 0 zurück. [56]

Neben dem Phasenstromregler wurden auch andere Verfahren untersucht. Diese sein hier nicht weiter im Detail erläutert, jedoch erwähnt: in [32] ein digitaler Zweipunktregler sowie ein PWM-basierter (Pulsweitenmodulation) PI-Regler und in [11] ein Resonanzstromregler. In [45] wird alternativ ein digitaler Proportional-Resonanz-Regler (PR-Regler) vorgeschlagen. Diesem wird eine Raumzeigermodulation nachgestellt. Dies hat gegenüber dem Phasenstromregler den deutlichen Vorteil, dass der Mittelpunkt des Gleichspannungszwischenkreises nicht mehr mit dem Neutralleiter des Netzes verbunden sein muss.

4.1.3 Aufbau des Leistungsteils

Als Prüfstand wird ein vorhandenes Umrichtersystem genutzt. Dieses wurde im Rahmen des inzwischen nicht mehr bestehenden *Energiepark Clausthals* konzipiert und aufgebaut, mit der ursprünglichen Aufgabe der Schwingungskompensation in einem durch mehrere Blockheizkraftwerke (BHKW) gespeisten Inselnetz. Der Leistungsteil des Prüfstandes ist an die Niederspannungshauptverteilung (NSHV) im Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme angeschlossen. Ein vierphasiger Leitungsschutzschalter zwischen NSHV und Anschluss des VISMA-Systems bzw. der Last verhindert zu große Ströme zwischen Prüfstand und Netz,

zusätzlich kann über diesen der Netzausfall nachgestellt werden. Als Last wird ein dreiphasiger Laborwiderstand eingesetzt.

Der Umrichter des VISMA-Systems besteht im Kern aus einem IPM (Intelligent Power Module, intelligentes Leistungsmodul), in dem die IGBTs und zugehörigen Treiberbausteine kombiniert sind. Der Zwischenkreis ist geblecht ausgeführt und an das IPM angeschlossen, ebenso wie die Zwischenkreiskondensatoren und Snubber-Kondensatoren. AC-seitig am IPM sind neben der Strommesseinrichtung die Filterdrosseln und Filterkapazitäten angeschlossen, zwischen diesen befindet sich die Messeinrichtung für die Spannung. Auf Gleichspannungs- sowie Wechselspannungsseite sind jeweils Schütze verbaut. In Abbildung 4.4 ist die Innenansicht des Schaltschranks des hier verwendeten Prüfstands gezeigt.

Das Filter des VISMA-Systems ist als LC-Filter ausgeführt. Grundsätzlich genügt ein L-Filter für einen Umrichter mit Spannungszwischenkreis, um ein ausreichendes Filterverhalten am Netz zu erreichen. Ein C-Anteil wirkt sich negativ auf das Gesamtverhalten aus, da das Verhalten auch von der Netzinduktivität abhängt, diese jedoch nicht exakt bekannt ist. Somit ist die Auslegung eines LC-Filters schwieriger. [2, 30] Um jedoch einen netzbildenden Betrieb in einem Inselnetz zu ermöglichen, müssen Filterkondensatoren verbaut sein, siehe Seite 23 sowie [8]. Am Prüfstand sind pro Phase $C_f = 24 \mu\text{F}$ verbaut. Bezogen auf die Nennleistung der VISMA in Höhe von 10 kVA entspricht das einer Kapazität von 0,12 pu.

Die ursprünglichen Bleibatterien wurde durch eine DC-Quelle als Batterienachbildung ersetzt. Somit kann die DC-Potentialdifferenz konstant auf 750 V gehalten werden. Da das Nullpotential auf dem Mittelabgriff liegt, stehen dem Umrichter DC-seitig 375 V, 0 V und -375 V zur Verfügung.

4.2 Laborversuche

Die Signale zwischen Umrichter und Maschinenmodell sowie Regelungen werden über eine MicroLabBox der Firma dSPACE übertragen. Dieses System ermöglicht

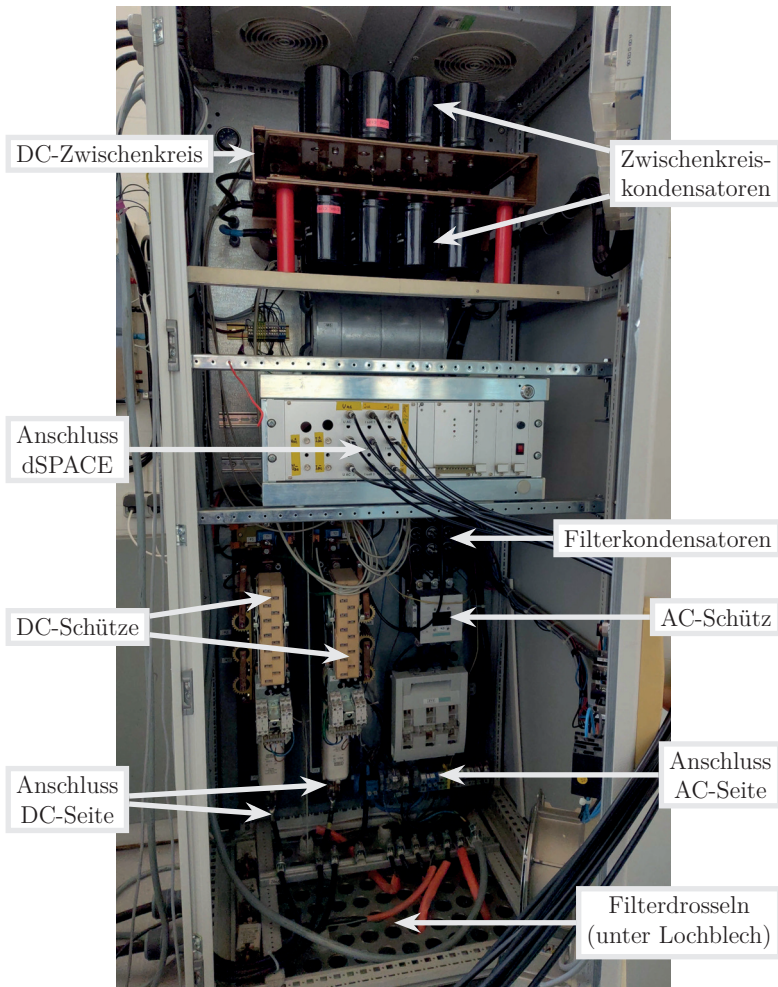


Abbildung 4.4: Innenansicht des Schaltschranks des Prüfstands

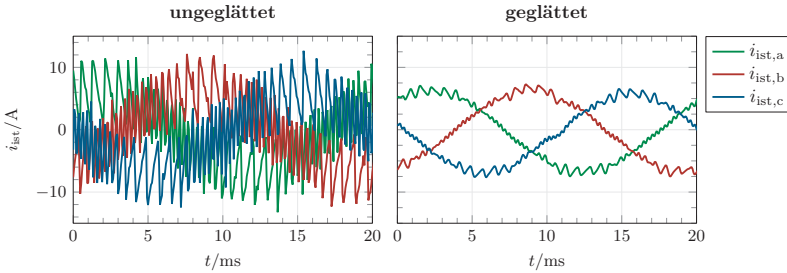


Abbildung 4.5: Beispielmessung des Stroms vor und nach der Glättungseinrichtung

den Echtzeitbetrieb eines Simulinkmodells. Mit der zugehörigen Experimentier-Software ControlDesk werden Messdaten und berechnete Größen direkt graphisch dargestellt und der Zugriff auf das Modell ermöglicht, beispielsweise zum Freigeben der überlagerten Regelungen.

Der gemessene Strom i_{ist} hat einen sehr zackigen Verlauf, da das Toleranzband der hier verbauten Phasenstromregler relativ groß ist. Um lediglich die sinusförmige Grundschiwingung weiterzunutzen, glättet ein gleitender Mittelwert den gemessenen Strom zu einem in Abbildung 4.5 gezeigten Verlauf. Diese Berechnung des Mittelwerts findet nach der Messwerterfassung auf dem Prozessrechner statt. Der geglättete Wert wird für die weitere Verwendung wie der Berechnung von Wirk- und Blindleistung eingesetzt.

Die Nachbildung des Leistungsteils in den bisher gezeigten Simulationen unterscheidet sich etwas von den Gegebenheiten am Prüfstand. Um jedoch einen Vergleich zwischen Simulation und Messung zu ermöglichen, wird das Simulationsmodell in folgenden Punkten angepasst:

- Filterkapazität: in bisherigen Simulationen $C_f = 10 \mu\text{F}$, jetzt $24 \mu\text{F}$ analog zu den Kondensatoren am Prüfstand
- Leitungsnachbildung: bisher Erdkabel der Länge 2 km mit $X'_b = 0,08 \Omega \text{ km}^{-1}$ und $R'_b = 0,206 \Omega \text{ km}^{-1}$, jetzt Länge 800 m, experimentell ermittelt um einen

vergleichbaren Einfluss der lokalen Spannungsänderung durch Blindleistung zu erreichen (elektrische Entkopplung)

- Spannung im Außennetz: bisher Nennspannung 230 V, jetzt 225,3 V entsprechend der durchschnittlichen Spannung am Standort des Prüfstands
- Messstelle des Stroms: bisher an den Klemmen netzseitig der VISMA-Filterkondensatoren, jetzt zwischen Umrichter und Filter analog zur Messung am Prüfstand
- Blindleistungsregelung: bisher Blindleistungsberechnung aus Klemmenstrom und -spannung, jetzt aus Strom umrichterseitig der Filterkondensatoren mit rechnerischer Berücksichtigung des Filtoreigenverbrauchs, analog zum Prüfstand

4.2.1 Messung 1 – Wirkung der überlagerten Regelung im Netzparallelbetrieb

Im ersten Versuch wird die VISMA netzparallel betrieben. Vorgegeben werden Leistungssollwerte in Höhe von 0 kW bzw. 0 kvar. Zunächst ist die übergeordnete Regelung deaktiviert, die Messwerte sind in Abbildung 4.6 in der linken Hälfte gezeigt. Besonders auffällig ist die unsymmetrische Spannung, einige Volt unterhalb der üblichen Nennspannung. Die dargestellten Leistungen ergeben sich aus den gemessenen Strom- und Spannungsgrößen (Strom zwischen Umrichter und Filter, Spannung über den Filterkondensatoren).

Wird die überlagerte Regelung aktiviert, führt die Spannungsabweichung zwischen der Istspannung und der Nennspannung 230 V dazu, dass die VISMA spannungshhebend arbeitet, also induktive Blindleistung abgibt, wie in der rechten Hälfte in Abbildung 4.6 dargestellt ist. Die Spannungs- und Blindleistungsregelung ist für jede Phase getrennt ausgeführt, dadurch ergeben unterschiedliche Werte für die virtuelle Erregung und somit auch verschiedene Amplituden der Sollströme pro Phase. In Abbildung 4.7 ist ein Ausschnitt der Soll- sowie gemessener Istströme gezeigt.

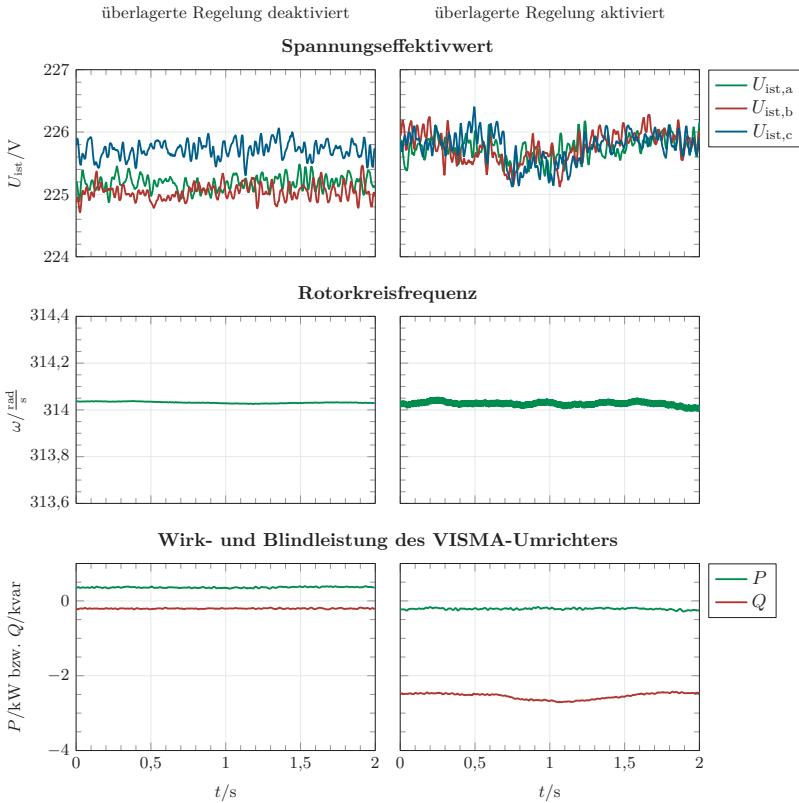


Abbildung 4.6: Wirkung der überlagerten Regelung im Netzparallelbetrieb, links ohne und rechts mit überlagelter Regelung (Messung)

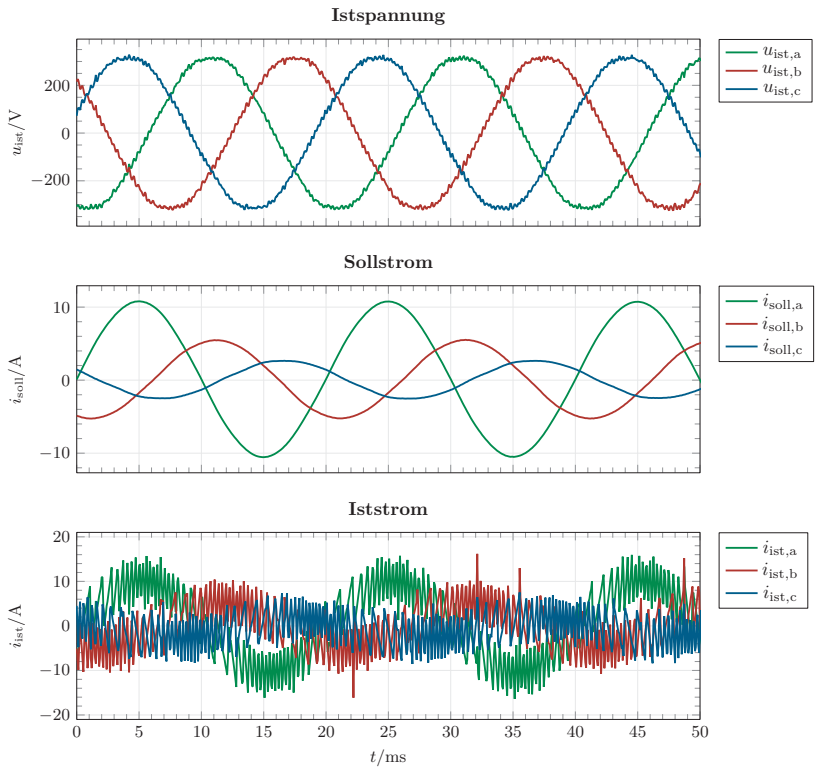


Abbildung 4.7: Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA sowie berechnete Sollströme bei aktiver überlagelter Regelung im Netzparallelbetrieb

Bereits im Netzparallelbetrieb ohne Leistungsvorgaben lässt sich zeigen, dass die überlagerte Regelung netzstützend wirkt indem sie lokal die Spannung symmetriert und der Nennspannung annähert.

4.2.2 Messung 2 – Leistungsvorgaben im Netzparallelbetrieb

Um das Verhalten der VISMA bei veränderten Leistungsvorgaben untersuchen zu können, wird diese im Netzparallelbetrieb mit aktiver überlagerter Statikregelung betrieben. Zunächst liegen die Soll- bzw. Referenzwertvorgaben bei $P_{\text{ref}} = 0 \text{ kW}$ und $Q_{\text{ref}} = 0 \text{ kvar}$, die Statiken führen zu keinem Leistungsaustausch bei Nennspannung bzw. -frequenz. Da die Netzspannung am Prüfstand jedoch einige Volt niedriger ist, speist die VISMA zum Anheben der Spannung induktive Blindleistung ein, wie bereits in der ersten Messung beschrieben. Schrittweise werden die Sollwerte verändert, so dass die VISMA bezogen auf Nennfrequenz und -spannung zunächst nur Wirkleistung, dann Wirk- und induktive Blindleistung einspeist, anschließend nur Blindleistung folgend von keiner Einspeisung. Abbildung 4.8 zeigt die gemessenen Zeitverläufe des Spannungseffektivwerts, der Rotorkreisfrequenz und der Leistungen. Zusätzlich ergänzt sind die entsprechenden Simulationsergebnisse.

Eine Änderung der Wirkleistungssollwerte führt instantan zu einer kurzfristigen Beschleunigung bzw. einem Abbremsen des virtuellen Rotors. Nach knapp einer Sekunde hat sich die Rotorkreisfrequenz wieder der Netzfrequenz angeglichen. Ein veränderter Blindleistungssollwert beeinflusst nur minimal die Rotorkreisfrequenz. Dieser Effekt basiert darauf, dass bei der VISMA Wirk- und Blindleistung nicht vollständig entkoppelt sind, wie in [7] ausführlich gezeigt wurde.

In den Leistungsverläufen zeigt sich, dass die VISMA zusätzlich zu den vorgegebenen Sollwerten eine induktive Blindleistung von rund 2,5 kvar einspeist um die Spannung lokal anzuheben, wie bereits in der vorherigen Messung beschrieben.

Messung und Simulation weisen ein sehr ähnliches Verhalten auf, lediglich die Spannung und die Blindleistung weichen etwas voneinander ab. Grund hierfür ist die Leitungsnachbildung im angepassten Simulationsmodell, diese entkoppelt die

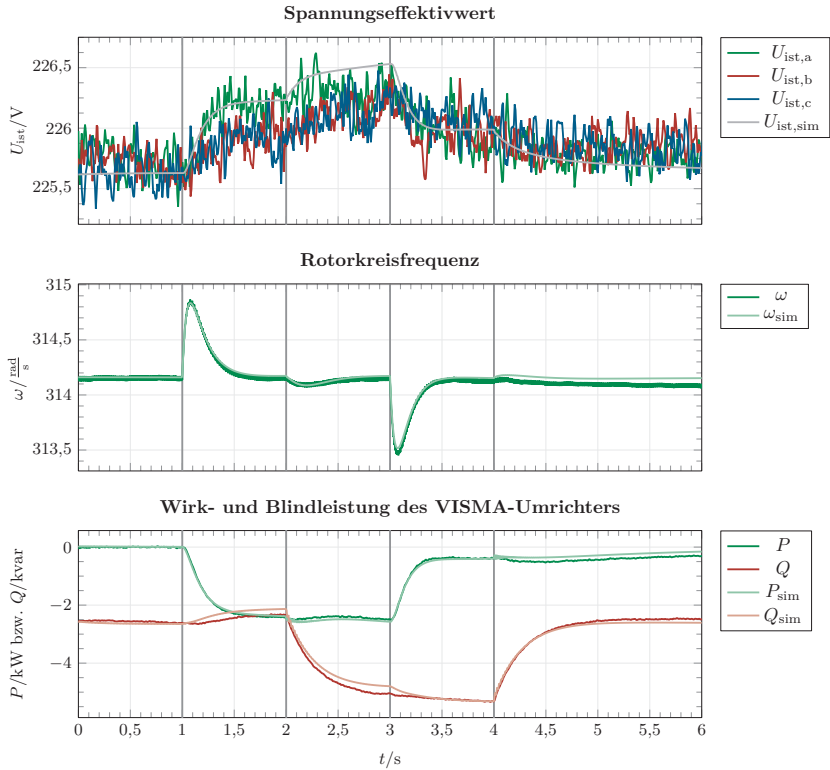


Abbildung 4.8: Änderungen der Leistungssoll-/referenzwerte im Netzparallelbetrieb: $P_{\text{ref}} = -3 \text{ kW}$ nach 1 s, $Q_{\text{ref}} = -3 \text{ kvar}$ nach 2 s, $P_{\text{ref}} = 0 \text{ kW}$ nach 3 s und $Q_{\text{ref}} = 0 \text{ kvar}$ nach 4 s (Messung und Simulation)

VISMA etwas zu stark vom NS-Netz. Dies führt dazu, dass die Spannung lokal zu stark angehoben wird bei gleicher Blindleistungseinspeisung.

4.2.3 Messung 3 – Laständerungen im Inselnetz

Zuschaltung ohmscher Last

Wie sich die VISMA im Inselnetz als alleiniger Netzbildner verhält, wird in der folgenden Messung untersucht und in Abbildung 4.9 gezeigt. Zunächst versorgt die VISMA eine ohmsche Grundlast von etwa 2 kW. Entsprechend der Statik stellt sie die Inselnetzfrequenz auf 49,8 Hz ein, das entspricht der Rotorkreisfrequenz von knapp $312,9 \text{ rad s}^{-1}$. Nach 2 s wird eine zusätzliche Last ergänzt, die VISMA muss etwa die dreifache Wirkleistung bereitstellen. Der virtuelle Rotor reduziert seine Drehgeschwindigkeit und stellt sich innerhalb von 5 s auf den neuen stationären Frequenzwert von $310,8 \text{ rad s}^{-1}$ ein.

Der Spannungseffektivwert weicht nur mit Grundlast weder in Messung noch in Simulation wesentlich von der Nennspannung ab. Mit der Lasterhöhung bleibt die stationäre Spannung in der Simulation konstant, in der Messung hingegen fällt der Effektivwert um etwa 1 V ab. Ursache hierfür ist der Spannungsabfall über den Filterdrosseln, die seriell zwischen Umrichter und Filterkondensatoren sowie Spannungsmesspunkt verbaut sind. In der Simulation sind diese Drosseln nicht berücksichtigt, die Spannung über den Filterkondensatoren entspricht laststromunabhängig der Spannung am Umrichterausgang. In Simulink lassen sich die Drosseln nicht nachbilden, da diese seriell zu den Stromquellen liegen würden. Folglich müssen an dieser Stelle Ungenauigkeiten zwischen Modell und Messung in Kauf genommen werden, solange statt einer detaillierten Nachbildung des gesamten Umrichters gesteuerte Stromquellen modelliert werden.

Im gezeigten Verlauf der Blindleistung ist eine Abweichung zwischen Messung und Simulation zu sehen. Diese hängt ebenso mit der Umsetzung des VISMA-Umrichters im Simulationsmodell zusammen. Somit wird der Spannungsabfall über den Drosseln und der Blindleistungsbedarf derselbigen nicht simuliert, diese Effekte hängen vom

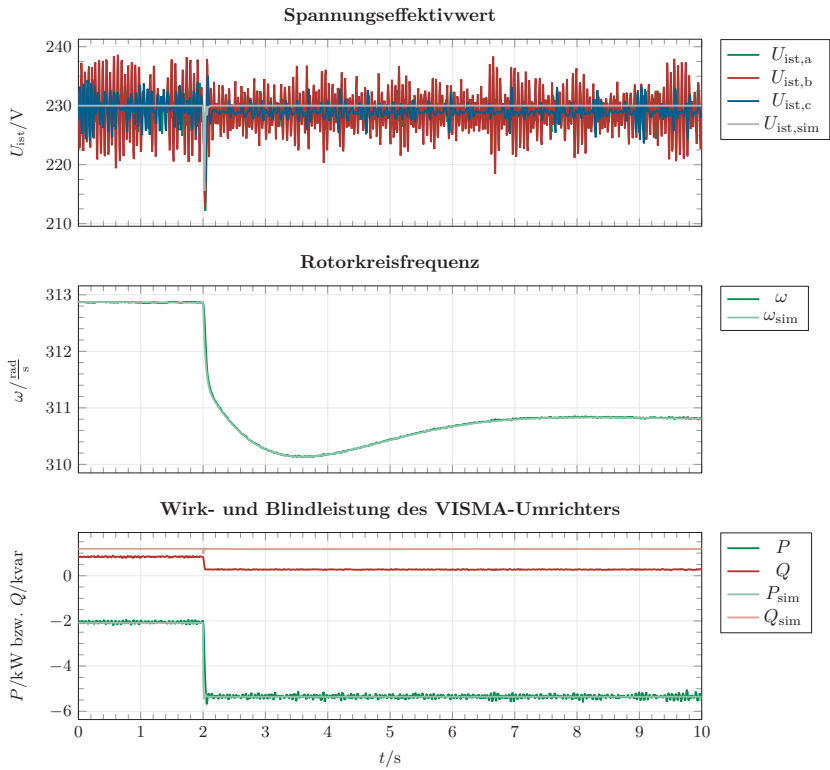


Abbildung 4.9: Zuschaltung einer ohmschen Last nach 2 s im Inselnetz mit Grundlast (Messung und Simulation)

Strom zwischen VISMA und Last ab. Bei der Lastzuschaltung verdreifacht sich der Strom, über den Drosseln fällt eine größere Spannung ab, dementsprechend muss die VISMA weniger induktive Blindleistung aufnehmen um ein Gleichgewicht zwischen Filterkondensatoren und -drosseln herzustellen. An den Klemmen verhält sich die VISMA blindleistungsneutral, da eine rein ohmsche Last angeschlossen ist.

Die Zeitverläufe der Spannungen und Ströme am VISMA-Umrichter, sowie die berechneten Sollströme sind für den Zuschaltmoment der Last in Abbildung 4.10 gezeigt. Wird nur die Grundlast versorgt, fließen kleine Ströme zwischen VISMA und Last. Dies führt dazu, dass sich z. B. die zackigen Stromverläufe bedingt durch das große Toleranzband des Phasenstromreglers auf das gesamte System auswirken und zu einem Sollstrom führen, der keinem reinen Sinusverlauf gleicht. Die zusätzliche Last hingegen stabilisiert das Inselnetz und führt zu gleichmäßigeren Soll- und somit auch Istströmen.

Aus den Zeitverläufen lässt sich außerdem ablesen, dass die VISMA bereits 20 ms nach der Laststufe den neuen Stromsollwert vorgibt und dieser gemessen werden kann.

Anlauf einer Asynchronmaschine

Für ein lokal begrenztes Inselnetz stellt ein plötzlicher Leistungsbedarf eine der größten Herausforderungen dar. Aus Sicht der Last soll das Netz bestehen bleiben und möglichst wenig beeinflusst werden. In der Praxis ist der Anlauf einer Asynchronmaschine (ASM) einer der schwierigsten Lastfälle, da gleichzeitig Wirkleistung benötigt wird, um den Rotor der ASM in Bewegung zu versetzen und Blindleistung zum Aufbau der Magnetfelder gefordert wird.

Am Prüfstand versorgt die VISMA eine ohmsche Grundlast im Inselnetzbetrieb, nach 2 s wird eine unbelastete, im Stern verschaltete ASM mit Nennleistung 2,2 kW zugeschaltet. Abbildung 4.11 zeigt den gemessenen Anlaufvorgang.

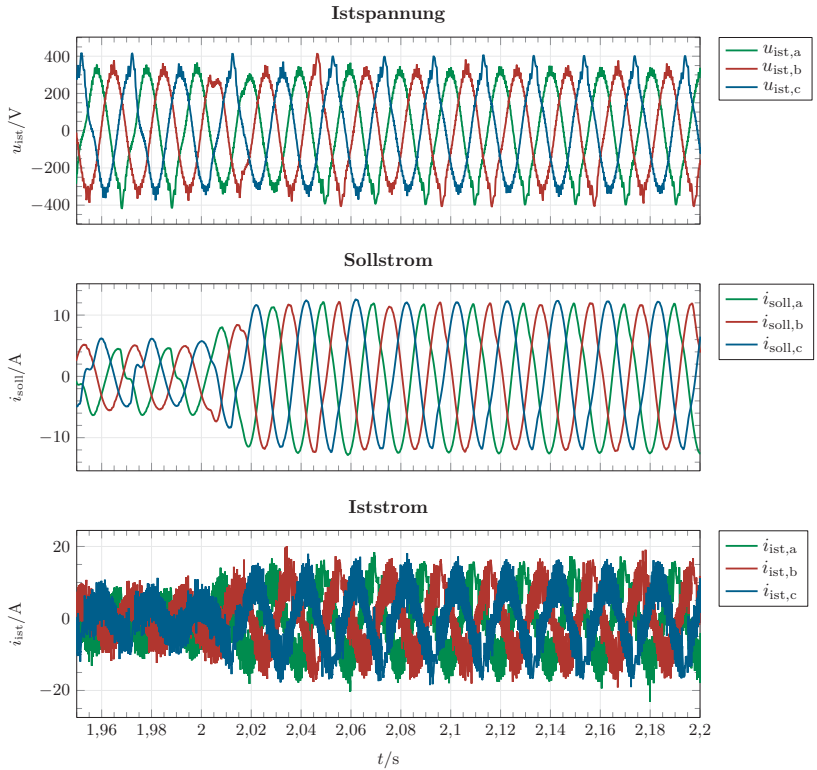


Abbildung 4.10: Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA sowie berechnete Sollströme während der Zuschaltung einer ohmschen Last nach 2s, ergänzend zur Grundlast

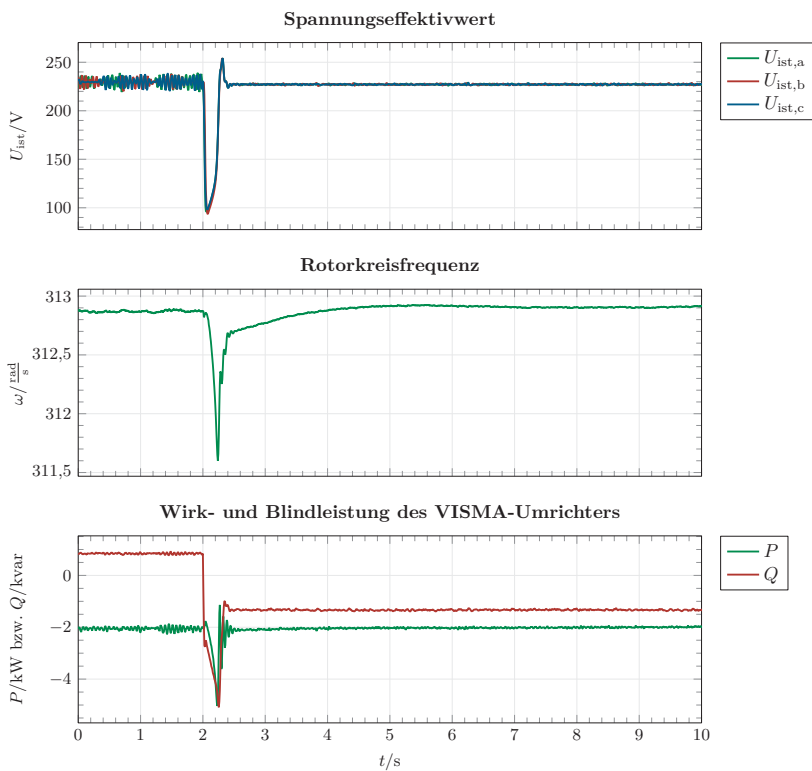


Abbildung 4.11: Anlauf einer ASM nach 2 s im Inselnetz mit Grundlast (Messung)

Nach etwa 200 ms haben sich Spannungseffektivwert und Leistungen auf ihre neuen stationären Werte mit leerlaufender ASM eingestellt. Die Spannung liegt vor der Zuschaltung bei 230 V, danach bei 228 V entsprechend der Statik bei induktiver Last. Der Spannungseinbruch bei ASM-Zuschaltung ergibt sich aus dem Leistungsbedarf der ASM und dem damit verbundenen Anlaufstrom. Die Berechnung des Spannungseffektivwerts basiert auf den gemessenen Spannungsmomentanwerten, sie benötigt einige Millisekunden, um ein plausibles Ergebnis bestimmen zu können. Starke dynamische Änderungen können aufgrund des Berechnungsverfahrens nicht sofort korrekt berücksichtigt werden. Somit sind die Effektivwerte in den ersten Millisekunden nur bedingt aussagekräftig. Das dynamische Verhalten von Strom und Spannung lässt sich direkt in den Messgrößen zeigen, siehe Abbildung 4.12.

Die Zeitverläufe der Ströme und Spannungen verdeutlichen den Spannungseinbruch während der ersten 200 ms des Anlaufs auf bis zu 170 V Spitzenwert, das entspricht einem Effektivwert in Höhe von 120 V. Die Effektivwerte in Abbildung 4.11 sind folglich in diesem dynamischen Moment nicht korrekt berechnet worden. Etwa ab 40 ms nach Zuschaltung unterstützt die ASM die Spannung, indem sie an ihren Klemmen eine Sinusform einprägt. So werden die Auswirkungen der Schaltvorgänge der IGBTs verringert.

In den Stromverläufen wird einerseits der deutlich größere Strom mit ASM sichtbar, andererseits ist die zwangsläufige Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung durch den zusätzlichen induktiven Blindleistungsbedarf der ASM zu erkennen.

4.2.4 Messung 4 – Weiterversorgung einer Last durch die VISMA bei Netzausfall

In der folgenden Messung wird gezeigt, dass die VISMA bei einem Netzausfall eine Last unterbrechungsfrei weiterversorgen kann, indem sie sofort die alleinige Netzbildung übernimmt. Die Messergebnisse des gesamten Versuchs sind in Abbildung 4.13 und die Detailaufnahmen der Strom- und Spannungsmessung des Ausfallmoments in Abbildung 4.14 gezeigt.

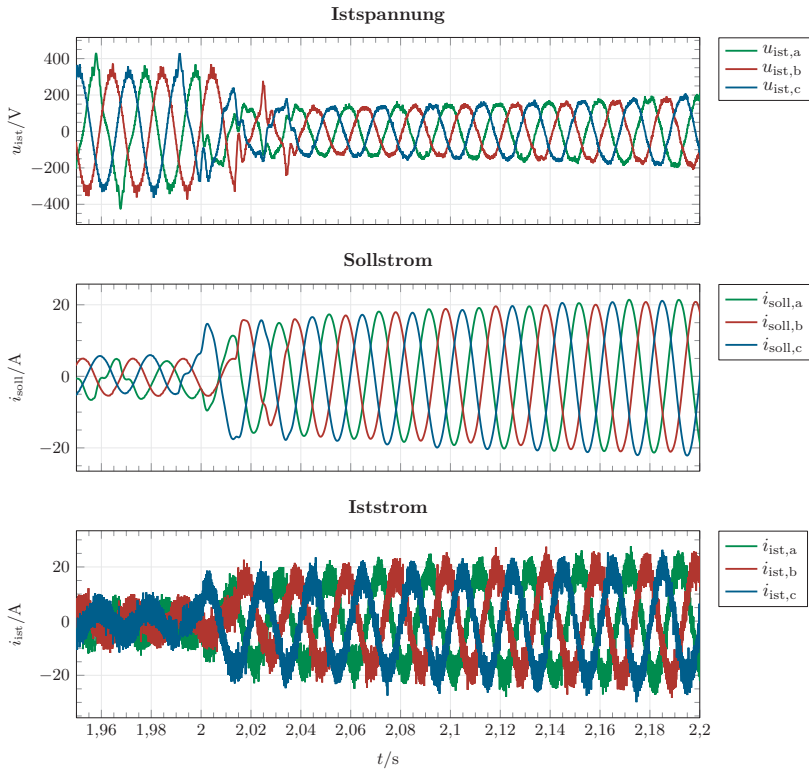


Abbildung 4.12: Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA sowie berechnete Sollströme während des ASM-Anlaufs nach 2 s, ergänzend zur Grundlast

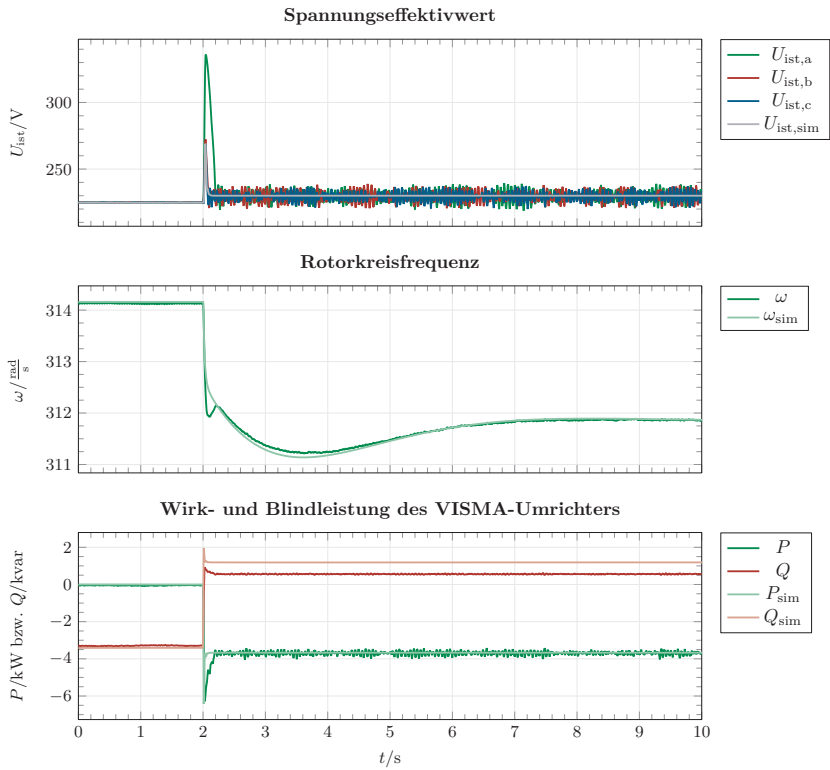


Abbildung 4.13: Weiterversorgung einer ohmschen Last durch die VISMA bei Ausfall des vorgelagerten Netzes nach 2 s (Messung und Simulation)

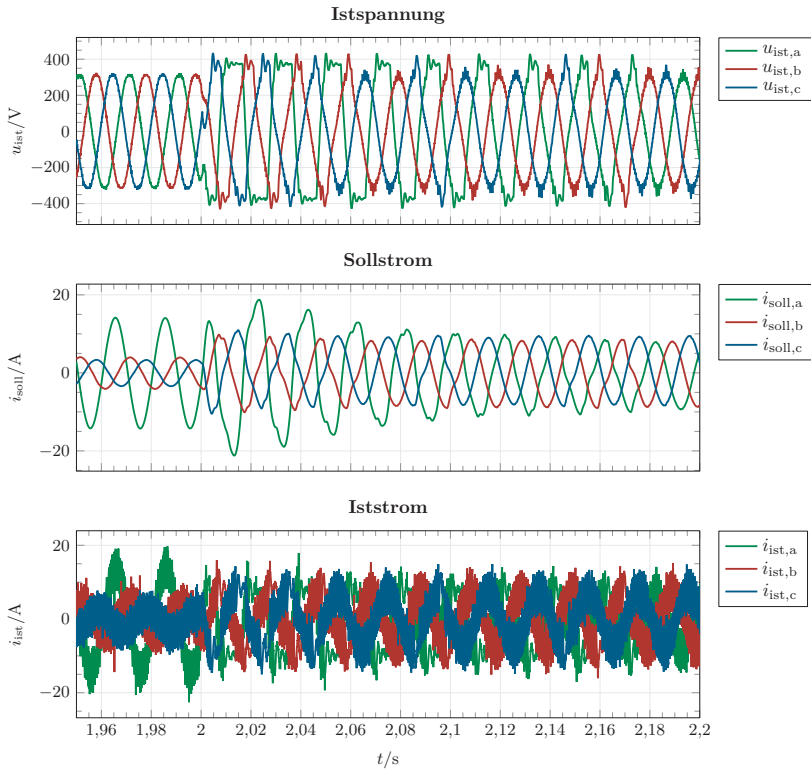


Abbildung 4.14: Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA sowie berechnete Sollströme während des Ausfalls des vorgelagerten Netzes nach 2 s

Bereits vor dem Ausfall des Außennetzes zum Zeitpunkt 2 s ist eine ohmsche Last angeschlossen. Diese wird im Wesentlichen aus dem Netz versorgt. Da die Netzfrequenz der Nennfrequenz entspricht, verhält sich die VISMA wirkleistungsneutral. Die Netzspannung am Prüfstand liegt deutlich unter Nennspannung. Analog zur gezeigten Messung 1 speist die VISMA induktive Blindleistung ein, um spannungshend zu wirken. Mit dem Netzausfall übernimmt die VISMA sofort die Versorgung der Last, sie speist knapp 4 kW ein. Die Rotorkreisfrequenz verringert sich, um einen stationären Wert entsprechend der f - P -Statik anzunehmen, dieser ist nach etwa 6 s erreicht. Die Blindleistungseinspeisung endet hingegen mit dem Netzausfall, da ab diesem Moment keine anliegende Spannung mehr erhöht werden muss. Stattdessen wird induktive Blindleistung aufgenommen bzw. kapazitive Blindleistung abgegeben, um die Filterkondensatoren zu versorgen. Der Unterschied im Blindleistungsverlauf zwischen Messung und Simulation ergibt sich aus der Tatsache, dass im Modell die Filterdrosseln und deren Blindleistungsbedarf nicht abgebildet werden können, siehe Erklärung bei Messung 3 mit ohmscher Last.

Die Spitze im Verlauf des Spannungseffektivwerts, insbesondere in Phase a, hängt mit der Effektivwertberechnung zusammen. Diese liefert unkorrekte Ergebnisse, wenn die Eingangsgröße, hier die gemessene Spannung, nicht sinusförmig ist. Entsprechend Abbildung 4.14 weist die gemessene Spannung nach dem Netzausfall deutliche Oberwellen auf, besonders stark ausgeprägt in Phase a. Ursache hierfür ist die am Prüfstand vorhandene Zwischenkreisspannung in Höhe von ± 375 V. Erst 180 ms nach dem Netzausfall sind alle drei Verläufe nahezu sinusförmig, ab diesem Zeitpunkt liegt der Effektivwert bei seinem stationären Wert.

4.2.5 Vergleich von Simulation und Messung

Die Messungen in Abschnitt 4.2 zeigen, dass sich die VISMA am Prüfstand so verhält, wie es aus den Simulationen in Kapitel 3 zu erwarten ist. Insbesondere die erneuten Simulationen mit der an den Prüfstand angepassten Modellparametrierung und der Strommessung direkt am VISMA-Umrichter belegen die Übereinstimmung

von Messung und Simulation, wie in den Abbildungen 4.8, 4.9 und 4.13 zu sehen ist.

Lediglich in den Blindleistungsverläufen ergeben sich Abweichungen bedingt durch den Aufbau des Simulationsmodells. Durch die Nachbildung von Phasenstromregler, Umrichter und Filterdrosseln zusammen als gesteuerte Stromquellen im Simulinkmodell, können der Blindleistungsbedarf der Drosseln und der stromabhängige Spannungsabfall über diesen nicht direkt implementiert werden. Eine genauere Simulation in diesem Punkt wäre möglich, wenn der Umrichter detailliert nachgebildet wird, anstatt der verwendeten Vereinfachung mit gesteuerten Stromquellen.

5 Anwendung: VISMA als USV

Die Simulationen in Kapitel 3 sowie deren Validierung in Kapitel 4 zeigen, dass die VISMA mit der vorgestellten überlagerten Statikregelung in der Lage ist, netzparallel und im Inselnetz zu arbeiten. Außerdem ermöglicht sie beim Ausfall des vorgelagerten Netzes eine Last unterbrechungsfrei weiterzuversorgen. Im folgenden Kapitel wird speziell diese Anwendung als unterbrechungsfreie Stromversorgung aufgegriffen und weitergehend untersucht.

5.1 Einsatz von USV-Anlagen

Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) ermöglichen den Betrieb kritischer Lasten auch bei Störungen im Versorgungsnetz. Probleme der Stromversorgung sind u. a. Netzausfall, Über- bzw. Unterspannung, Spannungseinbrüche oder -spitzen, Frequenzabweichungen und Oberschwingungen. Abhängig von der Art der USV-Anlage wird die Wirkung des Netzfehlers auf die Last reduziert und die diese weiter versorgt, teilweise tatsächlich ohne Unterbrechung. Am Markt sind diverse USV-Anlagen erhältlich, deren Bezeichnungen jedoch nicht einheitlich verwendet werden [33].

USV-Anlagen können unter verschiedenen Gesichtspunkten differenziert werden, einige sind:

- Betriebsart: Dauerbetrieb – Mitlaufbetrieb – Anlaufbetrieb
- Ankopplung: seriell – parallel

- Spannungserzeugung: statisch – dynamisch bzw. elektronische Spannungserzeugung – elektromagnetische Spannungserzeugung
- Ausgangsspannung: Wechsel-/Drehspannung – Gleichspannung
- Speicher: Batterie – Schwungmasse – andere
- Überbrückungszeit: kurz – lang bzw. mit Dieselgenerator/Netzersatzanlage

5.1.1 Betriebsarten

Die folgende Einteilung basiert auf der Norm DIN EN IEC 62040-3 [19], die sich im Wesentlichen auf statische USV-Anlagen mit Batteriespeicher bezieht. Die dort aufgeführte Klassifizierung ist jedoch auf alle Anlagentypen übertragbar. Für dynamische USV-Anlagen enthält die Norm DIN 6280-12 [17] eine vergleichbare Aufteilung.

Dauerbetrieb

Neben der Bezeichnung Dauerbetrieb ist auch Online-Betrieb, dual conversion, Doppelwandler und VFI (voltage and frequency independent from mains supply) üblich, bei dynamischen Anlagen auch Durchlaufbetrieb. Das USV-System liegt seriell zwischen Netz und kritischer Last, somit wird diese direkt durch die USV versorgt. Der Speicher übernimmt sofort die Energiezufuhr, wenn ein Fehler auf Netzseite auftritt, die Last wird unterbrechungsfrei weiter versorgt.

Der häufigste Aufbau besteht aus einem netzseitigen Gleichrichter, einem Energiespeicher im Zwischenkreis und einer Spannungserzeugung auf Lastseite. Diese ist entweder statisch als Wechselrichter oder dynamisch als rotierende Maschine ausgeführt. Details hierzu in den folgenden Abschnitten. Abbildung 5.1 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer USV-Anlage im Dauerbetrieb für die statische sowie dynamische Spannungserzeugung. Der Speicher und gegebenenfalls Glättungseinrichtungen wie Kondensatoren im Zwischenkreis entkoppeln das Lastnetz vom

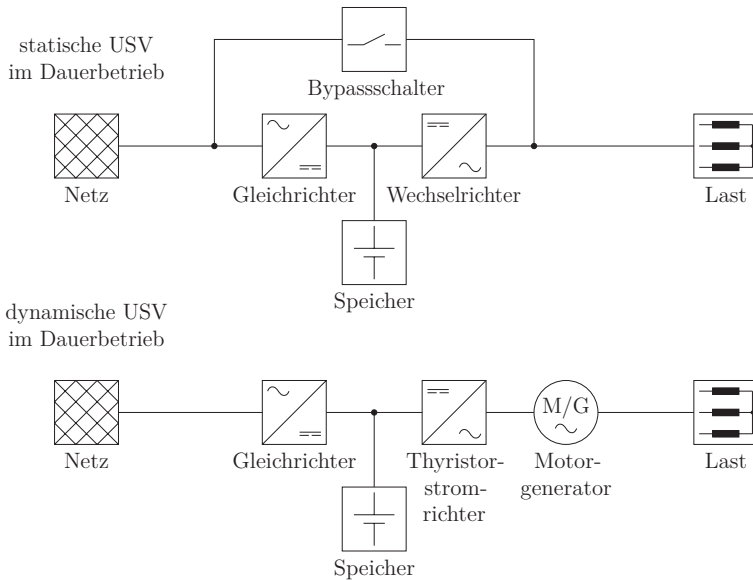


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung einer USV-Anlage im Dauerbetrieb (VI) mit statischer (oben) bzw. dynamischer (unten) Spannungserzeugung; statische USV ergänzt mit einem Bypass zum Klären von lastseitigen Kurzschlüssen

Speisenetz vollständig. Somit werden alle Störungen aus dem Speisenetz von der Last ferngehalten. Ebenso haben lastseitige Störungen keine Auswirkungen auf das Speisenetz. Durch eine geschickte Auslegung des Generators bei rotierenden Systemen bzw. Nutzen von Pulsweitenmodulation (PWM) bei statischen Systemen können Rückwirkungen durch lastseitige Stromüberschwingungen auf das Versorgungsnetz vermieden werden.

Lastseitige Kurzschlüsse müssen schnell abgeschaltet werden. Zum Auslösen von Schutzeinrichtungen sind ausreichend große Ströme nötig. Die rotierende USV kann einen Kurzschlussstrom in Höhe des 10- bis 20-fachen ihres Nennstroms liefern, dies reicht im Allgemeinen zum schnellen Auftrennen ($<10\text{ms}$) durch übliche Schutzeinrichtungen. Der Kurzschlussstrom in statischen USV-Anlagen ist jedoch zum Schutz der Halbleiter auf den 1,5- bis 2-fachen Nennstrom begrenzt.[54] Dieser

reicht oft nicht zum sicheren Abschalten aus, deshalb wird ein statischer Bypass vorgesehen. Dieser verbindet für kurze Zeit das Netz mit dem lastseitigen Ausgang der USV und ermöglicht so größere Ströme zum Auslösen der Schutzeinrichtung direkt aus dem Versorgungsnetz zu beziehen. Während eines Netzausfalls, also im USV-Betrieb, steht diese Funktion nicht zur Verfügung.

Eine USV im Dauerbetrieb verursacht durch den ständigen Betrieb Verluste und damit Kosten für den Betreiber, die gesamte Energie muss gleich- und wechselgerichtet werden. Die Vorteile in Bezug auf Spannungsqualität an der Last begründen jedoch den häufigen Einsatz dieser Variante.

Mitlaufbetrieb

Der Mitlauf- oder aktiver Bereitschaftsbetrieb zeichnet sich dadurch aus, dass die USV-Anlage zur Lastübernahme bereit ist, im Normalfall die Last aber aus dem Netz versorgt wird. Der Wechselrichter bzw. der Generator wird lediglich im Leerlauf betrieben. Wird der zulässige Bereich der Netzspannung verlassen, schaltet die Anlage auf eine Versorgung aus dem Energiespeicher um. Die verschiedenen Konzepte lassen sich in den passiven und den aktiven Mitlaufbetrieb aufteilen.

Passiver Mitlaufbetrieb Der passive Mitlaufbetrieb wird auch als offline-, Standby-Betrieb oder VFD (voltage and frequency dependent from mains supply) bezeichnet. Im Falle von dynamischen USV-Anlagen wird nach [17] von aktivem Bereitschaftsbetrieb gesprochen. Im Normalbetrieb sind Spannung und Frequenz am Ausgang der USV abhängig von der Eingangswechselstromversorgung, eine Spannungsregelfunktion ist nicht vorgesehen. Die Ausgangsspannung gleicht somit der Eingangsspannung, es besteht kein Schutz vor Frequenzschwankungen, Oberwellen, Störspannungen, etc. Das Wechseln auf USV-Betrieb kann zu Spannungsspitzen während der Umschaltzeit von wenigen Millisekunden führen [1]. Abbildung 5.2 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer USV-Anlage im passiven Mitlaufbetrieb am Beispiel der statischen Spannungserzeugung. Im Normalbetrieb wird der Energiespeicher aus dem Netz

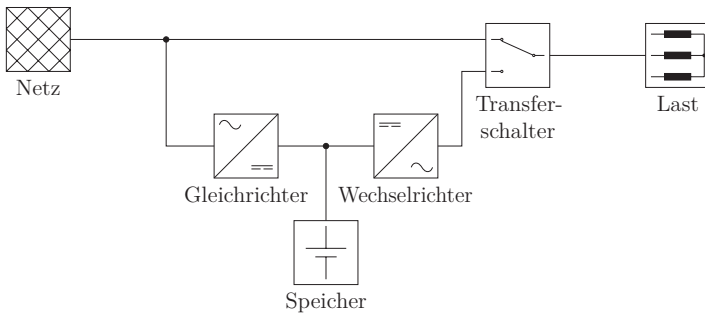


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung einer USV-Anlage im passiven Mitlaufbetrieb (VFD) mit statischer Spannungserzeugung, eigene Darstellung nach [52]

wieder aufgeladen bzw. findet eine Erhaltungsladung statt. In der Abbildung entspricht das einem Stromfluss vom Netz über den Gleichrichter in die Batterie. Der Wechselrichter wird nicht aktiv eingesetzt. Somit ist der gesamte Teil mit den beiden Umrichtern und Speicher nur wenig belastet, entsprechend gering sind die Verluste.

Aktiver Mitlaufbetrieb Andere Bezeichnungen für den aktiven Mitlaufbetrieb sind netzinteraktiv, line interactive und VI (voltage independent from mains supply). Die USV-Anlage wird üblicherweise parallel zur Last betrieben, im Fehlerfall unterbricht ein Schalter die Verbindung zum Netz. Im Normalbetrieb ist die Frequenz von der Eingangswechselstromversorgung vorgegeben, die Spannung kann hingegen lokal angehoben oder abgesenkt werden, um die Last zu schützen. Abbildung 5.3 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer parallel angekoppelten USV-Anlage im aktiven Mitlaufbetrieb am Beispiel der statischen Spannungserzeugung. Der Umrichter agiert bei diesem USV-Ansatz bidirektional, einerseits zum Laden des Speichers, andererseits als Einrichtung zur Spannungserzeugung des USV-Netzes. Der wesentliche Vorteil dieses USV-Ansatzes im Gegensatz zu dem des Dauerbetriebs ist der höhere Wirkungsgrad aufgrund einer einfacheren Energieumformung und geringerer Komplexität der Bauelemente [14]. Jedoch können manche netzseitige Störungen wie Frequenzschwankungen nicht von der Last abgeschirmt werden.

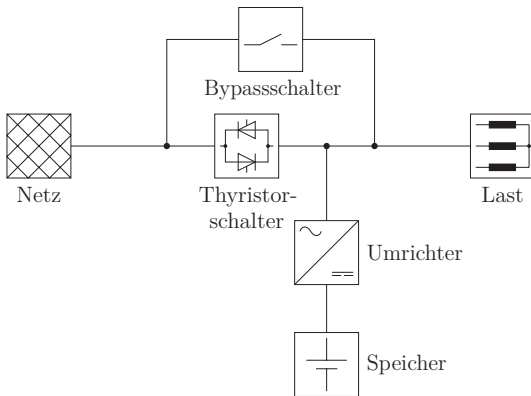


Abbildung 5.3: Schematische Darstellung einer USV-Anlage im aktiven Mitlaufbetrieb (VI) mit statischer Spannungserzeugung, eigene Darstellung nach [52]

Anlaufbetrieb

Der Anlauf- oder passiver Bereitschaftsbetrieb stellt im eigentlichen Sinne keine Variante einer USV dar, da der Stromerzeuger erst nach einem Netzfehler gestartet wird. Passender ist die Bezeichnung Netzersatzanlage (NEA). So ergibt sich eine kurze Unterbrechung in der Versorgung der Last bis die Anlage gestartet und einsatzbereit ist. Allerdings können Verluste durch den ständigen Bereitschaftsbetrieb der Anlage vermieden werden.

5.1.2 Spannungserzeugung

Die Spannungserzeugung der USV hat die Aufgabe, der Last eine qualitativ hochwertige Spannung zur Verfügung zu stellen. Bei Konzepten im Dauerbetrieb, also VFI, muss dies kontinuierlich geschehen, bei parallelen Ansätzen im aktiven Mitlaufbetrieb (VI) nur unterstützend zur Leistung aus dem Außennetz. Die Spannung an der Last sollte möglichst sinusförmig und konstant sein, auch bei Laständerungen. Bei lastseitigen Kurzschlüssen muss ein ausreichend großer Strom fließen, um die Auslösung von Schutzeinrichtungen zu ermöglichen.

Statische USV-Anlagen

Statische USV-Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass die Umwandlung zwischen der Spannung im Versorgungsnetz sowie an der Last, bzw. am Speicher durch leistungselektronische Umrichter realisiert wird. Üblicherweise werden IGBTs als Halbleiterschalter eingesetzt, eine PWM erzeugt eine Wechselspannung, die in einem Filter zum Sinus geglättet wird. Diese statische Spannungserzeugung ermöglicht eine schnelle Reaktion auf Laständerungen und kann mit nichtlineare Lasten umgehen [14]. Außerdem stellt der Umrichter Blindleistung zur Verfügung und entlastet so das Außenetz. Der Kurzschlussstrom hängt mit der Auslegung des Umrichters zusammen, üblich sind Werte von maximal dem dreifachen Nennstrom [54].

Dynamische USV-Anlagen

Unter dynamischen USV-Anlagen sind solche Anlagen zu verstehen, die zur Erzeugung des Last-/USV-Netzes eine reale Maschine nutzen, teilweise werden sie auch als rotierend bezeichnet. Jedoch ist die Begrifflichkeit in der Literatur nicht eindeutig, manchmal bezieht sich der Ausdruck *dynamisch* oder *rotierend* im Kontext der USV auf einen Schwungmassenspeicher.

Eine dreiphasige Wechselspannung lässt sich auf robuste Art durch eine Synchronmaschine erzeugen. Dieser vorgelagert ist ein einfach aufgebauter lastkommutierter Thyristorstromrichter um die Gleichspannung des Energiespeichers in ein Drehspannungssystem zu wandeln. Ein Motorgenerator, also eine Maschine mit doppelter Ständerwicklung für Motor und Generator erzeugt die Spannung für das USV-Netz. In dieser speziellen Bauform sind Motor- und Generatorwicklung auf einem gemeinsamen Stator untergebracht, ein Dämpferkäfig im Rotor sorgt für eine effektive Entkopplung der beiden Wicklungen. Über die Erregung der Synchronmaschine lässt sich die Spannung an der Verbraucherseite regeln. Die Drehzahl bzw. Frequenz und somit die Wirkleistung lassen sich über den Steuerwinkel der Thyristoren beeinflussen. Die Maschine stellt die von der Last geforderte Blindleistung zur Verfügung. Außerdem kann sie einen hohen Kurzschlussstrom liefern, etwa bis zum 20-fachen des Nennstroms [54].

5.1.3 Weitere Merkmale

Netzkopplung

Unter der Netzkopplung oder auch Netzanbindung ist bei einer USV das verbindende Element zum Außennetz zu verstehen. Dieses muss je nach Auslegung der Anlage mehrere Anforderungen erfüllen: Netzan- und -entkopplung, Netztrennung, Speicherladung und Vermeidung von Netzrückwirkungen. Zusätzlich hängt die Ausführung maßgeblich von der Betriebsart der USV ab.

Für den Dauerbetrieb (VFI) einer statischen USV übernimmt der Gleichrichter diese Aufgabe. Üblich ist eine Umsetzung mit IGBTs und PWM, da IGBTs im Gegensatz zu Thyristoren einen deutlich geringeren Stromklirrfaktor auf der Eingangsseite mit sich bringen. Wird hingegen eine dynamische Spannungserzeugung gewählt, dient eine Drossel in Kombination mit einem schnellen Thyristorschalter der Netzkopplung. Dieser kann innerhalb von max. 16 ms öffnen [54].

Bei der Betriebsart aktiver Mitlaufbetrieb (VI) ist ein schneller Schalter zur Auftrennung zwingend nötig, falls die USV statisch ausgeführt wird. So kann bei Netzfehlern abgetrennt und ein USV-Netz zur Weiterversorgung der Last aufgebaut werden. Möglich ist das Ergänzen einer Drossel netzseitig des Schalters, um die Spannungsamplitude lastseitig verbessern zu können. Einschränkungen ergeben sich allerdings in der Spannungsverbesserung des vorgelagerten Netzes, da die Spannungserzeugung durch die Drossel vom Netz entkoppelt ist. Für dynamische USV-Anlagen im aktiven Mitlaufbetrieb kann auf den schnellen Schalter verzichtet werden, wenn eine spezielle Koppeldrossel verbaut wird. Diese besteht aus zwei magnetisch gekoppelten Teilwicklungen, dazwischen ist der Motorgenerator mit seiner sinusförmigen Spannung angeschlossen. Eine auf den Innenwiderstand der Maschine angepasste Abstimmung der Teilinduktivitäten sowie der Gegeninduktivität der Drossel verhindert Abweichungen von der Sinusform der Spannungen und Ströme. Im Kurzschlussfall fällt die Spannung durch die Koppeldrossel nicht auf null ab, somit genügt ein fast verlustfreier aber wesentlich langsamerer Leistungsschalter

mit Öffnungszeiten von etwa 100 ms um eine thermische Überlastung zu verhindern [54].

Speicher

USV-Anlagen benötigen einen Energiespeicher insbesondere für die Versorgung der Last sobald das Außennetz ausgefallen oder von diesem abgetrennt ist. Die gängigsten Speichersysteme sind Batterien oder Schwungmassenspeicher. Bei der Auswahl spielen Faktoren wie Speicherzeit bzw. Überbrückungsdauer, Verluste, Kosten für Anschaffung und Wartung, Wirkungsgrad, Energieinhalt und -dichte eine Rolle und sind im Einzelfall zu bewerten.

Überbrückungszeit

Die USV-Anlage muss in der Lage sein, die Last so lange zu versorgen, bis ein neuer sicherer Betriebszustand hergestellt ist. Denkbar ist das Starten einer Netzersatzanlage, z. B. eines Dieselaggregats. Bis dieses auf Nenndrehzahl beschleunigt wurde und das USV-Netz übernehmen kann, muss die USV die Versorgung ermöglichen. Hierzu ist üblicherweise eine Dauer von einigen Sekunden zu überbrücken. Schwungmassenspeicher sind für diese Dauer besonders geeignet. Eine NEA kann über eine Kupplung direkt mit dem Motorgenerator einer dynamischen Spannungserzeugung verbunden werden und so ein robustes USV-Konzept mit langfristiger Versorgung bilden. Für eine auf Stunden begrenzte Überbrückungszeit eignen sich Batteriespeicher, Details sind bei der Anlagenkonzeptionierung zu bestimmen.

5.2 Konzept der USV-VISMA

Lediglich die USV-Betriebsarten Dauerbetrieb und aktiver Mitlaufbetrieb ermöglichen einen sofortigen Leistungsbereitstellung ohne benötigte Umschaltzeit. Der Wirkungsgrad einer Anlage im Dauerbetrieb ist mit 95 % deutlich niedriger als einer im aktiven Mitlaufbetrieb mit bis zu 98 % [54]. Dementsprechend bietet sich der

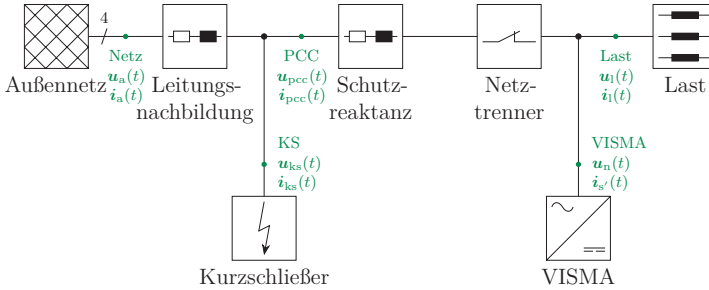


Abbildung 5.4: Schematische Struktur der USV-VISMA im Simulationsmodell

aktive Mitlaufbetrieb an, falls die Verbesserung von Spannung und Frequenz im Normalbetrieb nicht die wichtigsten Auswahlkriterien sind.

Die Spannungserzeugung durch eine rotierende Maschine bietet den Vorteil des großen Kurzschlussstroms, jedoch sind elektromechanische Maschinen bei gleicher Leistung deutlich teurer als leistungselektronische Bauteile. Zusätzlich können im Regelkonzept eines Umrichters Funktionen ergänzt werden, die über den reinen Betrieb als USV hinaus gehen. Der Umrichter kann direkt zum Laden und Erhalten des Speichers genutzt werden, ein netzdienlicher Betrieb ist möglich, indem beispielsweise Momentanreserve bereitgestellt und so zur Stabilität beigetragen wird, oder er wird zusätzlich als Einspeisewechselrichter für eine EE-Anlage genutzt. Der Aufbau einer statischen USV im aktiven Mitlaufbetrieb entspricht dem in Kapitel 3 vorgestellten Simulationsmodell mit der VISMA, lediglich um eine Drossel erweitert, diese wird als Schutzreaktanz (SR) bezeichnet. Diese Drossel stellt eine elektrische Entkopplung des USV-Netzes vom vorgelagerten Netz dar und ermöglicht eine Anpassung der Spannungsamplitude im Normalbetrieb. Außerdem verhindert sie ein Abfallen der Spannung auf null Volt während eines netzseitigen Kurzschlusses.

Wie sich die VISMA mit einer übergeordneten Regelung in verschiedenen Netzzuständen verhält, wurde bereits gezeigt. In den folgenden Abschnitten wird untersucht, wie sich die VISMA im Einsatz als USV verhält, also als USV-VISMA. Deren Schema ist in Abbildung 5.4 gezeigt, ergänzt um die Messstellen im Simulationsmodell. Die VISMA im USV-Einsatz verfügt über die übergeordnete Statikregelung

entsprechend Abschnitt 3.1.1, damit sie die bereits gezeigten netzdienlichen Fähigkeiten aufweisen kann. Wie in Kapitel 3 werden Simulationen zur Untersuchung des Verhaltens der VISMA durchgeführt. In Fällen mit Netzfehler tritt dieser zwischen Leitungsnachbildung und Schutzreaktanz auf. Für eine Hardwareumsetzung gilt es zu klären, ob der Netztrenner als schneller Schalter verbaut werden sollte, z. B. aus Thyristoren, wie bei einer konventionellen statischen USV-Anlage im aktiven Mitlaufbetrieb (VI). Für solche USV-Anlagen wird empfohlen, das zu schützende Teilnetz im Fehlerfall innerhalb einer Netz-Halbschwingung abzutrennen [38].

5.3 Unterbrechungsfreie Weiterversorgung bei Netzausfall

Der Kern der USV-Funktionalitäten ist die unterbrechungsfreie Weiterversorgung einer Last, wenn das vorgelagerte Netz ausfällt. Dieser Fall wurde bereits in Abschnitt 3.4 detailliert behandelt. Auch mit zusätzlicher Schutzreaktanz ist die VISMA in der Lage, die Spannung an ihren Ausgangsklemmen und somit an der Last aufrecht zu halten und den benötigten Strom einzuspeisen, siehe Abbildung 5.5. Der Netzausfall tritt nach 50 ms auf. In den Zeitverläufen der Spannung zeigen sich lediglich in den ersten 10 ms ohne Außennetz kleine Störungen, diese haben aber keinen negativen Einfluss auf die Last. Sobald das vorgelagerte Netz keine Spannung und Frequenz mehr vorgibt, stellt die VISMA die Größen ein, abhängig von den aktuellen Leistungsverhältnissen und eingestellten Statiken. Die in der Simulation gewählten Parameter entsprechen denen in Tabelle 3.1, ergänzt um die Schutzreaktanz (40 mH und $0,3\,\Omega$, bzw. 0,079 pu) um eine Vergleichbarkeit zu den bisher gezeigten Ergebnissen zu gewährleisten.

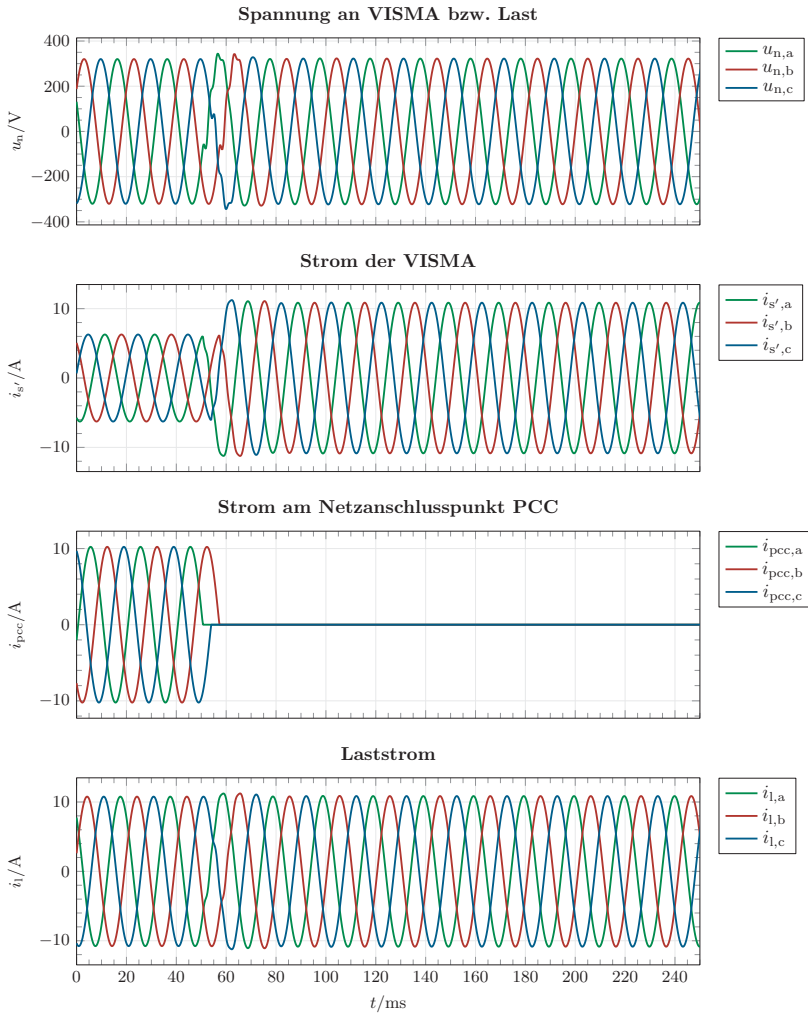


Abbildung 5.5: Dreiphasige Spannungs- und Stromverläufe bei Ausfall des Außernetzes nach 50 ms mit USV-VISMA zur Weiterversorgung der Last (Simulation)

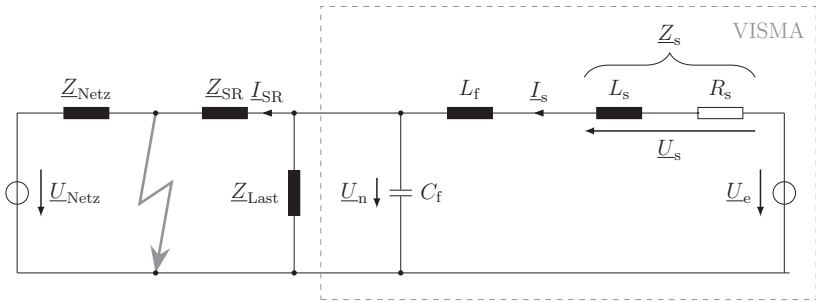


Abbildung 5.6: ESB des Kurzschlussfalls mit Schutzreaktanz zwischen Netznachbildung und Kurzschluss links, sowie VISMA rechts und zu versorgender Last in der Mitte

5.4 Erweiterung um Kurzschlussregelung zum Schutz der Last vor netzseitigen Kurzschlüssen

Beispielhaft für Fehler im Außennetz wird im Folgenden ein Erdschluss betrachtet. Die Tiefe des Spannungseinbruchs an der VISMA lässt sich durch eine Drossel bzw. serielle Reaktanz zwischen vorgelagertem Netz mit Kurzschluss und VISMA beeinflussen. Diese zusätzliche Schutzreaktanz wirkt so, wie ein räumlicher Abstand zur Fehlerstelle im Netz. Abbildung 5.6 zeigt die Erweiterung mit der Drossel im ESB. Die Schutzreaktanz Z_{SR} zwischen Netz mit Kurzschluss und VISMA mit zu versorgender Last Z_{Last} verhindert den Spannungsabfall von $\underline{U}_n$ auf 0 V. Diese Erweiterung stellt eine Analogie zu dynamischen USV-Anlagen dar, bei denen eine Koppeldrossel das zu sichernde Netz vom Außennetz entkoppelt.

Zur Bestimmung des Anteils des Kurzschlussstroms aus der VISMA $\underline{I}_{KS}$ kann das bereits beschriebene Superpositionsprinzip angewendet werden: Die Spannungsquelle für das Netz wird kurzgeschlossen, aufgrund des niederohmigen Kurzschlusses des Fehlers fließt näherungsweise kein Strom aus der VISMA durch die Netzimpedanz Z_{Netz} , der gesamte Strom aus der VISMA teilt sich auf den Kurzschluss $\underline{I}_{KS}$, sowie die Last $\underline{I}_{Last}$ auf. Der Teil des ESB linksseitig des Kurzschlusses kann somit vernachlässigt werden. Abbildung 5.7 zeigt das resultierende Ersatzschaltbild zur Berechnung des VISMA-Anteils des Kurzschlussstroms $\underline{I}_{KS}$.

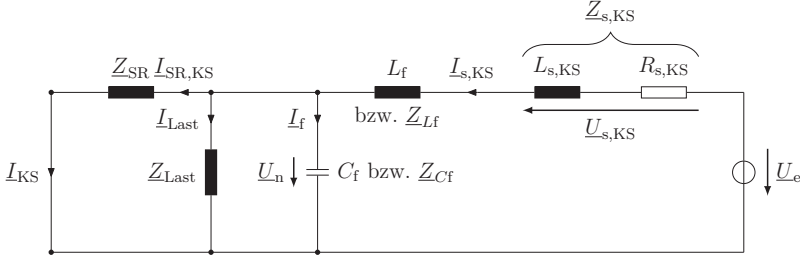


Abbildung 5.7: ESB entsprechend des Superpositionsprinzips zur Bestimmung des VISMA-Anteils des Kurzschlussstroms

Im Sinne einer USV wird angestrebt, die Last auch im Kurzschlussfall so weiterversorgen zu können, dass sie möglichst nicht durch den Fehler beeinflusst wird. Das heißt, an ihr fällt weiterhin eine Spannung etwa in Höhe der Nennspannung ab. Entsprechend Abbildung 5.6 ist die Last parallel zum Filterkondensator der VISMA angeschlossen, an ihr fällt $\underline{U}_n$ ab. Während eines Kurzschlusses soll $\underline{U}_n$ unverändert bleiben. Möglich ist dies durch die Erhöhung des Statorstroms $\underline{I}_s$ auf einen größeren Wert $\underline{I}_{s,KS}$ im Kurzschlussfall. An einer realen Synchronmaschine würden über veränderte Spannungsverhältnisse die Erregung und Polradspannung angepasst werden. Die VISMA ist jedoch variabler, im Modell können Parameter verändert werden, die in einer elektromechanischen Maschine als Bauteile fest vorgegeben sind. Bereits in [7] wird erwähnt, dass über eine Veränderung der virtuellen Impedanz Einfluss auf das dynamische Verhalten der VISMA, insbesondere den Kurzschlussstrom genommen werden kann. Wird $\underline{Z}_s$ verkleinert indem die Statorinduktivität L_s und der Statorwiderstand R_s reduziert werden, erhöht sich der transiente und stationäre Kurzschlussstrom.

Die Grundidee der Kurzschlussregelung der VISMA ist das Beibehalten der Spannungsverhältnisse im Statorkreis beim Auftreten des Kurzschlusses. Der Statorstrom wird erhöht, indem die virtuelle Impedanz verringert wird. Der formelmäßige Zusammenhang lässt sich über die Ersatzschaltbilder in Abbildung 5.6 und 5.7 herleiten.

Im Normalbetrieb sorgt die übergeordnete Regelung dafür, dass bei Nennspannung und -frequenz an den Klemmen der VISMA keine Leistung ausgetauscht wird, es

fließt also kein Strom. Somit entspricht der Statorstrom $\underline{I}_s$ dem Strom durch den Filterkondensator $\underline{I}_f$, es gilt

$$\underline{I}_s = \underline{I}_f = \frac{\underline{U}_n}{\underline{Z}_{Cf}}. \quad (5.1)$$

Die Last wird aus dem Netz versorgt, ihr Strom entspricht betragsmäßig dem Strom durch die Schutzreaktanz $\underline{I}_{SR}$:

$$\underline{I}_{Last} = -\underline{I}_{SR} = \frac{\underline{U}_n}{\underline{Z}_{Last}}. \quad (5.2)$$

Die Kurzschlussregelung reduziert den Spannungseinbruch an den VISMA-Klemmen im Fehlerfall, mit dem Ziel diese auf Nennspannung zu halten. Somit fällt $\underline{U}_n$ über dem Filterkondensator, der Last und der Schutzreaktanz ab, wie aus dem ESB in Abbildung 5.7 hervor geht. Der VISMA-Anteil des Kurzschlussstroms entspricht dem Strom durch die Schutzreaktanz und lässt sich durch

$$\underline{I}_{KS} = \underline{I}_{SR,KS} = \frac{\underline{U}_n}{\underline{Z}_{SR}} \quad (5.3)$$

ausdrücken. Entsprechend der Grundidee im Kurzschlussfall die Spannungen im Statorkreis gegenüber dem Normalbetrieb nicht zu verändern, gilt an der virtuellen Impedanz und der Filterdrossel

$$\underline{I}_s \cdot (\underline{Z}_s + \underline{Z}_{Lf}) = \underline{I}_{s,KS} \cdot (\underline{Z}_{s,KS} + \underline{Z}_{Lf}) \quad (5.4)$$

mit der angepassten virtuellen Impedanz $\underline{Z}_{s,KS}$. Da $\underline{U}_n$ in beiden Fällen identisch ist und sich Last und Filterkondensator nicht verändern, bleiben deren Ströme gleich. Somit lässt sich die Knotengleichung zu

$$\underline{I}_s - \underline{I}_{SR} = \underline{I}_{s,KS} - \underline{I}_{SR,KS} \quad (5.5)$$

vereinfachen. Das Verhältnis der virtuellen Impedanz von Normalfall zum Kurzschluss lässt sich aus Gleichung 5.4 durch Einsetzen der Gleichungen 5.1, 5.2, 5.3 und 5.5 zu

$$\frac{\underline{Z}_s + \underline{Z}_{Lf}}{\underline{Z}_{s,KS} + \underline{Z}_{Lf}} = 1 + \underline{Z}_{Cf} \cdot \left(\frac{1}{\underline{Z}_{Last}} + \frac{1}{\underline{Z}_{SR}} \right) \quad (5.6)$$

bestimmen.

Im Kurzschlussfall wird die virtuelle Impedanz der VISMA sprungförmig auf $\underline{Z}_{s,KS}$ reduziert, indem die Parameter für die Statorinduktivität und den -widerstand verändert werden. Sollten nicht alle Phasen einen Fehler aufweisen, wird die Impedanz nur in den fehlerbehafteten Phasen angepasst. Sobald entweder der Fehler behoben ist, oder sich die VISMA vom Netz abgetrennt hat, werden die Werte wieder zurück auf die ursprünglichen gesetzt.

Anmerkung: Die Erkennung des Fehlers, Normalzustands nach Klärung sowie der Inselnetzbildung durch Auftrennung stehen im Rahmen dieser Arbeit nicht im Fokus und werden deshalb nicht weiter vertieft. Stattdessen werden Verzögerungen im Simulationsmodell implementiert, um die zur Erkennung und Auslösen einer Reaktion benötigten Zeit zu berücksichtigen.

5.4.1 Beheben des Fehlers (ohne Auftrennung)

Symmetrischer Fehler

Das folgende Simulationsbeispiel zeigt einen dreiphasigen Erdschluss im Netz entsprechend dem Aufbau in Abbildung 5.4, welches auf Abbildung 3.1 basiert. 100 ms nach dem Auftreten des Kurzschlusses wird der Fehler geklärt, es kommt zu keiner Abtrennung des zu schützenden Netzteils. VISMA und Last bleiben folglich die ganze Zeit mit dem Außernetz verbunden. Die VISMA verfügt über die oben beschriebene Kurzschlussregelung, parametrisiert für eine Last entsprechend der VISMA-Nennleistung. Die Statorzeitkonstante nach Gleichung 3.13 mit den Kurzschlussparametern der virtuellen Impedanz entspricht der üblichen Zeitkonstante

Tabelle 5.1: Wesentliche Parameter und Kenngrößen des Simulationsmodells zu den Kurzschlussuntersuchungen mit der VISMA

VISMA	
Filterkondensator	$C_f = 10 \mu\text{F}$
Filterdrossel	<i>nicht vorhanden</i>
Statiken	$s_f = 2 \%, s_U = 5 \%$
Statorinduktivität	$L_s = 42 \text{ mH}, L_{s,KS} = 1,3 \text{ mH}$
Statorwiderstand	$R_s = 0,3 \Omega, R_{s,KS} = 0,09 \Omega$
Statorzeitkonstante	$T_s = 0,014 \text{ s}$
weitere Größen	
Last	$P_{\text{Last}} = 5 \text{ kW}$
Schutzreaktanzen	$L_{\text{SR}} = 40 \text{ mH}, R_{\text{SR}} = 0,3 \Omega$

mit Standardparametern. Wie bereits im Kapitel 4 erläutert, verfügt das Simulationsmodell nicht über Filterdrosseln. Folglich entfällt $\underline{Z}_{Lf}$ in den Berechnungen. Die Kurzschlussregelung wird gleichzeitig mit dem Auftreten des Fehlers aktiviert, sowie mit der Fehlerklärung deaktiviert. Abbildung 5.8 zeigt die Zeitverläufe von Statorstrom und Klemmenspannung der VISMA, sowie des Stroms am Netzanschlusspunkt und an der ohmschen Last. Diese entspricht im gezeigten Beispiel der halben VISMA-Nennleistung. In der Abbildung sind Auftreten und Klären des Fehlers durch eine senkrechte Markierung gekennzeichnet, die aktivierte KS-Regelung durch einen grauen Hintergrund. Während der gesamten Simulationsdauer ist die übergeordnete Statikregelung aktiviert. Die wesentlichen Parameter des Modells sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

Aus den Zeitverläufen ist ersichtlich, dass die netzseitige Spannung an der VISMA auch während des Kurzschlusses nur wenig von der Nennspannung abweicht. Diese Differenz wird durch die Scheinleistung der Last beeinflusst. Der Spannungsverlauf in den ersten Millisekunden direkt nach dem Aktivieren bzw. Deaktivieren der Kurzschlussregelung hängt stark von der aktuell zu versorgenden Last ab, dazwischen reagiert die VISMA weniger empfindlich auf unterschiedliche Lasten. Die Form der VISMA-Phasenströme deckt sich mit dem in Abbildung 3.45 gezeigten Verlauf

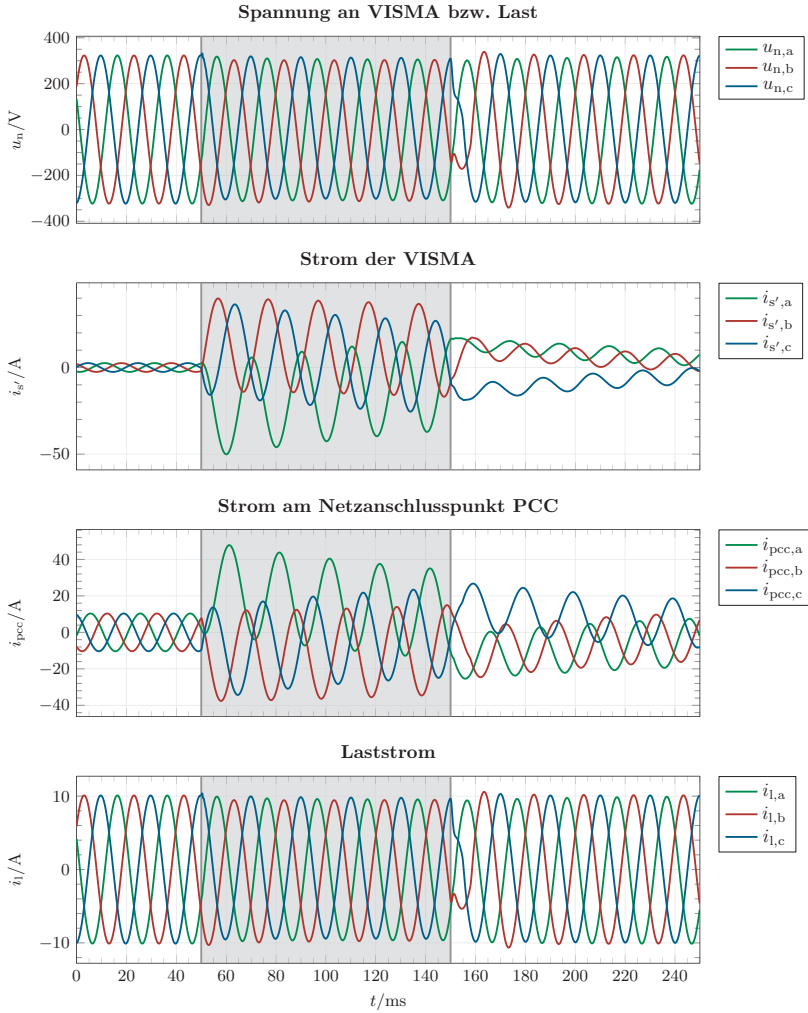


Abbildung 5.8: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem dreiphasigen Erdschluss im Netz nach 50 ms und Fehlerklärung nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

für den Fall mit gleichbleibender Statorimpedanz, also ohne Kurzschlussregelung. Jedoch ist ohne KS-Regelung der Strom betragsmäßig etwas größer. Während bestehendem Kurzschluss teilt sich der VISMA-Strom auf Last und Filterkondensator auf, zusätzlich speist die VISMA über die Schutzreaktanz in den Kurzschluss. An der Last ist vom Fehler kaum ein Einfluss bemerkbar, die Spannung entspricht der VISMA-Spannung und der Strom ist über die gesamte Zeit nahezu konstant. Dies zeigt, dass der Einfluss des Fehlers auf die Last sehr gering ist.

In einem realen Netz ist nicht bekannt, wann ein Netzfehler auftritt. Somit kann die KS-Regelung nicht gleichzeitig mit dem Auftreten aktiviert werden, der Fehler muss zunächst erkannt und der Parameterwechsel eingeleitet werden. Dieser Effekt wird durch eine Verzögerung von 20 ms zwischen Fehler und Aktivierung berücksichtigt. Analog wird die KS-Regelung erst deaktiviert, sobald der Normalzustand im Netz erkannt wurde. Hierzu sind ebenfalls 20 ms Verzögerung im Modell implementiert. In Abbildung 5.9 sind die Zeitverläufe des simulierten Fehlerfalls gezeigt. Der grundsätzliche Ablauf entspricht dem vorherigen, nur die KS-Regelung startet und endet verzögert. Der graue Hintergrund weist auf die aktive KS-Regelung hin, die senkrechten Markierungen stehen für Fehlereintritt und dessen Klärung. Der wesentliche Unterschied zum vorherigen Fall ist der Spannungseinbruch an der VISMA bzw. Last während der Verzögerung bis zur Aktivierung der KS-Regelung. Die Tiefe des Spannungseinbruchs wird durch die Schutzreaktanz begrenzt. Dies entspricht einem weit entfernten Kurzschluss, wie prinzipiell in Abschnitt 3.6.2 beschrieben. Mit dem Parameterwechsel durch die KS-Regelung wird die Spannung angehoben etwa auf die Nennspannung. Allerdings tritt eine Spannungsspitze in den ersten knapp 10 ms auf. Eine Spitze ist ebenso im Laststrom zu sehen, bevor sich dieser auf einen Wert abhängig von der zu versorgenden Last einstellt. Die VISMA vergrößert ihren eingespeisten Strom, ebenso fließt mehr Strom ins Netz und somit in den Kurzschluss. Die Verzögerung der Deaktivierung der KS-Regelung hat auf die Last kaum einen Einfluss. Lediglich der Strom von VISMA ins Netz bleibt erhöht im Zeitraum zwischen Fehlerklärung und Deaktivierung der KS-Regelung.

Die erste Verzögerung bedingt durch Erkennen des Fehlers stellt die größte Herausforderung für die Last dar. Der Spannungseinbruch wird nur durch die Schutzreaktanz

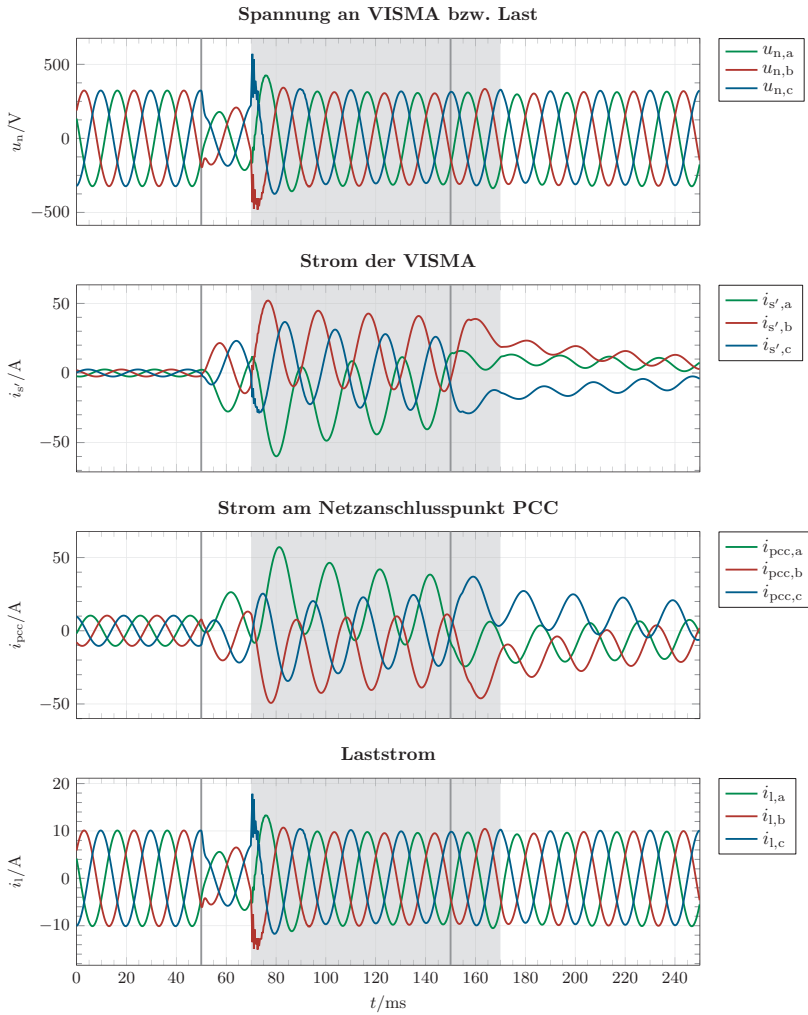


Abbildung 5.9: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem dreiphasigen Erdschluss im Netz nach 50 ms und Fehlerklärung nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

verhindert. Um diese Zeit so klein wie möglich zu halten, ist es nötig, den Fehler möglichst schnell zu erkennen und darauf folgend die KS-Regelung zu aktivieren.

Unsymmetrischer Fehler

Anstatt eines symmetrischen Kurzschlusses tritt im Folgenden ein einphasiger Erdschluss auf. Ansonsten ist der Ablauf und die Parametrierung der Simulation identisch zum gezeigten dreiphasigen Kurzschluss. Die nicht-fehlerbehafteten Phasen bleiben über die gesamte Simulationsdauer bei ihrem ursprünglichen Parametersatz im VISMA-Modell, die Kurzschlussregelung greift nur in der Phase mit Kurzschluss ein. Abbildung 5.10 zeigt die simulierten Zeitverläufe für eine Aktivierung der KS-Regelung in der fehlerbehafteten Phase gleichzeitig mit Fehlereintritt und Deaktivierung mit Fehlerklärung. Abbildung 5.11 berücksichtigt hingegen jeweils eine Verzögerung zur Erkennung des Fehlers bzw. dessen Klärung über eine Dauer von 20 ms. Auch in diesen Simulationsbeispielen kann die Spannung an den VISMA-Klemmen in allen Phasen nahezu konstant gehalten werden, trotz des Fehlers in Phase a. Der veränderte Parametersatz im VISMA-Modell erhöht den Kurzschlussstrom, so dass an der Last etwa gleichbleibende Verhältnisse zwischen den Phasen sowie vor, während und nach dem Kurzschluss herrschen. Die verzögerte Aktivierung der KS-Regelung führt während dieser Dauer zu einem Spannungseinbruch in Phase a, nach Aktivierung zu einer kurzfristigen Erhöhung. Ebenso wirkt sich die Verzögerung auf den Laststrom aus. Wie im symmetrischen Fall beeinflusst die verzögerte Deaktivierung nicht die Versorgung der Last, nur den Strom zwischen VISMA und Netz. Die VISMA kann also auch in diesem unsymmetrischen Fehlerfall die Last vor dessen Einflussnahme schützen. Dies gelingt umso besser, je schneller der Kurzschluss erkannt und auf KS-Regelung gewechselt werden kann.

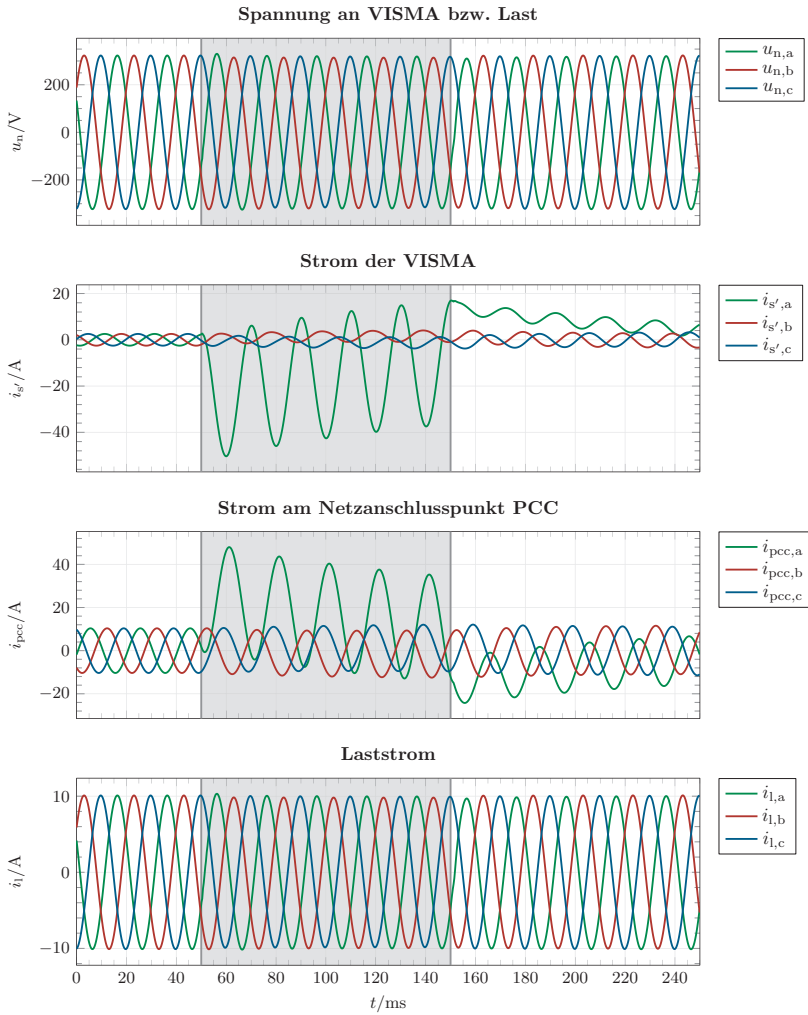


Abbildung 5.10: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem einphasigen Erdschluss (Phase a) im Netz nach 50 ms und Fehlerklärung nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

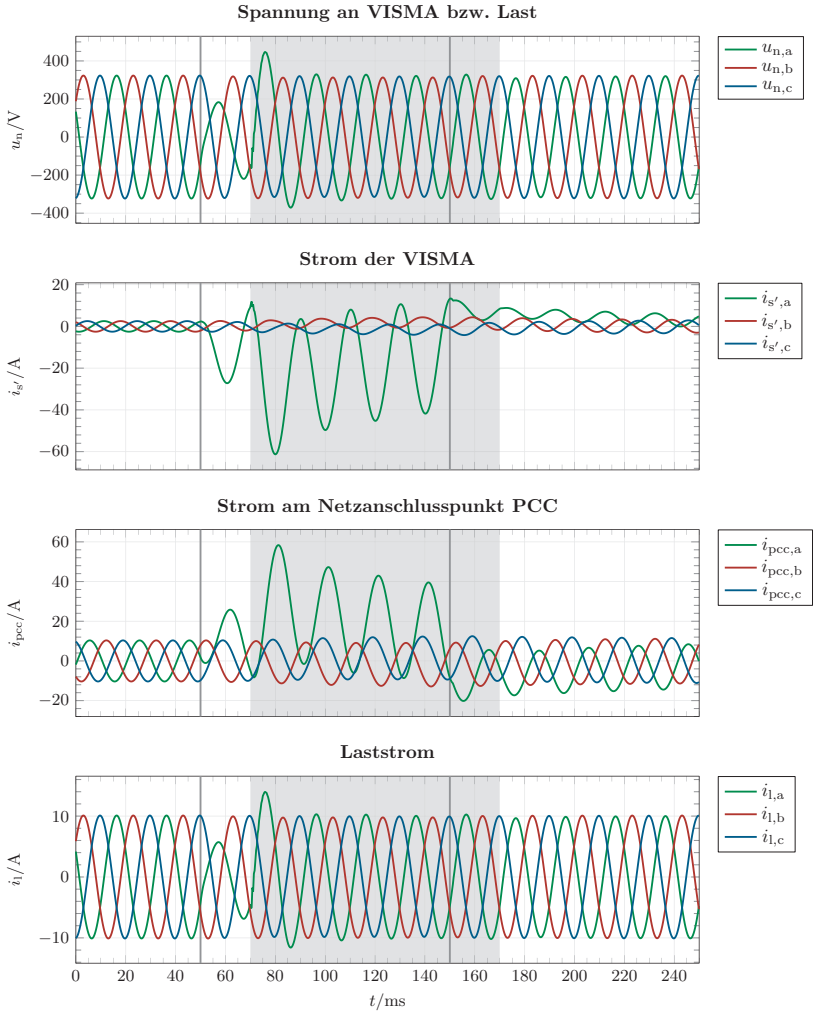


Abbildung 5.11: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem einphasigen Erdschluss (Phase a) im Netz nach 50 ms und Fehlerklärung nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

5.4.2 Auftrennen des Netzes nach Kurzschluss

Symmetrischer Fehler

Der Energiespeicher eines VISMA-Systems hat nur eine begrenzte Kapazität, das bedeutet, die VISMA kann nicht unendlich lang einen Kurzschlussstrom einspeisen. Um ein Leerlaufen des Speichers zu verhindern, wird bei nicht geklärtem Kurzschluss im Netz nach einer Verzögerung der Netztrenner geöffnet und die VISMA mit Last unterbrechungsfrei in ein Inselnetz überführt. Die Trennverzögerung ist notwendig, um den Schutzeinrichtungen die Möglichkeit zu geben, den Kurzschluss zu detektieren und die Abtrennung auszulösen. Ein schneller Thyristorschalter benötigt weniger als 20 ms zum Auftrennen, verursacht jedoch Verluste und reduziert den Gesamtwirkungsgrad um rund 1 %, ein einfacher Leistungsschalter ist hingegen praktisch verlustlos, jedoch mit etwa 100 ms deutlich langsamer [54]. Die Fehlererkennung an sich steht hier jedoch nicht im Fokus und wird deshalb nicht weitergehend untersucht.

Die Zeitverläufe in Abbildung 5.12 zeigen das Ergebnis der Simulation eines symmetrischen Erdschlusses im Netz und der darauffolgenden Auftrennung. Gleichzeitig mit dem Fehler wird die KS-Regelung aktiviert, 100 ms nach Fehlereintritt wird der Netztrenner geöffnet, die VISMA ändert ihre Statorimpedanz zu den Normalwerten, deaktiviert also die KS-Regelung und versorgt die Last im Inselnetz weiter. Der Übergang erfolgt unterbrechungsfrei, ist lediglich durch das Einschwingen auf den neuen Arbeitspunkt geprägt. Der Ablauf der Simulation sowie die Parametrierung entsprechen dem auf Seite 172 beschriebenen Fall, mit dem Unterschied, dass hier eine Netzauftrennung und somit der Übergang in ein Inselnetz stattfindet. Der Zeitverlauf der Spannung an den VISMA-Klemmen unterscheidet sich bis zur Auftrennung nicht vom gezeigten Beispiel, ab dem Öffnen des Netztrenners übernimmt die VISMA die alleinige Netzbildung im Inselnetz, gibt also Spannung und Frequenz vor. Bei Bestehen des Kurzschlusses stellt die VISMA Blindleistung für die Schutzreaktanz bereit, um die Spannung zu halten. Mit Öffnung des Netztrenners stoppt dieser Blindleistungsbedarf. Die übergeordnete Droop-Regelung stellt einen neuen Arbeitspunkt ein, jedoch ist dies nicht verzögerungsfrei möglich. Somit kommt es in

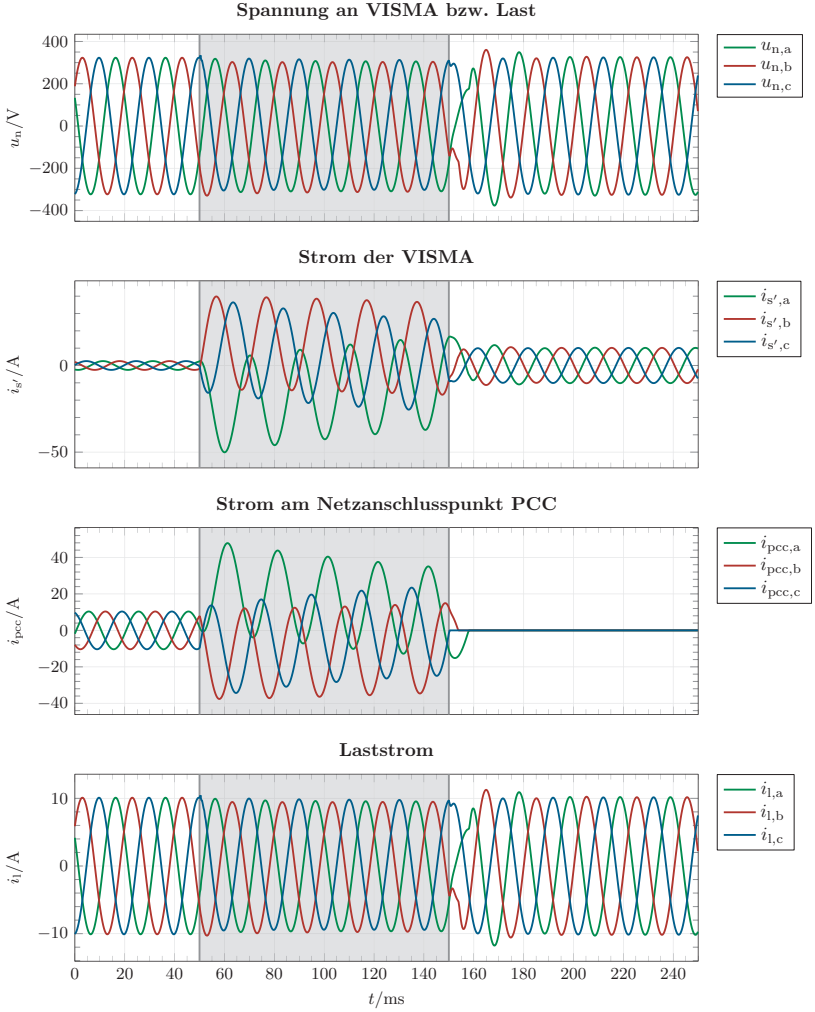


Abbildung 5.12: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem dreiphasigen Erdschluss im Netz nach 50 ms, Auftrennung und Übergang ins Inselnetz nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

den ersten Millisekunden (mit Maximum nach ca. 20 ms) zu einer Anhebung der Spannung während des Regelvorgangs. Damit verbunden erhöht sich außerdem der Laststrom, da die Last konstant bleibt, aber an ihr eine höhere Spannung abfällt. Die Phasenströme der VISMA verhalten sich während des Kurzschlusses wie im anderen Beispiel gezeigt. Nach Auftrennung des Netzes stellt sich innerhalb von 20 ms ein symmetrischer Verlauf ein, also deutlich schneller. Die Last wird alleine durch die VISMA versorgt.

Unter Berücksichtigung einer Verzögerung von 20 ms zur Fehlererkennung und Aktivierung der KS-Regelung, ergeben sich die in Abbildung 5.13 dargestellten Zeitverläufe. Da das Öffnen des Netztrenners aktiv ausgeführt wird, ist der Zeitpunkt bekannt. Somit kann die KS-Regelung gleichzeitig deaktiviert werden, eine vorausgegangene Erkennung ist nicht nötig. Die Zeitverläufe bis zur zweiten senkrechten Markierung für das Öffnen des Netztrenners unterscheiden sich nicht von denen in Abbildung 5.9 für den Fall der Fehlerklärung ohne Auftrennung. Dementsprechend bricht die Spannung bis zur Aktivierung der KS-Regelung (graue Hinterlegung) ein, nur begrenzt durch die Schutzreaktanz. Aber der Inselnetzbildung durch Öffnen des Netztrenners stellen sich sehr schnell symmetrische Verhältnisse ein. Die Statiken geben Frequenz und Spannung vor, anhand der aktuellen Leistungsverhältnisse am VISMA-Ausgang. Der Einschwingvorgang auf die neuen Werte dauert einige zehn Millisekunden.

Unsymmetrischer Fehler

Analog zum Fall ohne Auftrennung in Kombination mit der gerade beschriebenen Netzauftrennung, wird ein einphasiger Erdschluss untersucht. Die Kurzschlussregelung der VISMA greift nur in der fehlerbehafteten Phase a ein. Abbildung 5.14 zeigt die simulierten Zeitverläufe, für den Fall der gleichzeitigen Aktivierung der KS-Regelung mit Fehlerauftreten. Im Gegensatz zum dreiphasigen Erdschluss sind die Ausgleichsvorgänge nach Netzauftrennung hier weniger stark ausgeprägt. Es ist nur eine kleine Erhöhung der Spannung und eine geringere Vergrößerung des Laststroms zu erkennen. Die VISMA kann genauso schnell wie im symmetrischen Fehlerfall ihre Phasenströme zur alleinigen Versorgung der Last einstellen.

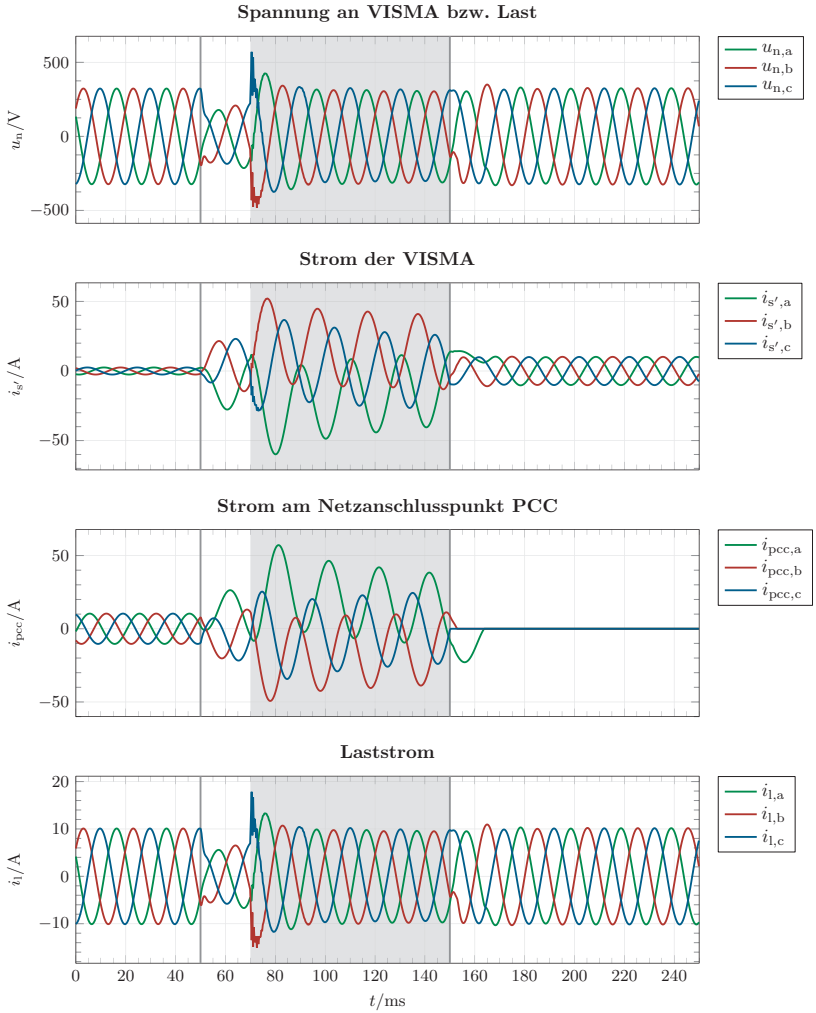


Abbildung 5.13: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem dreiphasigen Erdschluss im Netz nach 50 ms, Auftrennung und Übergang ins Inselnetz nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

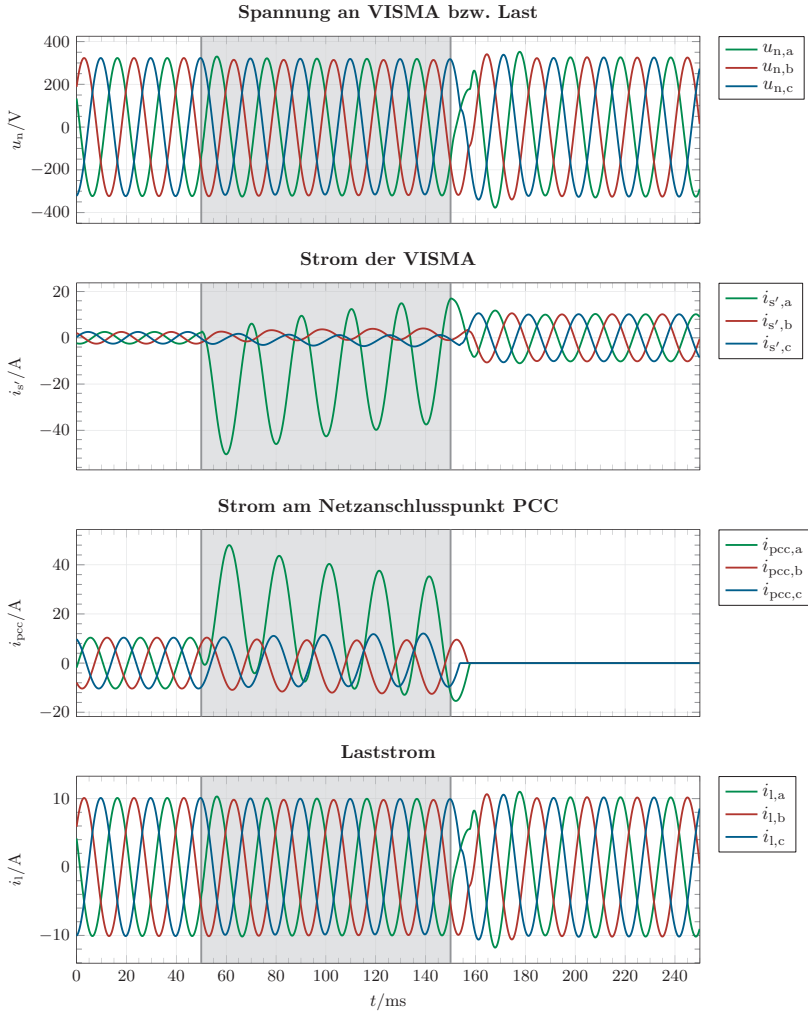


Abbildung 5.14: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem einphasigen Erdschluss (Phase a) im Netz nach 50 ms, Auftrennung und Übergang ins Inselnetz nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

Abbildung 5.15 stellt die Zeitverläufe für den Fall dar, dass der einphasige Fehler erst detektiert und die KS-Regelung 20 ms verzögert aktiviert wird. Die fehlerbehaftete Phase a weist zwischen Auftreten des Erdschlusses (erste senkrechte Markierung) und Aktivierung der KS-Regelung (grauer Hintergrund) einen Einbruch der Spannung in Phase a auf, ebenso des Laststroms. Mit den neuen Parametern der Statorimpedanz schwingt VISMA-Spannung und Laststrom in Phase a kurz über um sich dann auf Werte in der Größenordnung der Nennspannung bzw. benötigten Stroms entsprechend der Last einzustellen. Nach der Auftrennung und Deaktivierung der KS-Regelung stellen sich innerhalb von wenigen zehn Millisekunden symmetrische Verhältnisse im Inselnetz ein, die VISMA versorgt die Last.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die VISMA mit der hier gezeigten Kurzschlussregelung in der Lage ist, einen Kurzschluss zu durchfahren und entweder nach Fehlerklärung wieder netzparallel zu arbeiten oder unterbrechungsfrei die Last im Inselnetz zu versorgen. An der Last sind nur geringe Effekte auf Strom und Spannung zu sehen, diese reichen nicht aus, um den Weiterbetrieb zu gefährden. Die auftretenden Kurzschlussströme liegen bei etwa dem zweieinhalb- bis dreifachen Nennstrom. Wird das Ziel verfolgt, die Spannung an einer Last aufrecht zu halten, muss der Umrichter diesen Strom bereitstellen können. Eine konventionelle Auslegung mit Kurzschlussstrom in Höhe des Nennstroms ist nicht möglich.

Die beschriebene KS-Regelung basiert auf dem aktiven Wechsel der Parametrierung des Statorkreises im VISMA-Modell. Diese Umschaltung ist in vernachlässigbarer Zeit möglich. Ein Netzfehler tritt jedoch ungeplant auf und muss somit zunächst erkannt werden, um die KS-Regelung zu aktivieren. Diese Verzögerung verursacht einen Spannungseinbruch an der VISMA und Last. Die daraus folgende Aufgabe für zukünftige Arbeiten ist somit eine möglichst schnelle Fehlererkennung zu entwickeln. Mit der hier vorgestellten KS-Regelung kann der Fehler anschließend durchfahren werden, es ist nicht nötig innerhalb weniger Millisekunden eine Auftrennung einzuleiten. Folglich muss kein verlustbehafteter schneller Netztrenner verbaut werden, ein Standard-Leistungsschalter ist ausreichend.

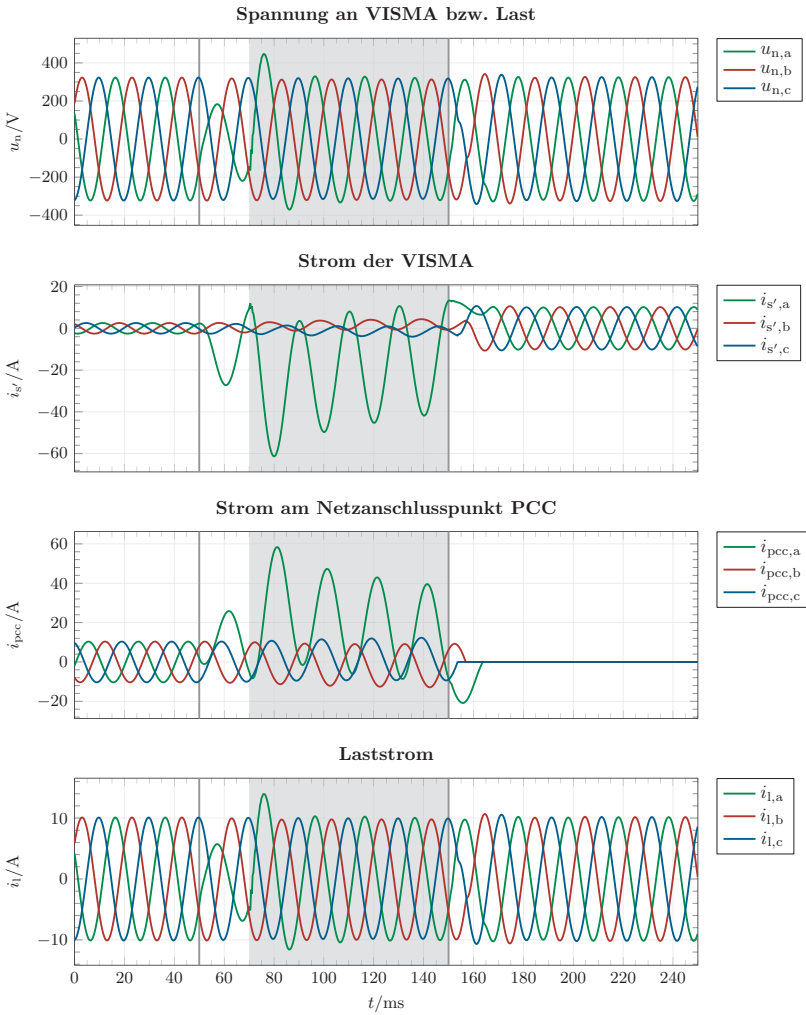


Abbildung 5.15: Zeitverläufe der Ströme und Spannung bei einem dreiphasigen Erdschluss im Netz nach 50 ms, Auftrennung und Übergang ins Inselnetz nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

5.4.3 Laborversuch zum Kurzschluss im Inselnetz

Zur Validierung der Simulationsergebnisse der VISMA im Fehlerfall, wird am Prüfstand ein Inselnetz aufgebaut, in dem die VISMA eine Last versorgt. Ein dreiphasiger Kurzschluss tritt auf, die VISMA wechselt zur KS-Regelung bis der Fehler über einen Netztrenner abgetrennt wird. Für diese Messung wird der Prüfstand aus Kapitel 4 um eine Kurzschlusseinrichtung erweitert. Abbildung 5.16 zeigt den Aufbau der Hardware. Das NS-Netz ist mit dem Thyristor-Kurzschließer verbunden, dieser wird über das dSPACE-System und den Prüfstandsrechner angesteuert, um die drei Phasen mit dem N-Leiter zu verbinden. Der IGBT-Netztrenner ermöglicht das Auftrennen zwischen Kurzschließer und Schutzreaktanz, dieser wird ebenso vom Prüfstandsrechner aus bedient. Als Schutzreaktanz ist pro Phase eine serielle Drossel mit 45 mH verbaut. VISMA und Last sind ebenfalls an den Drosseln angeschlossen.

Für den Versuch versorgt die VISMA im Inselnetzbetrieb eine ohmsche Last, die eben beschriebenen Komponenten sind somit zwar verbunden, aber nicht aktiv beteiligt. Es ergibt sich der schematische Aufbau entsprechend Abbildung 5.17. Ab dem Auftreten des Kurzschlusses speist die VISMA zusätzlich zur Lastversorgung in den KS. Die Fehlererkennung selbst ist nicht Untersuchungsgegenstand, deshalb wird 20 ms zeitverzögert die KS-Regelung aktiviert. Diese Dauer entspricht der Zeit zur Fehlererkennung und Generierung des Signals zum Wechseln der VISMA-Regelung. Für die KS-Regelung werden am Prüfstand die Statorinduktivität $L_{s,KS} = 3,5 \text{ mH}$ und der Statorwiderstand $R_{s,KS} = 0,25 \Omega$ gewählt, die restlichen Werte entsprechen denen in Tabelle 5.1. Die Abweichung der Statorgrößen ggü. den in Abschnitt 5.4 genutzten Werten ergibt sich aus den unterschiedlich großen Filterkapazitäten sowie der Schutzreaktanz in den gezeigten Simulationen und den am Prüfstand verbauten Komponenten. Um trotz dieser Unterschiede den direkten Vergleich zwischen Simulation und Messung zu ermöglichen, wird die Simulation für den hier gezeigten Fall wiederholt. Hierzu wird das Modell so umparametriert, dass es dem Prüfstand entspricht.

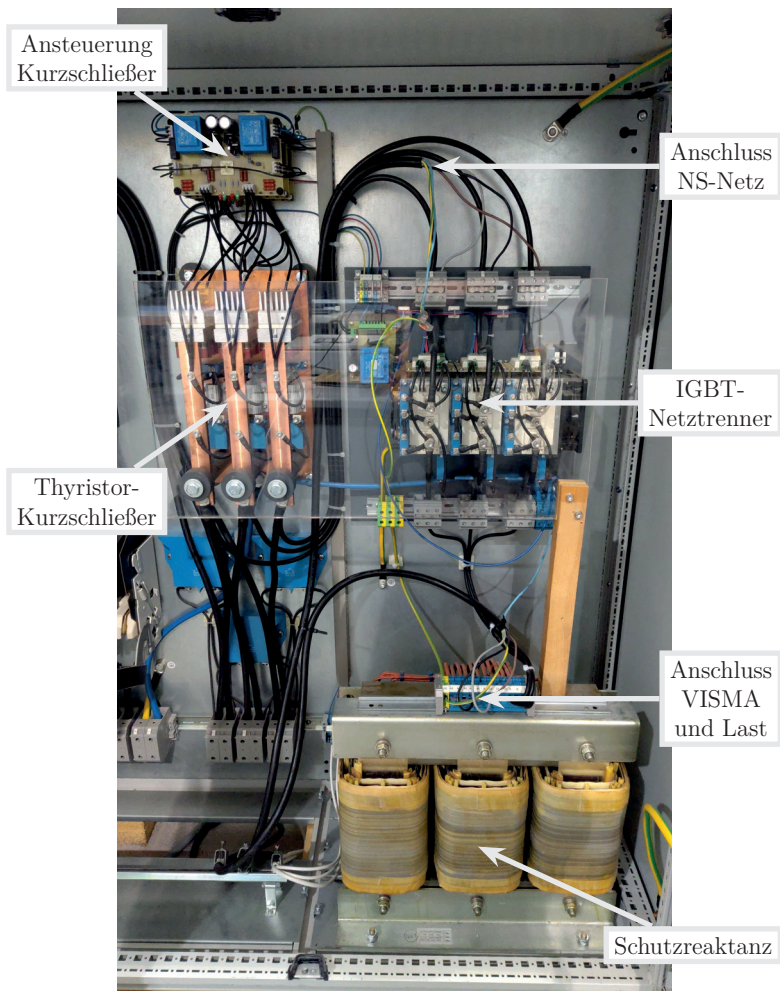


Abbildung 5.16: Erweiterung des Prüfstands um Kurzschließer, Netztrenner und Schutzreaktanz

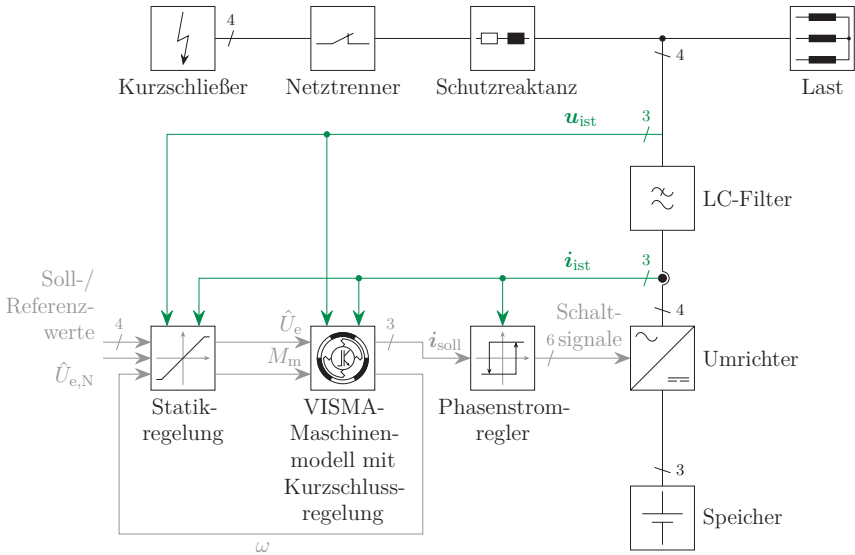


Abbildung 5.17: Schematischer Aufbau des Prüfstands für den Kurzschlussversuch mit der VISMA im Inselnetzbetrieb

Abbildung 5.18 zeigt die simulierten Strom- und Spannungsverläufe, wenn 20 ms nach dem KS die KS-Regelung aktiviert wird und 100 ms nach dem KS der Netztrenner den KS abtrennt. Gleichzeitig mit dem Abtrennen wechselt die VISMA von der KS-Regelung zurück auf ihre normale Parametrierung.

Die Messergebnisse des entsprechenden Versuchs sind in Abbildung 5.19 gezeigt. Die Zeitverläufe von Strom und Spannung zeigen in Simulation und Messung ein identisches Verhalten. Die KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung in Abbildungen 5.18 und 5.19) ist in der Lage, dem Spannungseinbruch durch den bestehenden KS soweit entgegen zu wirken, dass die Last unbeeinflusst ist. Lediglich während der Verzögerung zur Fehlererkennung (zwischen 50 ms und 70 ms in den Abbildungen) bricht die Spannung ein und die Last wird beeinflusst. Ziel in zukünftigen Untersuchungen zur Fehlererkennung sollte es somit sein, diese Zeitspanne so kurz wie möglich zu halten.

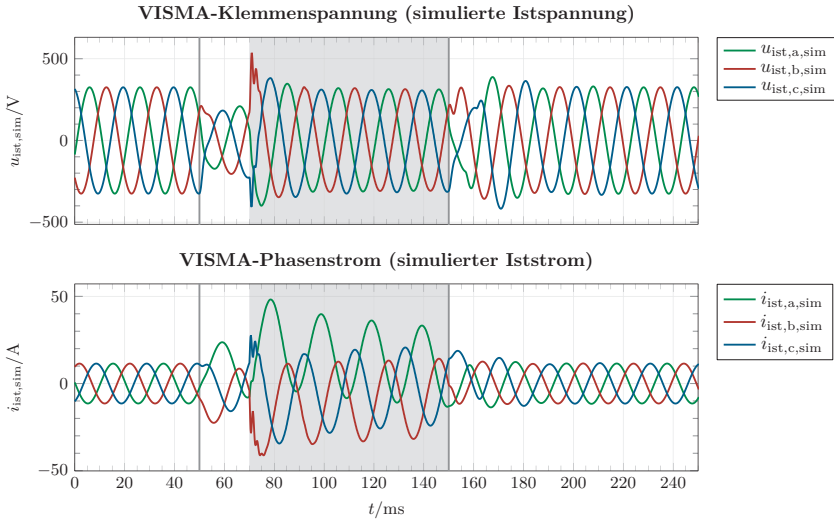


Abbildung 5.18: Simulierte Spannungen und Ströme an der VISMA bei einem dreiphasigen Erdschluss im Inselnetz nach 50 ms, Auftrennung und Abtrennung des Kurzschlusses nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

Mit KS-Regelung kann die VISMA gleichzeitig die Last versorgen und in den KS speisen. Die Ströme liegen bei Spitzenwerten unter 50 A, also in einem Bereich, den ein üblicher Umrichter abdecken kann, wenn er einen zwei- bis dreifachen Nennstrom zulässt. Während bestehendem KS entzieht die VISMA dem Speicher viel Energie, ein Dauerbetrieb ist somit nicht sinnvoll. Trotzdem kann eine Zeitspanne überbrückt werden, die es erlaubt, einen üblichen Leistungsschalter als Netztrenner anzusteuern. Dieser löst langsamer aus als ein Schalter mit Halbleitern, weist jedoch einen höheren Wirkungsgrad auf, was dem gesamten Systemwirkungsgrad zugutekommt.

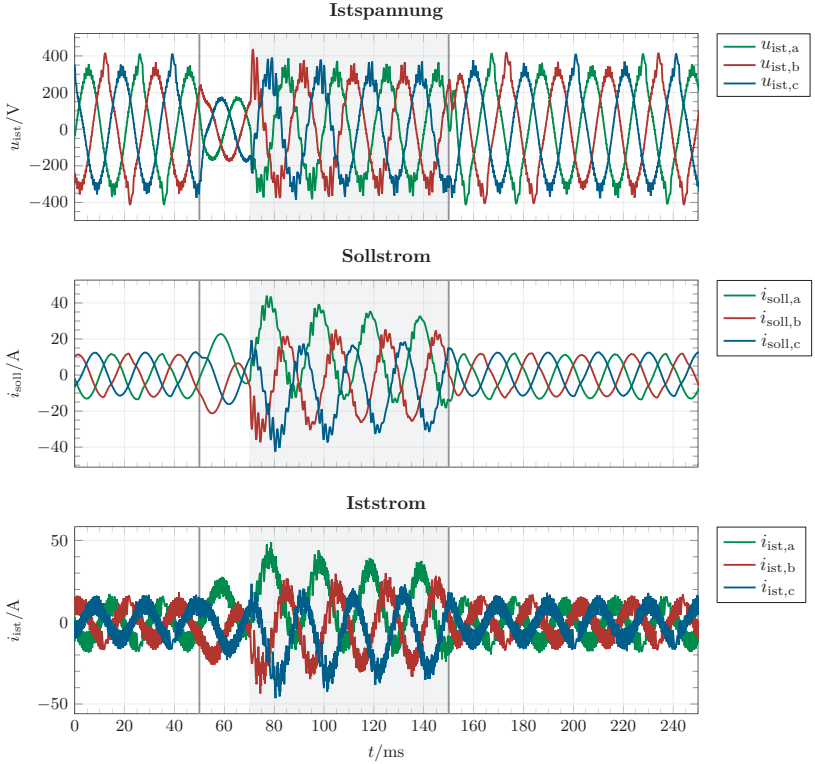


Abbildung 5.19: Gemessene Spannungen und Ströme an der VISMA sowie berechnete Sollströme bei einem dreiphasigen Erdschluss im Inselnetz nach 50 ms, Auftrennung und Abtrennung des Kurzschlusses nach 150 ms. Die VISMA verfügt über die beschriebene KS-Regelung (aktiv während grauer Hinterlegung) sowie überlagerte Statiken.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Um die Auswirkungen des Klimawandels möglichst gering zu halten, sollen in Deutschland die Treibhausgasemissionen schrittweise reduziert werden. Im Stromsektor bedeutet dies eine Dekarbonisierung, also stetig weniger Stromerzeugung aus fossilen Energien. Die wegfallenden Anlagen, sowie zusätzlich weitere Kapazitäten für eine steigende Stromnachfrage zur Wasserstoffproduktion und aus anderen Sektoren wie Verkehr und Wärme, müssen durch umweltfreundlichere Alternativen ersetzt werden. Hierbei stehen insbesondere Photovoltaik und Windkraftanlagen im Fokus. Ihnen gemeinsam ist in vielen Fällen die Einspeisung über leistungselektronische Umrichter. Konventionelle Umrichterkonzepte haben jedoch keine netzdienlichen Eigenschaften, was mit steigendem Anteil zu kritischen Situationen im Stromsystem führen wird. Folglich wird es als unumgänglich betrachtet, dass zukünftig auch Umrichter einen Beitrag zur Systemstabilität leisten müssen. Hierfür sind neuartige Konzepte nötig, die sogenannten netzbildenden Umrichter.

Seit einigen Jahren werden verschiedene Ansätze dieser Regelkonzepte untersucht, schwerpunktmäßig welchen Beitrag sie für die Netzstabilität liefern können. Zusätzlich zu den positiven Eigenschaften für das Netz sind diese Umrichter in der Lage, ein Inselnetz zu bilden. Neben dem Betrieb in normalen Netzzuständen, treten jedoch auch ungewollte Situationen auf, die sicher beherrscht werden müssen. Bisher wurden jedoch nur wenig Untersuchungen zum Verhalten bei Netzfehlern unternommen. Hierunter ist beispielsweise der Ausfall des vorgelagerten Netzes oder Fehler in diesem zu verstehen.

In dieser Arbeit werden die netzbildenden Umrichterkonzepte VISMA und VCI im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb als normale Netzzustände untersucht. Zusätzlich wird ihr Verhalten in Fehlerfällen analysiert. Es zeigt sich, dass beide Ansätze das

Netz stützen können, indem sie Momentanreserve bereitstellen und frequenzabhängig die Wirkleistung anpassen. Ebenso kann die Blindleistung an die Spannung gekoppelt werden, als Beitrag zur Spannungshaltung. Über eine geschickte Parametrierung lässt sich das exakte Verhalten des Umrichters einstellen, was jedoch hier nicht weitergehend ausgeführt ist. Als Netzbildner im Inselnetz können VISMA und VCI schwarz gestartet werden, bei der VISMA ist jedoch hierzu eine kleine Last notwendig. Beide Konzepte stellen Spannung und Frequenz entsprechend ihren aktuellen Leistungen ein, das ermöglicht die Einbindung von Erzeugungsanlagen mit Statikregelungen ohne zusätzliche Kommunikation.

Obwohl die VISMA einen Sollstrom vorgibt und der VCI direkt die Spannung an seinen Klemmen bestimmt, können beide, mit kleinen Unterschieden, in normalen Netzzuständen alle Aufgaben erfüllen. Der VCI neigt jedoch beim Parallelbetrieb zweier Umrichter im Inselnetz zu Pendelungen zwischen den Anlagen, wenn die Parametrierung ungeschickt gewählt ist. Die VISMA weist mir ihrer Dämpfung ein robusteres Verhalten auf.

Bei einem Netzausfall des vorgelagerten Netzes können beide Konzepte eine Last unterbrechungsfrei weiterversorgen, ohne an der jeweiligen Regelung Änderungen vornehmen zu müssen. Eine wesentliche Aufgabe der USV-Funktionalität ist somit erfüllt.

Kurzunterbrechungen im Anschluss zum Außennetz führen durch die unsynchronisierte Wiederkehr beim VCI zu deutlich größeren Ausgleichsströmen als bei der VISMA. Ohne eine zusätzliche Strombegrenzung kann dies zur Beschädigung des Umrichters führen und muss vermieden werden. In beiden Fällen sollte ein Netzausfall möglichst schnell erkannt und eine Abtrennung vom gerade spannungslosen Netz erfolgen, um nach Wiederkehr einen Angleich mit Resynchronisation durchführen zu können.

Deutliche Unterschiede zwischen VISMA und VCI zeigen sich, wenn im Außennetz ein Kurzschluss auftritt. Der VCI würde sofort einen Strom einspeisen, der in der Realität nicht möglich ist. Nur über eine Strombegrenzung können Schäden an einer Hardwareumsetzung vermieden werden. Das alleinige VISMA-Modell verhält sich

wie eine echte Synchronmaschine und speist selbst bei einem nahen Kurzschluss nur einen Strom etwa in der Höhe des dreifachen Nennstroms ein. Mit der überlagerten Statikregelung ist dies jedoch nicht mehr möglich, für eine Dauer länger als wenige Millisekunden.

In Fehlerfällen zeigt die VISMA ein robusteres Verhalten als der VCI, dementsprechend dient sie als Basis für die Erweiterung um eine USV-Funktionalität bei Netzfehlern. Für diesen neuen Einsatzzweck wird sie über eine zusätzliche Schutzreaktanz angeschlossen, wie es auch bei konventionellen USV-Anlagen üblich ist. So kann sie weiterhin im Netzparallelbetrieb netzstabilisierend arbeiten und im Inselnetz dieses bilden. Beim Netzausfall versorgt sie die Last unterbrechungsfrei weiter. Ein netzseitiger Kurzschluss führt durch die Schutzreaktanz nicht zu einem Spannungseinbruch auf null an der VISMA und Last. Um die Last auch vor dem Einfluss des Netzfehlers zu schützen, kann die VISMA mit einer neuartigen Kurzschlussregelung in den Fehler speisen und gleichzeitig die Last versorgen. Hierzu ist jedoch das aktive Umschalten der Regelung nötig, der Kurzschluss muss folglich erkannt werden. Die Erkennung selbst sollte möglichst schnell geschehen, was als Aufgabe für zukünftige Forschungsarbeiten betrachtet werden kann. Indem die VISMA in den Kurzschluss speist, bleibt genug Zeit für konventionelle Netzschutzeinrichtungen eine Netztrennung auszulösen. Es ist nicht nötig, einen schnellen Schalter auf Basis von Halbleitern zu nutzen, ein langsamerer üblicher Leistungsschalter mit höherem Wirkungsgrad kann verwendet werden. Dies erhöht den Gesamtwirkungsgrad der USV-VISMA.

Diese Arbeit zeigt, dass die VISMA in der Lage ist, systemstabilisierende Aufgaben zu übernehmen, wie sie für das zukünftige Netz gefordert sind. Zusätzlich kann sie ein Inselnetz bilden, das unkompliziert erweitert werden kann. Beim Netzausfall bleibt sie netzbildend in Betrieb und kann so das verbleibende Teilnetz weiter versorgen, was den Kern ihrer USV-Eigenschaft ausmacht. Soll sie auch bei Kurzschlüssen im Netz eine Last schützen können, ermöglicht die neu entwickelte Kurzschlussregelung als Erweiterung diesen neuen Einsatzbereich.

Literatur

- [1] Daniel Aebi. *Praxishandbuch Sicherer IT-Betrieb: Risiken erkennen Schwachstellen beseitigen IT-Infrastrukturen schützen*. Wiesbaden: Gabler Verlag, 2004. ISBN: 978-3-322-90469-0. DOI: 10.1007/978-3-322-90469-0.
- [2] K. H. Ahmed, S. J. Finney und B. W. Williams. „Passive Filter Design for Three-Phase Inverter Interfacing in Distributed Generation“. In: *Compatibility in Power Electronics (CPE)*. 2007. DOI: 10.1109/CPE.2007.4296511.
- [3] Hans-Peter Beck und Ralf Hesse. „Virtual Synchronous Machine“. In: *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, 2007*. Piscataway: IEEE Service Center, 2007. ISBN: 8469094416.
- [4] Hans-Peter Beck, Ralf Hesse und Dirk Turschner. „Virtuelle Synchronmaschine in stromrichterdominierten schwachen Netzen“. In: *Zwölftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*. Hrsg. von Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Verein an der Universität Kassel e.V. 2007, S. 142–156.
- [5] *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*. 12.12.2019.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Hrsg. *Roadmap Systemstabilität: Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien*. 2023.
- [7] Yong Chen. *Virtuelle Synchronmaschine (VISMA) zur Erbringung von Systemdienstleistungen in verschiedenen Netzbetriebsarten: Dissertation*. Bd. 41. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN). Göttingen: Cuvillier Verlag, 2016. ISBN: 978-3-7369-9331-0.
- [8] Yong Chen u. a. „Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters“. In: *International conference on renewable energies and power quality (ICREPQ '12)*. 2012, S. 734–739. ISBN: 978-84-615-6648-8.
- [9] Yong Chen u. a. „Dynamic Properties of the Virtual Synchronous Machine (VISMA)“. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ '11)*. Las Palmas, 2011. ISBN: 978-84-614-7527-8.

- [10] Yong Chen u. a. „Investigation of the Virtual Synchronous Machine in the Island Mode“. In: *3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 2012. Piscataway: IEEE, 2012. ISBN: 978-1-4673-2597-4.
- [11] Yong Chen u. a. „Netzstabilisierung durch die "Virtuelle Synchronmaschine"(VISMA) mit überlagerter Frequenz- und Spannungsregelung: Grid stabilization through "Virtual Synchronous Machine"(VISMA) with overlaid frequency and voltage control“. In: *Internationaler ETG-Kongress 2013*. ETG-Fachbericht. Berlin, Offenbach: VDE Verlag, 2013. ISBN: 978-3-8007-3550-1.
- [12] Yong Chen u. a. „Netzstützende Wirkung der virtuellen Synchronmaschine in dezentralen Netzen“. In: *Internationaler ETG-Kongress 2011*. ETG-Fachbericht. Berlin: VDE Verlag, 2011. ISBN: 978-3-8007-3376-7.
- [13] Salvatore D’Arco und Jon Are Suul. „Virtual synchronous machines - Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids“. In: *2013 IEEE Grenoble Conference*. IEEE, 2013. ISBN: 978-1-4673-5669-5. DOI: 10.1109/PTC.2013.6652456.
- [14] Hilmar Darrelmann. „Gleich- und Wechselrichterschaltungen in der unterbrechungsfreien Stromversorgung“. In: *Internationaler ETG-Kongress 2005*. Hrsg. von Peter Schegner. ETG-Fachbericht. Berlin: VDE Verlag, 2005, S. 47–54. ISBN: 978-3-8007-2917-3.
- [15] Paul Denzel. *Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 1966. ISBN: 978-3-642-86900-6. DOI: 10.1007/978-3-642-86899-3.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hrsg. *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf.
- [17] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. *Stromerzeugungsaggregate Unterbrechungsfreie Stromversorgung: Teil 12: Dynamische USV-Anlagen mit und ohne Hubkolben-Verbrennungsmotor*. Berlin, Juni 1996.
- [18] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE. *Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 1: Anschluss an das Niederspannungs-verteilstromnetz bis einschließlich Typ B: DIN EN 50549-1*. Oktober 2020.
- [19] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE. *Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) - Teil 3: Methoden zum Festlegen der Leistungs- und Prüfanforderungen: DIN EN IEC 62040-3*. Oktober 2022.

-
- [20] Bernd Engel, Stefan Laudahn und Florian Rauscher. „Synthetische Schwungmasse: Virtual Inertia“. In: *Energiewende in der Stromversorgung - Systemstabilität und Systemsicherheit*. Bd. 153. ETG-Fachbericht. Berlin und Offenbach: VDE Verlag, 2017, S. 48–53. ISBN: 978-3-8007-4481-7.
- [21] Alfred Engler. *Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen: Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2001*. Berlin: dissertation.de, 2002. ISBN: 3-89825-439-9.
- [22] Stefan Henninger. *Netzdienliche Integration regenerativer Energiequellen über stromrichtergekoppelte Einspeisenetze mit integrierten Energiespeichern: Dissertation*. Bd. 14. FAU Studien aus der Elektrotechnik. FAU University Press, 2019. ISBN: 978-3-96147-259-8. DOI: 10.25593/978-3-96147-259-8.
- [23] Ralf Hesse. *Virtuelle Synchronmaschine: Dissertation*. Clausthal-Zellerfeld: Papierflieger Verlag, 2007. ISBN: 978-3-89720-919-0.
- [24] Ralf Hesse, Hans-Peter Beck und Dirk Turschner. „Die virtuelle Synchronmaschine“. In: *etz S2* (2007), S. 38–44.
- [25] Ralf Hesse, Dirk Turschner und Hans-Peter Beck. „Micro grid stabilization using the Virtual Synchronous Machine (VISMA)“. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ '09)*. 2009.
- [26] Ralf Hesse, Dirk Turschner und Hans-Peter Beck. „Verbesserung der Spannungsqualität durch Kompensationsmodule auf virtuellen Synchronmaschinen in schwachen Netzen mit BHKW-Einspeisungen“. In: *Internationaler ETG-Kongress 2009*. Hrsg. von J. Kreusel. ETG-Fachbericht. Berlin: VDE Verlag, 2009. ISBN: 978-3-8007-3194-7.
- [27] Marija Ilic und John Zaborsky. *Dynamics and control of large electric power systems*. New York und Weinheim: Wiley Verlag, 2000. ISBN: 0471298581.
- [28] Stefan Laudahn. *Dynamisches Verhalten von wechselrichterbasierten Erzeugungsanlagen im Kontext eines sicheren und stabilen Netzbetriebs: Dissertation*. Verlag Dr. Hut, 2017. ISBN: 978-3-8439-3226-4.
- [29] Stefan Laudahn u. a. „Substitution of synchronous generator based instantaneous frequency control utilizing inverter-coupled DER“. In: *2016 IEEE 7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. Hrsg. von IEEE. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, S. 1–8. ISBN: 978-1-4673-8617-3. DOI: 10.1109/PEDG.2016.7527020.
- [30] Florian Mahr u. a. *Elektrische Energiesysteme: Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2021. ISBN: 978-3-658-34908-0. DOI: 10.1007/978-3-658-34908-0.

- [31] Maria Nuschke. *Frequenzstabilität im umrichterdominierten Verbundnetz: Dissertation*. Fraunhofer Verlag, 2021. ISBN: 978-3-8396-1803-5.
- [32] Christopher Pelczar. *Mobile Virtual Synchronous Machine for Vehicle-to-Grid Applications: Dissertation*. Clausthal-Zellerfeld: Universitäts-Bibliothek Clausthal, 2012. ISBN: 978-3-942216-85-2.
- [33] *Planung der elektrischen Energieverteilung: Technische Grundlagen*. 2018. URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d683c81df25afb360b79c5d48441eeda8b23477b/planung-der-elektrischen-energieverteilung-technische-grundlagen.pdf>.
- [34] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, Hrsg. *Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*. 2021.
- [35] Florian Rauscher, Timo Sauer und Bernd Engel. „Experimental validation of current limitation methods for grid forming inverters“. In: *19th Wind Integration Workshop*. Hrsg. von Uta Betancourt und Thomas Ackermann. Darmstadt, Germany: Energynautics GmbH, 2020. ISBN: 978-3-9820080-8-0.
- [36] Florian Rauscher u. a. „Bereitstellung von Momentanreserve aus Mittel- und Niederspannungsnetzen“. In: *17. Symposium Ennergieinnovation*. 2022.
- [37] Florian Rauscher u. a. „Bewertung verschiedener Regelungsansätze für Speichersysteme zur Verbesserung der Kurzzeitfrequenzstabilität“. In: *16. Symposium Energieinnovation*. Hrsg. von Udo Bachhiesl. 2020.
- [38] Jürgen Reekers u. a. „Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter - Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen“. In: *Elftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*. Hrsg. von Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Verein an der Universität Kassel e.V. 2006, S. 41–51.
- [39] Steven Reineke u. a. „Verification of the uninterrupted transition from grid parallel to island grid operation of the Virtual Synchronous Machine in a microgrid“. In: *21th International Convergence on Renewable Energy and Power Quality (ICREPQ'23)*. Bd. 21. 2023, S. 103–108. ISBN: 978-84-09-48133-0. DOI: 10.24084/repqj21.236.
- [40] Wenju Sang u. a. „Virtual Synchronous Generator, a Comprehensive Overview“. In: *Energies* 15.17 (2022), S. 6148. DOI: 10.3390/en15176148.

-
- [41] Kamilu Alabi Sanusi. *Rotor Angle Stability of Multiconverter Based Autonomous Microgrid with 100 % VISMA Control: Dissertation*. Bd. 84. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN). Göttingen: Cuvillier Verlag, 2024. ISBN: 978-3-68952-856-0.
- [42] Robert Schürhuber, Alois Lechner und Wolfgang Gawlik. „Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke“. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133.8 (2016), S. 388–394. ISSN: 0932-383X. DOI: 10.1007/s00502-016-0445-3.
- [43] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 3., neu bearb. und erw. Aufl. Berlin: Springer Verlag, 2012. ISBN: 978-3-642-21957-3. URL: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-21958-0>.
- [44] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. 7. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag, 2022. ISBN: 978-3-662-64774-5. DOI: 10.1007/978-3-662-64774-5.
- [45] Benjamin Schwake. *Vierleiter-Umrichter mit aktiv moduliertem Neutralleiter zur Netzsymmetrierung: Dissertation*. Bd. 59. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN). Göttingen: Cuvillier Verlag, 2018. ISBN: 978-3-7369-9960-2.
- [46] Peter Unruh u. a. „Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods“. In: *Energies* 13 (2020), S. 2589. DOI: 10.3390/en13102589.
- [47] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hrsg. *Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve: Anforderungen für Netzbildende Einheiten: VDE FNN Hinweis*.
- [48] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: VDE-AR-N 4105*. Berlin, November 2018.
- [49] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung): VDE-AR-N 4120*. Berlin, November 2018.
- [50] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung): VDE-AR-N 4110*. Berlin, September 2023.

- [51] Carolin Vogel, Anja Ufkes und Rolf Witzmann. „Schwarzstart, Betrieb und Synchronisation eines umrichterbasierten Inselnetzes geführt durch einen netzbildenden Batteriespeicher“. In: *e+i Elektrotechnik und Informationstechnik* 141.5 (2024), S. 348–357. issn: 0932-383X. DOI: 10.1007/s00502-024-01232-x.
- [52] Wolfram Wellßow. „USV-Anlagen - Technologien, Einsatzmöglichkeiten und Entwicklungstrends“. In: *etz* 19 (2002), S. 12–17.
- [53] Wolfram Wellßow u. a. *Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen*. 2018. URL: [https://kluedo.ub.rptu.de/frontdoor/deliver/index/docId/5210/file/_Synthetische+NS-Netzmodelle+f%
c3%bcr+wissenschaftliche+Untersuchungen.pdf](https://kluedo.ub.rptu.de/frontdoor/deliver/index/docId/5210/file/_Synthetische+NS-Netzmodelle+f%c3%bcr+wissenschaftliche+Untersuchungen.pdf).
- [54] Heinz Wenzl und Klaus Sachs. *Planung und Auswahl von USV-Anlagen: Stromausfälle und Netzstörungen mit unterbrechungsfreien Stromversorgungen wirksam überbrücken*. Poing: Franzis Verlag, 1998. ISBN: 3-7723-4433-x.
- [55] Benjamin Werther. *Stabilitätsanalyse zur Bereitstellung von Momentanreserve am frequenz-starren Übertragungsnetz durch einen mittelspannungsnetzseitigen Verbund virtueller Synchronmaschinen: Dissertation*. Bd. 73. Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN). Göttingen: Cuvillier Verlag, 2021. ISBN: 978-3-7369-7584-2.
- [56] Arendt Wintrich u. a. *Applikationshandbuch Leistungshalbleiter*. 2., überarbeitete Auflage. Ilmenau: ISLE Verlag, 2015. ISBN: 978-3-938843-85-7.

