
Kurzschlussstromberechnung in aktiven Verteilnetzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Short-Circuit Current Calculation in Active Distribution Grids with Inverter-Interfaced Generation

Zur Erlangung des akademischen Grades Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

Genehmigte Dissertation von Benjamin Niersbach aus Trier

Tag der Einreichung: 28.03.2023, Tag der Prüfung: 29.06.2023

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts
Darmstadt, Technische Universität Darmstadt



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Fachbereich
Elektrotechnik und
Informationstechnik

Fachgebiet Elektrische
Energieversorgung unter
Einsatz Erneuerbarer
Energien

Kurzschlussstromberechnung in aktiven Verteilnetzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter
Short-Circuit Current Calculation in Active Distribution Grids with Inverter-Interfaced Generation

Genehmigte Dissertation von Benjamin Niersbach

Tag der Einreichung: 28.03.2023

Tag der Prüfung: 29.06.2023

Darmstadt, Technische Universität Darmstadt

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-244365

URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/24436>

Jahr der Veröffentlichung auf TUprints: 2023

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints,
E-Publishing-Service der TU Darmstadt
<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>
tuprints@ulb.tu-darmstadt.de

Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz:
Namensnennung – Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (E5) an der Technischen Universität Darmstadt.

Mein besonderer Dank gilt Frau Prof. Dr.-Ing. Hanson für die Betreuung der Arbeit, die konstruktiven Fachgespräche sowie die Freiheiten und Entwicklungsmöglichkeiten am Fachgebiet. Des Weiteren danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Vennegeerts für das Interesse an der Arbeit und die scharfsinnigen Verbesserungsvorschläge. Die Forschungsk Kooperation mit der Netze BW GmbH bildete ein wichtiges Fundament für meine Forschung. Ich bedanke mich für die gute Zusammenarbeit, die für die Ausarbeitung der Forschungsfragen wegweisend war. Meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen danke ich herzlich für die tolle gemeinsame Zeit am Fachgebiet E5. Der freundschaftliche Umgang und der rege wissenschaftliche Austausch waren eine große Unterstützung und trugen wesentlich zur Motivation bei. Ich bedanke mich auch bei allen Studierenden, die als studentische Hilfskräfte oder durch ihre Abschlussarbeiten einen Beitrag zu meiner Forschung geleistet haben.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken. Mein verstorbener Großvater verfolgte den Fortschritt der Arbeit mit großem Interesse und gab mir damit vor allem für den Endspurt einen großen Motivationschub. Der größte Dank gebührt meinen Eltern für ihre liebevolle und harmonische Erziehung sowie die vertrauensvolle Begleitung meines Werdegangs. Enfin, je remercie mon amour pour sa présence et son soutien au quotidien. Grâce à elle, je suis un homme comblé et le père fier-comme-un-coq d'une petite merveille.

Mannheim, im Juli 2023

Benjamin Niersbach

Erklärungen laut Promotionsordnung

§ 8 Abs. 1 lit. c PromO

Ich versichere hiermit, dass die elektronische Version meiner Dissertation mit der schriftlichen Version übereinstimmt.

§ 8 Abs. 1 lit. d PromO

Ich versichere hiermit, dass zu einem vorherigen Zeitpunkt noch keine Promotion versucht wurde. In diesem Fall sind nähere Angaben über Zeitpunkt, Hochschule, Dissertationsthema und Ergebnis dieses Versuchs mitzuteilen.

§ 9 Abs. 1 PromO

Ich versichere hiermit, dass die vorliegende Dissertation selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Quellen verfasst wurde.

§ 9 Abs. 2 PromO

Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Darmstadt, 28.03.2023

B. Niersbach

Zusammenfassung

Bedingt durch den Zubau erneuerbarer Energien erfahren Elektrizitätsversorgungssysteme einen strukturellen Wandel. Aufgrund der häufig geringen Bemessungsleistung werden viele erneuerbare Energien im Verteilnetz angeschlossen und beeinflussen dessen Betrieb und Planung. Die Vielzahl an Erzeugungsanlagen bedingte die Einführung von Netzanschlussregeln zur Koordination ihres stationären und dynamischen Verhaltens.

Erzeugungsanlagen im Verteilnetz beteiligen sich an der dynamischen Netzstützung und beeinflussen somit die Kurzschlussströme. Deren Berechnung ist wichtig, weil maximale Kurzschlussströme dimensionierend für Betriebsmittel sind und die Grundlage für die Bewertung der Betriebssicherheit von Schaltanlagen bilden. In IEC 60909-0:2016, einer internationalen Norm zur Kurzschlussstromberechnung, wird die Modellierung der Erzeugungsanlagen mit Anschluss über Vollumrichter als konstante Stromquellen empfohlen. Durch diese Vereinfachung werden die Charakteristik der dynamischen Netzstützung und damit die tatsächlichen Einflüsse dieser Erzeugungsanlagen auf die Kurzschlussströme nicht abgebildet.

In dieser Arbeit wird ein Optimierungsverfahren vorgestellt, das die Berechnung maximaler dreipoliger Kurzschlussströme in Abhängigkeit des stationären Betriebs ermöglicht und die Charakteristik der dynamischen Netzstützung abbildet. Anhand dieses Verfahrens werden kritische Betriebspunkte und der Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf maximale Kurzschlussströme beschrieben. Das Optimierungsverfahren dient außerdem als Referenzverfahren zur Ermittlung geeigneter vereinfachter Verfahren, die die dynamische Netzstützung abbilden und auf IEC 60909-0:2016 basieren. Dazu werden verschiedene vereinfachte Verfahren, die sich im Detailgrad und Berechnungsaufwand unterscheiden, zur Bewertung ihrer Genauigkeit gegenübergestellt und mit dem Referenzverfahren verglichen. Die Untersuchungen erfolgen in zwei generischen und einem realen Netz.

Die Erkenntnisse in dieser Arbeit liefern einen Beitrag zur Anwendung der Norm IEC 60909-0:2016 zur Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen und zu deren Weiterentwicklung in der Zukunft.

Abstract

Due to the increase in renewable energies, electric power systems are undergoing a structural change. Renewable energies typically have a low rated power and are often connected to distribution grids, where they influence the grid operation and planning. The high amount of such power plants necessitated the introduction of grid codes to coordinate their steady-state and dynamic behaviour.

According to German grid codes, power plants in distribution grids provide a fast fault current and influence the short-circuit level. Short-circuit current calculations are important because maximum short-circuit currents are used to dimension network equipment and assess the operational safety of substations. IEC 60909-0:2016, an international standard for calculating short-circuit currents, recommends modelling power plants with full-size converters as constant current sources. With this simplification, the characteristics of the fast fault current are not modelled; therefore, the actual influence of these power plants cannot be determined.

This thesis presents an optimisation method that enables calculating actual maximum short-circuit currents depending on the steady-state operation of the grid while considering the characteristics of the fast fault current. With this method, critical operating points and the influence of power plants with full-size converters on maximum short-circuit currents are analysed. The optimisation method also serves as a reference method for determining suitable simplified methods that consider the fast fault current and are based on IEC 60909-0:2016. For this purpose, various simplified methods that differ in the level of detail and computational effort are compared with the reference method to evaluate their accuracy. The investigations are carried out in two generic and one real network.

The findings in this thesis contribute to the application of the standard IEC 60909-0:2016 and to its further development in the future.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	iii
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung	3
1.2 Aufbau der Arbeit	6
2 Aktive Verteilnetze	7
2.1 Aufbau und Regelung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	8
2.2 Netzanschlussregeln	11
2.2.1 Vorgaben für das stationäre Verhalten	12
2.2.2 Vorgaben für die dynamische Netzstützung	13
2.3 Kurzschlussstrombeiträge von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	17
3 Modellnetze und Betriebsmitteldaten	23
3.1 Charakteristische Mittelspannungsnetze	24
3.2 Charakteristische Hochspannungsnetze	32
3.3 Netzbetrieb	39
4 Bestimmung maximaler Kurzschlussströme mit dem Überlagerungsverfahren	41
4.1 Berechnung von Kurzschlussströmen	42
4.1.1 Überlagerungsverfahren	48
4.1.2 Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	52
4.2 Referenzverfahren zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme	60
4.2.1 Differential Evolution Algorithmus	66
4.2.2 Ablauf der Optimierung	71
4.3 Maximale Kurzschlussströme in Mittelspannungsnetzen	75
4.3.1 Kritische Betriebspunkte	77
4.3.2 Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	84

4.3.3 Vereinfachte Ermittlung der kritischen Leistungsflüsse	98
4.3.4 Kritische Netzkonfigurationen und Netzaggregation	101
4.4 Beeinflussung der Kurzschlussströme in benachbarten Netzgebieten	103
4.4.1 Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	105
4.5 Diskussion des exakten Verfahrens und der Kurzschlussstrombeiträge von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	111
5 Vereinfachte Verfahren für die Berechnung maximaler Kurzschlussströme	115
5.1 Norm IEC 60909-0:2016	117
5.2 Berücksichtigung der spannungsabhängigen Blindstromeinspeisung	121
5.2.1 Modellierung als Stromquelle und Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme	123
5.2.2 Modellierung als Stromquelle und komplexe Summe der Teilkurzschlussströme	125
5.2.3 Modellierung als Impedanz	129
5.3 Vergleich der vereinfachten Verfahren	131
5.3.1 Untersuchung verschiedener Netzparameter	134
5.3.2 Untersuchung verschiedener Regelstrategien der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	137
5.3.3 Detaillierte Modellierung der Blindstromstatik	141
5.4 Anwendung der vereinfachten Verfahren in realen Verteilnetzen . .	143
5.5 Diskussion der vereinfachten Verfahren	147
6 Fazit und Ausblick	153
6.1 Forschungsausblick	156
A Anhang	i
A.1 Parametrierung des Differential Evolution Optimierers	i
A.2 Darstellung von Ergebnissen mittels Boxplots	vii
A.3 Kritische Betriebspunkte im Mittelspannungsnetz	viii
A.4 Weiterführende Informationen zur Analyse ausgewählter Kurzschlussströme in Kapitel 4.3	x
A.5 Aufbau des realen Verteilnetzes und Betriebsmitteldaten	xii

Abbildungsverzeichnis

1.1	Eingrenzung der Forschungsarbeit	5
2.1	Aufbau und Netzanschluss einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter	9
2.2	Netzstützende Regelung und Steuerung einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter	10
2.3	Grenzkurven für das Durchfahren von Netzfehlern für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	14
2.4	Anforderung an die vollständige dynamische Netzstützung im Mitsystem für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nach VDE-AR-N 4110	15
2.5	Anforderung an die vollständige dynamische Netzstützung im Mitsystem für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nach SDLWindV .	16
2.6	Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstrombeitrags eines Synchrongenerators bei Klemmenkurzschluss in einem Leiter bei Kurzschlusseintritt im Spannungsnulldurchgang	19
3.1	Einstrich-Netzschema des Modellnetzes MS	27
3.2	Einstrich-Netzschema des Modellnetzes HS	35
4.1	Elektrizitätsversorgungsnetz bei dreipoligem Kurzschluss an Knoten i	43
4.2	Ersatzschaltplan für Synchrongeneratoren	44
4.3	Ersatzschaltplan für Leitungen	45
4.4	Ersatzschaltplan für Transformatoren	46
4.5	Abhängigkeit des Übersetzungsverhältnisses und der Kurzschlussspannung von der Stufenschalterposition eines Transformators . .	47
4.6	EZA mit Vollumrichter nach VDE-AR-N 4110	53
4.7	Überlagerungsverfahren mit Stromquellen	56
4.8	Flussdiagramm des Überlagerungsverfahren mit Stromquellen . . .	59
4.9	Klassifizierung von Optimierungsproblemen	66

4.10	Berechnung maximaler Kurzschlussströme mittels Überlagerungsverfahren	72
4.11	Einstrich-Netzschema eines reduzierten Mittelspannungsnetzes . .	73
4.12	Konvergenz des Differential Evolution Algorithmus zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme	75
4.13	Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms an K0-HS	79
4.14	Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms an K1-MS	82
4.15	Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms an K4-MS	83
4.16	Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS bei Variation der Netzparameter	85
4.17	Zeigerdiagramm der Teilkurzschlussströme bei Kurzschluss an K1-MS - Vergleich einer Variante von Parametersatz I und II	87
4.18	Zeigerdiagramm der Teilkurzschlussströme bei Kurzschluss an K4-MS - Vergleich einer Variante von Parametersatz I und II	89
4.19	Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS bei Variation der Netzparameter	91
4.20	Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS bei Variation der EZA-Parameter	93
4.21	Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS bei Variation der EZA-Parameter	95
4.22	Genauigkeit der Optimierung mit reduziertem Variablensatz zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme im Modellnetz MS	100
4.23	Einfluss der Netzanschlusspunkte der Erzeugungsanlagen und Verbraucher auf die Höhe der maximalen Kurzschlussströme im Modellnetz MS	102
4.24	Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz HS bei Variation der Netzparameter	107
4.25	Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz HS bei Variation der EZA-Parameter	109
5.1	Flussdiagramm zur iterativen Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms I''_{kmax} - Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme	124
5.2	Flussdiagramm zur iterativen Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms - komplexe Summe der Teilkurzschlussströme	127

5.3	Abweichung maximaler Kurzschlussströme nach IEC 60909-0:2016 von den Referenzkurzschlussströmen in Netzen ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	133
5.4	Abweichung maximaler Kurzschlussströme der vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS - Variation Netzparameter	135
5.5	Abweichung maximaler Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz HS - Variation Netzparameter	136
5.6	Abweichung maximaler Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS - Variation Regelstrategie	138
5.7	Abweichung maximaler Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz HS - Variation Regelstrategie	140
5.8	Verbesserung der vereinfachten Verfahren durch detaillierte Abbildung der Blindstromstatik im Modellnetz MS	142
5.9	Verbesserung der vereinfachten Verfahren durch detaillierte Abbildung der Blindstromstatik im Modellnetz HS	143
5.10	Abweichung maximaler Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im realen Verteilnetz	146
A.1	Variation der Parameter des Differential Evolution Algorithmus - Teil I	iv
A.2	Variation der Parameter des Differential Evolution Algorithmus - Teil II	v
A.3	Variation der Parameter des Differential Evolution Algorithmus - Teil II	vi
A.4	Kenngrößen in Boxplots	vii
A.5	Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms an K2.1-MS	viii
A.6	Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms an K3.1-MS	ix
A.7	Einstrich-Netzschema des realen Hochspannungsnetzes	xiii

Tabellenverzeichnis

1.1	Aufschlüsselung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021	2
2.1	Varianten der dynamischen Netzstützung für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	21
2.2	Varianten der maximalen Kurzschlussstrombeiträge	21
3.1	Verteilung der installierten Leistung ausgewählter erneuerbarer Energien auf die Spannungsebenen in Deutschland im Jahr 2019 . . .	24
3.2	Angaben zum Wertebereich der Kurzschlussströme in 110-kV-Hochspannungsnetzen aus der Literatur	25
3.3	Häufigkeit der Bemessungsscheinleistungen von HS-/MS-Transformatoren in Verteilnetzen	25
3.4	Varianten der maximalen Netzstärke des überlagerten Hochspannungsnetzes im Modellnetz MS	28
3.5	Daten des HS-/MS-Transformators im Modellnetz MS	28
3.6	Leitungstypen im Modellnetz MS	29
3.7	Maximale Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen pro Abgang bei Verwendung verschiedener Kabeltypen	30
3.8	Leitungslängen und Leitungstypen im Modellnetz MS	30
3.9	Verteilung der Bemessungsscheinleistung der Erzeugungsanlagen und Anzahl paralleler Abgänge im Modellnetz MS je Variante . . .	31
3.10	Verteilung der Scheinleistung der Verbraucher und Anzahl paralleler Abgänge im Modellnetz MS je Variante	32
3.11	Angaben zum Wertebereich der Kurzschlussströme in Höchstspannungsnetzen aus der Literatur	32
3.12	Häufigkeit der Bemessungsscheinleistungen von HöS-/HS-Transformatoren in Verteilnetzen	33

3.13	Kurzschlussströme im überlagerten Höchstspannungsnetz und Restspannungen an den Sammelschienen des Höchstspannungsnetzes bei entkoppeltem Hochspannungsnetz	36
3.14	Varianten der maximalen dreipoligen Kurzschlussströme zur Modellierung der Netzeinspeisungen Q1 und Q2 und der Koppelimpedanz des Modellnetzes HS	36
3.15	Daten der HöS-/HS-Transformatoren im Modellnetz HS	37
3.16	Leitungstypen im Modellnetz HS	38
3.17	Leitungslängen und Leitungstypen im Modellnetz HS	38
3.18	Kumulierte Bemessungsscheinleistung der Erzeugungsanlagen und Verbraucherleistung je Mittelspannungsnetz im Modellnetz HS . .	38
3.19	Varianten der Spannungsbänder im Verteil- und Übertragungsnetz	39
4.1	Summe der auf die Unterspannungsseite des Transformators transformierten Impedanzen des überlagerten Netzes und des Transformators für verschiedene Stufenschalterpositionen	62
4.2	Variablen der Zielfunktion und zugehörige Suchbereiche für das einfache Mittelspannungsnetz	74
4.3	Varianten des Modellnetzes MS und der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter	76
4.4	Parametersätze des Modellnetzes MS	78
4.5	Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz MS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter (P-I und P-II)	85
4.6	Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz MS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter (P-I und P-III)	92
4.7	Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströme für die Auslegung von Schaltanlagen in Deutschland	98
4.8	Festlegung der Leistungsbezüge der Verbraucher V2.a, V3.a sowie der Leistungseinspeisungen der Erzeugungsanlagen PF2.a und PF3.a im stationären Betrieb vor Eintritt des Kurzschlusses	99
4.9	Parametersätze des Modellnetzes HS	104
4.10	Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz HS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter . . .	105

4.11 Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz HS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter (P-I und P-III)	108
5.1 Überblick über die vereinfachten Verfahren zur Berechnung der maximalen Kurzschlussströme	132
5.2 Genauigkeit der vereinfachten Verfahren zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme für alle untersuchten Varianten der Modellnetze MS und HS	148
A.1 Vorgeschlagene Parametrierung des Differential Evolution Algorithmus gemäß verschiedener Quellen	i
A.2 Parametrierung des Differential Evolution Algorithmus	ii
A.3 Zugrundeliegende Parametrierung des Modellnetzes MS für die im ausgewählten Zeigerdiagramm in Abbildung 4.17 dargestellten Kurzschlussströme für die Varianten des Parametersatzes I und II	x
A.4 Zugrundeliegende Parametrierung des Modellnetzes MS für die im ausgewählten Zeigerdiagramm in Abbildung 4.18 dargestellten Kurzschlussströme für die Varianten des Parametersatzes I und II	xi
A.5 Maximale Kurzschlussströme im überlagerten Höchstspannungsnetz und Restspannungen an den Sammelschienen des Höchstspannungsnetzes bei entkoppeltem Hochspannungsnetz	xiv
A.6 Daten der HöS-/HS-Transformatoren im realen Netz	xiv
A.7 Daten der HS-/MS-Transformatoren im realen Netz	xiv

Symbolverzeichnis

Abkürzungen

AC	Wechselstrom
AR	Anwendungsregel
CO ₂	Kohlendioxid
DC	Gleichstrom
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IEC	International Electrotechnical Commission
MS	Mittelspannung
NAR	Netzanschlussregel
P-I	Parametersatz I des Modellnetzes MS oder HS
P-II	Parametersatz II des Modellnetzes MS oder HS
P-III	Parametersatz III des Modellnetzes MS oder HS
PQ-Knoten	Knoten mit bekanntem Wirk- und Blindleistungsbezug bzw. bekannter Wirk- und Blindleistungseinspeisung
PV-Knoten	Knoten mit Spannungsbetragsregelung und bekannter Wirkleistungseinspeisung / bekanntem Wirkleistungsbezug
PWM	Pulsweitenmodulation
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
TC07	TransmissionCode 2007
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

Symbole

ΔI	Stromänderung nach VDE-AR-N 4110
Δt_{\max}	Maximale Zusatzspannung eines Transformators
Δu	Spannungsänderung nach VDE-AR-N 4110
Δx	Einschwingtoleranzband für die vollständige dynamische Netzstützung nach VDE-AR-N 4110
κ	Stoßfaktor nach IEC 60909-0:2016
μ	Faktor zur Berechnung des Ausschaltwechselstroms nach IEC 60909-0:2016
ε	Fehlertoleranz
φ	Winkel zwischen Spannung und Strom
Θ	Spannungswinkel
ζ_d	Zufallszahl $\in \{0, \dots, 1\}$
A	Menge aller Abgänge im Modellnetz MS
a	Abgang im Modellnetz MS
B	Suszeptanz
B_{IEC}	Strafparameter
c	Spannungsfaktor nach IEC 60909-0:2016
C'	Kapazitätsbelag
CR	Kreuzungswahrscheinlichkeit
d	Variable eines Mitglieds m einer Population
e	Fehler
F	Skalierungsfaktor
f	Frequenz
G	Leitwert
g	Generation
G'	Ableitungsbelag
h	Relative Häufigkeit

I	Strom
I_b	Ausschaltwechselstrom nach IEC 60909-0:2016
I_d	Maximal dauernd zulässiger Strom
i_p	Stoßkurzschlussstrom nach IEC 60909-0:2016
I_{th}	Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom nach IEC 60909-0:2016
I''_{sQPFj}	Quellenstrom im Ersatzschaltplan nach VDE-AR-N 4110
I''_{sXPFj}	Strom über Reaktanz X_{PFj} im Ersatzschaltplan nach VDE-AR-N 4110
K	Menge aller Netzknoten
k	Steigung der Blindstromstatik
K_G	Korrekturfaktor - Synchrongenerator nach IEC 60909-0:2016
K_{SO}	Korrekturfaktor - Kraftwerksblock ohne automatischen Stufenschalter nach IEC 60909-0:2016
K_S	Korrekturfaktor - Kraftwerksblock mit automatischem Stufenschalter nach IEC 60909-0:2016
K_T	Korrekturfaktor - Netztransformator nach IEC 60909-0:2016
L	Menge aller Leitungen
l	Leitungslänge
L'	Induktivitätsbelag
l_s	Abgangslänge
m	Mitglied einer Population
N	Anzahl
O	Betriebsmittelauslastung
o	Betriebsmittelauslastung
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
R	Resistanz
R'	Resistanzbelag
$R_{\nu OS}$	Eisenverluste

S	Scheinleistung
T	Menge aller Transformatoren
t	Übersetzungsverhältnis, Zeit
tol_{abs}	Absolute statistische Abbruchschwelle
tol_{rel}	Relative statistische Abbruchschwelle
U	Spannung
U_c	Vereinbarte Versorgungsspannung
u_k	Bezogene Kurzschlussspannung
U_n	Nennspannung
u_R	Realteil der bezogenen Kurzschlussspannung
V	Hilfsgröße zur Berechnung der Kopplung von Netzeinspeisungen
v_{zos}	Schlüssel zur Aufteilung der Resistenzen und Streureaktanzen eines Transformators auf Ober- und Unterspannungsseite
V_g	Zwischenpopulation der Generation g
W_g	Mutanten der Generation g
X	Reaktanz
X'	Reaktanzbelag
x_d''	Subtransiente Reaktanz der Längsachse eines Synchrongenerators in p.u.
X_g	Population der Generation g
Z	Impedanz

Exponenten

// Subtransiente Größe

Indizes

Δ Änderungsgröße

ν Rampenfunktion

σ Sprungfunktion

σ Streugröße

Θ	Spannungswinkel
g	Generation
i	Kurzschlussort
j	Netzknoten $j \in K$
l	Iterationsschritt
n	Netzknoten $n \in K$
0	Leerlaufgröße
10min	10-Minuten Mittelwert nach VDE-AR-N 4110
B	Blindgröße
b	Stationärer Zustand vor Eintritt des Kurzschlusses
best	Bestwert
G	(Synchron-)Generator
h	Hauptfeldgröße
it	Iterationen
k	Kurzschlussgröße
L	Leitung
max	Maximalwert
min	Minimalwert
OS	Oberspannungsseite
P	Population
PF	Erzeugungsanlage mit Vollumrichter
PFO	Ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter
Q	Netzeinspeisung
R	Resistiver Anteil einer Größe
r	Bemessungsgröße
rnd	Zufallsgröße
s	Markiert die Position einer Erzeugungsanlage

T	Transformator
t	Transformierte Größe
Ta	Totband Abszisse
To	Parallelverschiebung Ordinate
U	Spannungswert
US	Unterspannungsseite
V	Verbraucher
var	Variable
W	Wirkgröße

Mathematische Notation

$\angle X$	Winkel einer Größe
\mathbf{X}	Matrix
ΔX	Absolute Abweichung
Δx	Relative Abweichung
\underline{X}	Komplexe Größe
\vec{X}	Vektor
x	Momentanwert oder bezogene Größe

1 Einleitung

Getrieben durch die Anzeichen eines anthropogen beschleunigten Klimawandels setzte Ende des 20. Jahrhunderts weltweit ein Umdenken bezüglich der Erzeugung elektrischer Energie ein. Die Energieerzeugung vieler Staaten basierte zu diesem Zeitpunkt auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe, die beim Verbrennen neben thermischer Energie über Millionen Jahre eingelagertes CO₂ freisetzen. Es entstand ein wissenschaftlicher Konsens, dass dieses CO₂ in die Atmosphäre gelangt und durch den Treibhauseffekt den derzeitig stattfindenden Klimawandel maßgeblich beeinflusst. Er bedroht große Teile der Existenz des Menschen sowie der Pflanzen- und Tierwelt, die sich in den vergangenen Jahrtausenden unter relativ stabilen klimatischen Bedingungen entwickelt haben. In dem von vielen Ländern ratifizierten Kyoto-Protokoll wurden deshalb im Jahr 1997 erstmals Zielwerte zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen festgelegt. [1, S. 6]

Das Erneuerbare Energien Gesetz aus dem Jahr 2000 führte in Deutschland zu einem starken Ausbau erneuerbarer Energien, die eine bessere Emissionsbilanz aufweisen [2] und fortan fossile Energiequellen weitestgehend ersetzen sollen. Die Katastrophe von Fukushima im Jahre 2011 führte zudem zur Abkehr von der Energieerzeugung durch Kernspaltung. Der Bundestag hat einen Kohleausstieg bis 2038 beschlossen und Deutschland ist aus der Kernenergie ausgestiegen [3], [4]. Es besteht aktuell ein „Momentum für Klimaneutralität“, da Unternehmen, Bevölkerung und Investoren diese Entwicklung befürworten und unterstützen [5].

Im Jahr 2022 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei 46,2% [6]. Tabelle 1.1 zeigt die erneuerbaren Energien, die dazu am stärksten beitragen. In 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien 80% des Bruttostromverbrauchs erreichen [7].

In den meisten Fällen liegt die installierte Leistung einer einzelnen Erzeugungsanlage, die auf erneuerbaren Energien basiert, unterhalb der typischen installierten Leistung einer konventionellen Erzeugungsanlage. Im Gegensatz zu diesen konventionellen Erzeugungsanlagen erfolgt der Netzanschluss deshalb größtenteils im Verteilnetz [8]. Die voranschreitende Energiewende führt somit zu einem Struk-

Tabelle 1.1: Aufschlüsselung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022 in ihre jeweiligen Anteile. Auflistung der Anteile größer als 5 %, in Anlehnung an [6].

Erneuerbare Energie	Anteil in %
Windenergie an Land	39,4
Photovoltaik	23,9
Biogas	11,2
Windenergie auf See	9,9
Wasserkraft	6,9

turwandel des Elektrizitätsversorgungssystems. Der Wandel kommt auch dadurch zustande, dass viele dieser Erzeugungsanlagen teilweise oder vollständig über Umrichter mit diesen Netzen gekoppelt werden. Konventionelle Erzeugungsanlagen stellen elektrische Energie hingegen vorwiegend über direkt gekoppelte Synchrongeneratoren bereit [9, S. 723].

In Verteilnetzen kommt es durch die erneuerbaren Energien zunehmend zu bidirektionalen Leistungsflüssen und mitunter zur Rückspeisung von Energie in die Übertragungsnetze. Man spricht von sogenannten *aktiven Verteilnetzen* [10]. Die Vielzahl der installierten Erzeugungsanlagen bedingte die Einführung von Netzanschlussregeln, die das Anlagenverhalten im stationären Betrieb und bei Netzfehlern regeln. Bei Netzfehlern wird von den Erzeugungsanlagen eine sogenannte *vollständige dynamische Netzstützung* gefordert, also die Einspeisung eines zum Spannungseinbruch proportionalen zusätzlichen induktiven Blindstroms zur Stützung der Spannung [11].

Um einen zuverlässigen und sicheren Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu gewährleisten, werden Netzberechnungen in der Planungsphase und während des Betriebs durchgeführt. Die Kurzschlussstromberechnung ist fundamental wichtig, weil maximale Kurzschlussströme dimensionierend für die Betriebsmittel und Grundlage für die Bewertung der Betriebssicherheit von Schaltanlagen sind. IEC 60909-0 ist eine international bedeutende Norm für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen [12]. Sie ermöglicht die Abschätzung wichtiger Kurzschlussstromkenngrößen unter Berücksichtigung von Sicherheitsaspekten und wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien gewinnen deren Kurzschlussstrombeiträge an Bedeutung. In der vorliegenden Arbeit werden Synchron-

oder Asynchrongeneratoren betrachtet, die ihre gesamte Leistung über einen Umrichter in das Netz einspeisen und für die eine netzspeisende Regelstrategie implementiert ist [13]. In einer aktualisierten Version der Norm IEC 60909-0 wurde im Jahr 2016 die Modellierung der Kurzschlussstrombeiträge dieser Erzeugungsanlagen als konstante Stromquellen eingeführt, um das von klassischen Generatoren abweichende Kurzschlussverhalten zu berücksichtigen [14]. Die maximalen Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter liegen etwa in Höhe ihrer Bemessungsströme und sie werden zur Parametrierung dieser Stromquellen verwendet. Die Charakteristik der dynamischen Netzstützung gemäß den Netzanschlussregeln wird in dem Kurzschlussmodell nach IEC 60909-0:2016 [12] somit nicht abgebildet. Es stellt sich die Frage, ob dieses Kurzschlussmodell für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter geeignet ist oder ob detailliertere Modelle notwendig sind [15, S. 165].

1.1 Zielsetzung

Modelle und Verfahren zur Abbildung der dynamischen Netzstützung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in IEC 60909-0:2016 sind Gegenstand wissenschaftlicher Diskussion [9, S. 748ff.][16, S. 332ff.]. Diese Verfahren werden als mögliche Alternative zur Berechnung nach Norm beschrieben. Ihnen liegen folgende Annahmen zugrunde:

1. Die nach besagter Norm berechnete Spannungsverteilung wird als repräsentativ angenommen, obwohl durch die Korrekturfaktoren und die Vernachlässigung nichtmotorischer Lasten sowie Queradmittanzen sowohl die Spannungs- als auch die Stromverteilung nicht korrekt berechnet wird.
2. Die dynamische Netzstützung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter kann alleine anhand des Änderungszustands modelliert werden.
3. Die Wirkstromeinspeisung spielt bei der Berechnung von Kurzschlussströmen keine Rolle. Es muss lediglich der von den Netzanschlussregeln geforderte zusätzliche Blindstrom berücksichtigt werden.
4. Der Vorfehlerrzustand der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter beeinflusst die Kurzschlussstrombeiträge nicht und muss somit nicht mittels eines Korrekturfaktors berücksichtigt werden.

In [17] wird das Verfahren mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle nach IEC 60909-0:2016 als vorteilhaft gegenüber einer genaueren Modellierung der dynamischen Netzstützung beschrieben. Die Autoren werten, dass die Vorteile insbesondere aufgrund des reduzierten Berechnungs- und Modellierungsaufwands überwiegen. Die Auswirkung dieser vereinfachten Darstellung auf die Genauigkeit der berechneten maximalen Kurzschlussströme wird nicht untersucht.

Wie ist der Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in vereinfachten Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung abzubilden?

Die derzeitigen Vorgaben zur Kurzschlussstromberechnung bieten Anlass zur grundlegenden Untersuchung vereinfachter Verfahren in dieser Arbeit. Es wird gezeigt welche Möglichkeiten bestehen, um die dynamische Netzstützung in vereinfachten Verfahren basierend auf IEC 60909-0:2016 abzubilden. Ein Ziel der Arbeit ist zu zeigen welcher Detailgrad bei der Modellierung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter notwendig ist und wann die Abbildung der dynamischen Netzstützung empfehlenswert ist. Dies geschieht aufbauend auf einer umfassenden Analyse dieser Verfahren in ausgewählten generischen und realen Netzen. In diesem Zusammenhang wird auch die Eignung der Norm IEC 60909-0:2016 diskutiert.

Zur Überprüfung dieser Aspekte wird ein Referenzverfahren eingeführt, das als Vergleichsbasis zur Überprüfung der vereinfachten Verfahren dient. Es wird zudem bewertet, ob dieses Referenzverfahren für bestimmte Zwecke anstelle der vereinfachten Verfahren einzusetzen ist. Außerdem werden die oben aufgelisteten Annahmen überprüft. Diese erste Forschungsfrage entspricht der Schnittmenge aller drei Bereiche in Abbildung 1.1, welche die vorliegende Arbeit thematisch eingrenzt.

Wie beeinflussen dezentrale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die maximalen Kurzschlussströme in Verteilnetzen?

Neben dem Verfahren nach Norm existieren exaktere Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung, wie beispielsweise das Überlagerungsverfahren. In einer wissenschaftlichen Veröffentlichung [18], in einer Modellierungsempfehlung [19] und in einer kommerziell erhältlichen Software [20] finden sich Anwendungen dieses Verfahrens zur Abbildung der dynamischen Netzstützung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Mittels Überlagerungsverfahren werden Kurzschlussströme für einen Betriebszustand und somit nicht automatisch maximale Kurzschlussströme bestimmt [16, S. 15]. Es wird in dieser Arbeit ein Referenzverfahren vorgestellt,

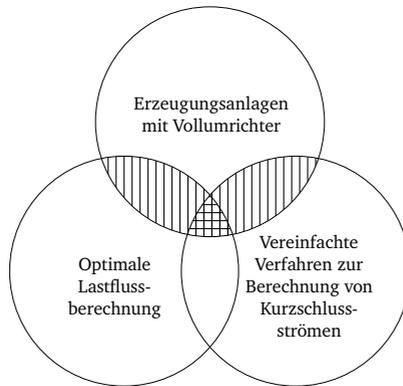


Abbildung 1.1: Eingrenzung der Forschungsarbeit im Bereich der Kurzschlussstromberechnung

das aufbauend auf dem Überlagerungsverfahren maximale Kurzschlussströme bestimmt. Dazu wird in einer Optimierung der stationäre Zustand des Netzes vor Eintritt des Kurzschlusses ermittelt, der maximale Kurzschlussströme zur Folge hat. Im Gegensatz zu dem in [21] vorgestellten Optimierungsverfahren wird dabei das Leistungsflussproblem nicht linearisiert und somit Verluste, diskrete Stufenschalterpositionen von Transformatoren und das Spannungsprofil berücksichtigt. Zudem ermöglicht das entwickelte Verfahren die Berücksichtigung des nichtlinearen Verhaltens der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in beliebigen Netzen. Es wird gezeigt wie das Referenzverfahren in gängigen Netzberechnungsprogrammen wie DIgSILENT PowerFactory [22] und frei zugänglicher Software wie pandapower [23] genutzt werden kann.

Diese zweite Forschungsfrage beschäftigt sich mit der Beeinflussung der maximalen Kurzschlussströme in Verteilnetzen durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Sie entspricht dem Schnittpunkt des linken und des oberen Bereichs in Abbildung 1.1 und sie wurde unter anderem in [24, S. 10] und [25, S. 11] aufgeworfen. Es wird deshalb anhand des Referenzverfahrens untersucht wie Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und Anschluss im Mittelspannungsnetz die Kurzschlussströme in diesem Mittelspannungsnetz und in benachbarten Netzgebieten, wie Hoch- und Mittelspannungsnetzen, beeinflussen. Außerdem wird gezeigt,

welche Betriebspunkte vor Eintritt des Kurzschlusses der Verbraucher, Erzeugungsanlagen, Transformatoren und überlagerten Netze zu maximalen Kurzschlussströmen führen. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wird zudem gezeigt, wie die Optimierung im Referenzverfahren vereinfacht werden kann.

1.2 Aufbau der Arbeit

Zunächst werden in Kapitel 2 die Grundlagen aktiver Verteilnetze erläutert. Auf die Beschreibung des Aufbaus und der Regelung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter folgt die Vorstellung relevanter Netzanschlussregeln und deren Vorgaben für das stationäre und dynamische Verhalten. Weiterhin wird Grundlegendes zu Kurzschlussströmen erläutert und im Zusammenhang mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter diskutiert.

Die für diese Arbeit entwickelten generischen Mittel- und Hochspannungsnetze samt ihrer Varianten werden in Kapitel 3 aufbauend auf einer literaturgestützten Diskussion entwickelt und beschrieben.

In Kapitel 4 wird aufbauend auf einer Beschreibung des Überlagerungsverfahrens das Optimierungsproblem hergeleitet und das Referenzverfahren zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme entwickelt. Anhand dieses Verfahrens werden maximale Kurzschlussströme in den generischen Netzen berechnet und der Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ermittelt. Darüber hinaus werden kritische Betriebspunkte ermittelt und eine Optimierung mit reduzierter Komplexität zur Anwendung des Verfahrens auf größere Netze hergeleitet. Am Ende des Kapitels werden die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst.

Die vereinfachten Verfahren werden in Kapitel 5 vorgestellt und ihre Genauigkeit in einem Vergleich mit dem Referenzverfahren für Kurzschlüsse in den generischen Netzen bestimmt. Dabei wird der nötige Detailgrad der Modellierung der dynamischen Netzstützung ermittelt und das Verfahren nach Norm IEC 60909-0:2016 bewertet. Ausgewählte Verfahren, die in gängigen Netzberechnungsprogrammen implementiert werden können, werden außerdem in einem realen Netz angewendet und verglichen. Abschließend wird eine Empfehlung zur Verwendung vereinfachter Verfahren gegeben.

Die Arbeit schließt mit einem zusammenfassenden Fazit und einem Ausblick.

2 Aktive Verteilnetze

Das historisch gewachsene Elektrizitätsversorgungssystem bildet eine Säule des Wohlstandes und dient weltweit der sicheren, zuverlässigen und ökonomischen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und des Vertriebs von elektrischer Energie. In seinen Anfängen im 19. Jahrhundert entwickelten sich zunächst lokale, städtische Elektrizitätsversorgungsnetze. Steigender Elektrizitätsbedarf und das Streben nach Wirtschaftlichkeit sowie Versorgungssicherheit führten im darauffolgenden Jahrhundert zu der elektrischen Verbindung von Städten und der Inbetriebnahme immer größerer Erzeugungsanlagen. Die elektrische Energieerzeugung basierte vorwiegend auf Kohle und ab der zweiten Hälfte des Jahrhunderts zunehmend auf Kernkraft. Für diese Erzeugungsanlagen können Standorte in elektrischer Nähe der Verbrauchszentren gefunden werden. Das Übertragungsnetz diente vorwiegend dem überregionalen Ausgleich im Störfall, beispielsweise verursacht durch den Ausfall eines Kraftwerks.

Im Laufe der Jahrzehnte änderte sich in Europa durch die Schaffung eines europäischen Verbundsystems und durch die Liberalisierung der Energieversorgung in den Neunzigerjahren die Aufgabe von Übertragungsnetzen. Elektrische Energie wird seither nicht mehr nur ortsnah, sondern unter Maximierung der ökonomischen Wohlfahrt produziert. Den Übertragungsnetzen kommt damit die Aufgabe zu, elektrische Energie auch im ungestörten Betrieb über weite Distanzen hin zu den Lastzentren zu transportieren. In Deutschland führte insbesondere das Erneuerbare Energien Gesetz aus dem Jahre 2000 und seine Novellen zu einem Anstieg der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien. Da solche Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Standorte mit hohem Ertragspotenzial gebunden sind, muss die elektrische Energie zum Teil über größere Entfernungen transportiert werden.[1, S. 1ff.][9, S. 7ff.]

Gleichzeitig wird die Energieerzeugung dezentraler, da statt konventioneller Kraftwerke hoher Anschlussleistung zunehmend Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit geringer Anschlussleistung in Betrieb genommen werden. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken können sie in Verteilnetzen angeschlos-

sen werden. In diesem Zusammenhang spricht man heutzutage von *Sammelnetzen* [26, S. 198] oder *aktiven Verteilnetzen* [10]. Diese Begriffe verdeutlichen, dass elektrische Energie nicht nur innerhalb dieser Netze verteilt wird, sondern dass lokale Erzeugungsanlagen teilweise die Leistungsbilanz ausgleichen. Durch hohe Einspeisung kann es zur sogenannten *Rückspeisung* elektrischer Energie in die Übertragungsnetze kommen. Im Zuge dieser Entwicklung wurden *Netzanschlussregeln* veröffentlicht, die das Verhalten von Erzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz festlegen [27]. Diese Vorgaben oder gegebenenfalls individualisierte Netzanschlussregeln der Verteilnetzbetreiber sind für den Betreiber einer Erzeugungsanlage bindend, sodass das Verhalten von Erzeugungsanlagen im stationären Betrieb und im Störbetrieb daraus abgeleitet werden kann.

Im folgenden Kapitel 2.1 werden der Aufbau und die Regelung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vorgestellt. Kapitel 2.2 behandelt die Netzanschlussregeln für das Verteilnetz und Kapitel 2.3 die Kurzschlussstrombeiträge von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter.

2.1 Aufbau und Regelung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

In Verteilnetzen werden häufig Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie Batteriespeicher parallel zum Elektrizitätsversorgungsnetz betrieben. Photovoltaikanlagen wandeln die Strahlungsenergie der Sonne in Halbleiterbauelementen durch den Photoeffekt in elektrische Energie [28, S. 197ff.]. Sie liefern, wie auch Batterien, einen Gleichstrom, der über einen Vollumrichter in das Netz eingespeist werden kann. Photovoltaikmodule werden in größeren Erzeugungsanlagen entweder mittels Strang- oder Zentralwechselrichter angeschlossen. Der Vollumrichter besteht in der Regel aus den Hauptkomponenten DC-/DC-Wandler, Spannungszwischenkreis und DC-/AC-Wandler. Windenergieanlagen wandeln die kinetische Energie des Windes mittels einer Turbine in Rotationsenergie und mittels eines Generators in elektrische Energie [29, S. 29]. Als Generatoren kommen Asynchron- oder Synchronmaschinen zum Einsatz. Diese Drehstromgeneratoren liefern dreiphasige Wechselströme und können somit entweder direkt und starr mit dem Elektrizitätsversorgungsnetz gekoppelt oder drehzahlvariabel als doppelt-gespeiste Asynchronmaschine oder als Generator mit Vollumrichter betrieben werden. Die ersten beiden Varianten sind nicht Bestandteil der Arbeit und werden deshalb nicht näher betrachtet. Bei Windenergieanlagen mit Vollumrichter wird ein AC-/DC-Wandler, ein Spannungs-

zwischenkreis und ein DC-/AC-Wandler verwendet. Sie ermöglichen die maximale Leistungsentnahme bei jeder Windgeschwindigkeit. Ein Umrichter wird als Vollumrichter bezeichnet, wenn er zur Übertragung der gesamten elektrischen Leistung der Erzeugungseinheit eingesetzt wird.

Abbildung 2.1 stellt den prinzipiellen Aufbau einer solchen elektrischen Erzeugungsanlage dar. Transformatoren sind zur Kopplung der Erzeugungsanlagen mit dem Mittelspannungsnetz notwendig, da typische Wechselrichter eine Ausgangsspannung unter 1 kV liefern. Sie stellen somit die Schnittstelle zum Mittelspannungsnetz oder ggf. dem Windpark- oder Photovoltaikparknetz dar, in dem mehrere Erzeugungseinheiten zusammengeführt werden. Parks mit großer Bemessungsleistung ab zirka 50 MVA [9, S. 11] werden direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossen. Die Kopplung mit dem Hochspannungsnetz wird dann mittels eines Anlagentransformators realisiert. Die Transformatoren der einzelnen Windenergieanlagen werden als Einheitentransformatoren bezeichnet.

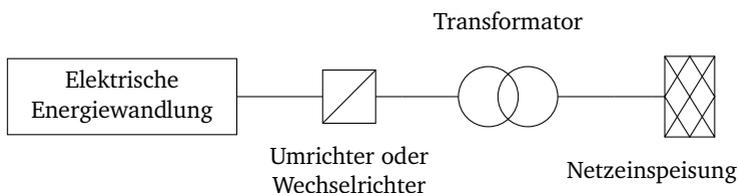


Abbildung 2.1: Aufbau und Netzanschluss einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter, in Anlehnung an [30, S. 271]

Vollumrichter benötigen eine Regelung, die dafür sorgt, dass die Erzeugungsanlage das vom Anlagen- und Netzbetreiber gewünschte Verhalten umsetzt. Die netzseitige Regelung sorgt dafür, dass die für das Netzgebiet und die betreffende Spannungsebene gültige Netzanschlussregel erfüllt wird und sich die Erzeugungsanlage somit netzkonform verhält. Abbildung 2.2 stellt das Grundprinzip dieser Regelung dar.

Es handelt sich um eine *netzstützende Umrichterregelung* [13]. Mittels dieser Regelung synchronisiert sich die Erzeugungsanlage auf die Versorgungsspannung und -frequenz. Ein Netzaufbau ist nicht möglich. Diese Regelung wirkt wie eine Stromquelle und ist heutzutage am weitesten verbreitet. Aktuell wird die *netzbildende Umrichterregelung* [13] wissenschaftlich diskutiert und ihr Einsatz wird

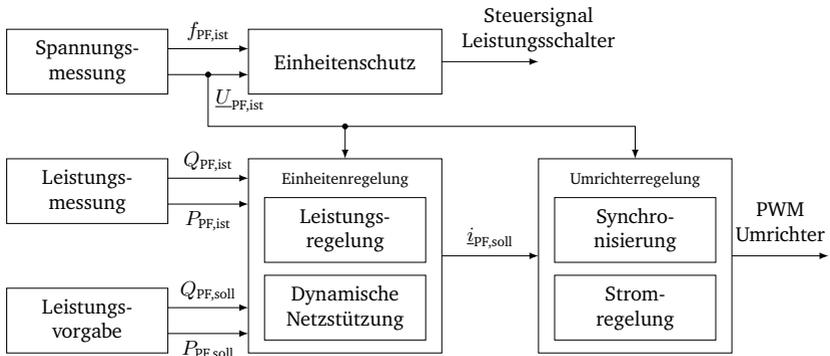


Abbildung 2.2: Netzstützende Regelung und Steuerung einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter, in Anlehnung an [30, S. 271] und [33, S. 291]

bereits in entsprechenden Abschnitten in den Netzanschlussregeln ermöglicht [31, S. 84]. Sie ist in der Lage die Spannung und Frequenz zu regeln und verhält sich wie eine Spannungsquelle mit Innenimpedanz. Der Fokus der Dissertation liegt jedoch auf der Untersuchung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und netzstützender Umrichterregelung, da diese Technologie weit verbreitet ist und in der Norm IEC 60909-0:2016 [12] zur Kurzschlussstromberechnung abgebildet wird. [32, S. 108f][31, S. 84]

Die Spannung wird sowohl intern am Stator des Generators und im Spannungszwischenkreis als auch extern an den Klemmen des netzseitigen Vollumrichters gemessen. Als Eingangsgröße der Einheitenregelung ist sie ggf. Grundlage für stationäre Blindleistungsregelungsverfahren oder für die dynamische Netzstützung im Falle eines Fehlers im Elektrizitätsversorgungsnetz. Die Umrichterregelung benötigt als Eingangsgröße die Klemmenspannung der Erzeugungsanlage. Sie dient der Netzsynchronisierung und als Referenz für die eingespeisten Ströme. Der Netz- und Einheitschutz garantiert die Sicherheit der Erzeugungsanlage sowie des Netzes und sorgt beispielsweise bei Überfrequenz oder Unterspannung für die Netztrennung, indem ein entsprechendes Steuersignal an den Leistungsschalter gesendet wird.

Die Leistungsmessung dient dem Soll-Ist-Abgleich auf Basis einer Sollwertvorgabe entweder durch einen übergeordneten Anlagenregler oder einer direkt für die Einheit hinterlegten Kennlinie. Die externen Leistungsvorgaben P_{PF} und Q_{PF} sind somit optional.¹ Der Strom $i_{PF,soll}$ ergibt sich aus dem Leistungsangebot, dem stationären Blindleistungsregelungsverfahren oder gemäß der dynamischen Netzstützung, die in den folgenden Kapiteln erläutert werden. Die Leistungsregelung beinhaltet zudem die Regelung des Energieerzeugers, also der Photovoltaikmodule oder der Windturbine. Das Maximum Power Point Tracking bei Photovoltaikanlagen oder beispielsweise die Windrichtungsnachführung und die Pitchregelung bei Windenergieanlagen sorgen dafür, dass die Erzeugungsanlagen im optimalen Betriebspunkt betrieben werden und eine Zerstörung durch Überlastung verhindert wird [29, S. 24ff.][28, S. 209].

Die unterlagerte Umrichterregelung sorgt für die Synchronisierung der Erzeugungsanlage mit dem Netz und die Ansteuerung des Vollumrichters mittels Pulsweitenmodulation (PWM). Details hierzu sind in [33, S. 290] gegeben und werden hier nicht im Detail diskutiert.

2.2 Netzanschlussregeln

Die vielen im Zuge der Energiewende angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen bedingten die Einführung von Netzanschlussregeln, die ein bundesweit einheitliches Regelwerk für den Netzanschluss von Kundenanlagen² definieren und somit den sicheren Betrieb der Stromnetze ermöglichen. Sie werden in interdisziplinären Arbeitsgruppen in Abstimmung mit europäischen Vorgaben festgelegt und regeln neben dem Netzanschluss auch den Betrieb der Erzeugungsanlagen und die Erbringung von Systemdienstleistungen. [34]

Die Netzanschlussregeln oder gegebenenfalls individualisierte technische Anschlussbedingungen des Netzbetreibers geben somit Auskunft über das Verhalten von Erzeugungsanlagen. In diesem Kapitel werden die zur Berechnung von Kurzschlussströmen maßgeblichen Vorgaben zum stationären Betrieb und zur dynamischen Netzstützung dargestellt. Die Ausführungen basieren auf der aktuell gültigen

¹Die Abkürzung PF entstammt dem Englischen und steht für *power plant with full-size converter*, also Erzeugungsanlage mit Vollumrichter.

²„Gesamtheit aller elektrischen Betriebsmittel hinter der Übergabestelle mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer.“ [11, S. 22]

Richtlinie VDE-AR-N 4110 [11] für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz.

In Vorgängern dieser Netzanschlussregel und Netzanschlussregeln für andere Spannungsebenen weichen die Vorgaben teilweise ab. Im folgenden wird auf diese Abweichungen bei der Beschreibung der VDE-AR-N 4110 hingewiesen. Zu ihren Vorgängern gehören die bdeW-Richtlinie [35] und die SDLWindV [36], die teilweise auf den TC07 [37] verweisen.³ Bei Netzanschluss in Hochspannungsnetzen ist aktuell die Netzanschlussregel VDE-AR-N 4120 anzuwenden [31].

Die aktuell gültigen Netzanschlussregeln sind mit den europäischen Vorgaben abgestimmt, die durch die Europäische Kommission im „Network Code Requirements for Generators“ [38] definiert wurden.

2.2.1 Vorgaben für das stationäre Verhalten

Erzeugungsanlagen müssen bei einer Versorgungsspannung zwischen 0,90 und 1,10 p.u. dauerhaft und zwischen 0,85 und 1,15 p.u. mindestens 60 s am Netz bleiben. Für das Hochspannungsnetz ist abweichend davon geregelt, dass die Erzeugungsanlage dauerhaft bei einer Versorgungsspannung zwischen 0,87 und 1,12 p.u. mit dem Netz verbunden bleiben muss [31]. Die Versorgungsspannung ist am Netzanschlusspunkt zu messen. Der Netzanschlusspunkt definiert den Übergabepunkt zum Netzbetreiber und befindet sich somit je nach Aufbau der Erzeugungsanlage auf der Oberspannungsseite des Einheiten- oder Anlagentransformators oder am Ende der Anschlussleitung. Generell gilt, dass Erzeugungsanlagen im Stande sein müssen Blindleistung im Bereich von $0,95_{\text{induktiv}} < \cos \varphi < 0,95_{\text{kapazitiv}}$ bereitzustellen. Darüber hinaus werden weitere Mindestanforderungen an den Blindleistungsstellbereich in Abhängigkeit der Versorgungsspannung und der Wirkleistungseinspeisung definiert, die an dieser Stelle nicht vorgestellt werden.

Die Netzanschlussregeln definieren Grenzwerte für die langsame und schnelle Spannungsänderung. Schalthandlungen, die zu schnellen Spannungsänderungen führen, werden in dieser Arbeit nicht betrachtet. Die langsame Spannungsänderung ist gemäß Gleichung 2.1 definiert und beschreibt die Differenz der Spannung an allen Knoten eines Mittelspannungsnetzes bei Berücksichtigung des Einflusses aller

³bdeW ist der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft und hat im Jahr 2008 die „Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ veröffentlicht. SDLWindV ist die Abkürzung für die „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ der Bundesregierung aus dem Jahr 2008. TC07, beziehungsweise Transmission Code 2007 definiert „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ und wurde von dem Verband der Netzbetreiber herausgegeben.

Erzeugungsanlagen im Vergleich zu den Knotenspannungen bei Vernachlässigung aller Erzeugungsanlagen. Die Bezugsspannung $U_{10\min}$ ist der zehner-Minuten-Mittelwert der Versorgungsspannung. Diese Änderung darf für keinen Betriebszustand mehr als 2 % betragen⁴:

$$\frac{U_{PF} - U_{PFO}}{U_{10\min}} \leq 2\% \quad (2.1)$$

Bei der Berechnung der langsamen Spannungsänderung gilt es zu berücksichtigen, dass HS-/MS-Transformatoren in der Regel über Stufenschalter verfügen und somit für die Versorgungsspannung an der Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk angenommen werden kann, dass diese nicht von der Einspeisung der Erzeugungsanlagen beeinflusst wird.

In der aktuell gültigen Fassung der VDE-AR-N 4120, in SDLWindV und in TC07 sind hingegen keine Vorgaben zur Begrenzung der langsamen Spannungsänderung enthalten. Wie in VDE-AR-N 4110 ist dort jedoch beschrieben, dass Blindleistungsbereitstellungsverfahren zu nutzen sind, um die Spannungsänderung zu begrenzen. Die Blindleistungsbereitstellung kann durch

- eine Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$,
- eine Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie $Q(P)$, beziehungsweise Blindleistungs-Verschiebungsfaktorkennlinie $\cos \varphi(P)$,
- einen festen Blindleistungswert Q , abgesehen vom Betrieb in gewissen Spannungsbereichen oder
- einen festen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ realisiert werden.

Für Hochspannungsnetze wird das Verfahren der Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie $Q(P)$ in der aktuell gültigen Netzanschlussregel nicht mehr vorgeschlagen.

2.2.2 Vorgaben für die dynamische Netzstützung

Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Netzanschluss im Verteilnetz müssen in der Lage sein, sich an der dynamischen Netzstützung zu beteiligen. Dazu gehört zum einen das *Durchfahren von Netzfehlern* bei starken Abweichungen der Versorgungsspannung von der vereinbarten Versorgungsspannung und zum anderen die dynamische Netzstützung durch Blindstromeinspeisung oder rasche Reduktion der Einspeisung.

⁴In der vorliegenden Arbeit werden lediglich Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter betrachtet, deshalb wird hier die Abkürzung PF verwendet. Der Index PFO kennzeichnet die Berechnungen ohne Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter.

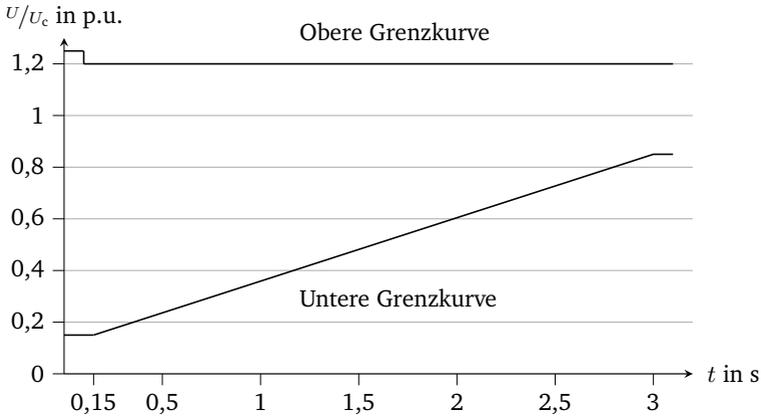


Abbildung 2.3: Grenzkurven für das Durchfahren von Netzfehlern für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit Anschluss im Mittelspannungsnetz, nach [11, S. 96]

Die obere und untere Grenzkurve in Abbildung 2.3 geben den Bereich der Versorgungsspannung U in Abhängigkeit der Zeit t für dreipolige Kurzschlüsse vor, der nicht zu einer Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz führen darf. Während der ersten 150 ms ist die Trennung der Erzeugungsanlage nicht zulässig, solange die Restspannung U mindestens 15 % der vereinbarten Versorgungsspannung U_c beträgt.

Bei weniger tiefen Spannungseinbrüchen dürfen sich Erzeugungsanlagen erst vom Netz trennen, wenn diese längere Zeit andauern. Die älteren, nicht mehr gültigen Richtlinien als auch die aktuell gültige Richtlinie für das Hochspannungsnetz sind restriktiver und fordern selbst bei satten Kurzschlüssen und einer Restspannung von 0 % am Netzanschlusspunkt in den ersten 150 ms den Verbleib der Erzeugungsanlage am Netz [31], [35], [37]. Gemäß der aktuell gültigen Richtlinie für Hochspannungsnetze kann bei Restspannungen unter 15 % auf die vollständige dynamische Netzstützung verzichtet werden [31, S. 84].

Die vollständige dynamische Netzstützung beschreibt die Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms Δi_B in Abhängigkeit der Spannungsänderung Δu am Netzan-

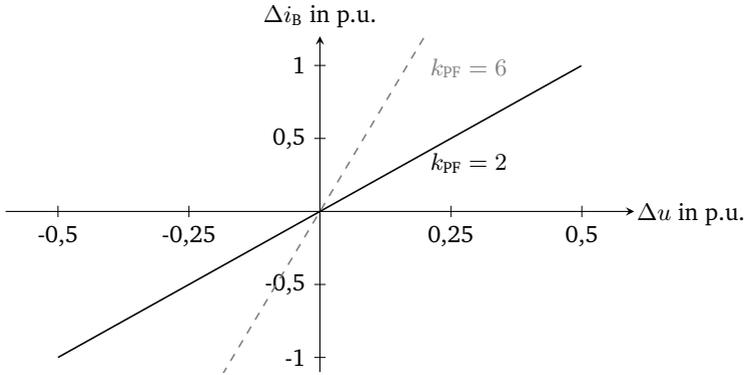


Abbildung 2.4: Anforderung an die vollständige dynamische Netzstützung im Mitsystem für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit Anschluss im Mittelspannungsnetz, nach VDE-AR-N 4110 [11, S. 98]

schlusspunkt.⁵ Die Kennlinie in Abbildung 2.4 wird als *Blindstromstatik* bezeichnet und deren Steigung ist durch den k_{PF} -Faktor vorgegeben:

$$\Delta i_B = k_{PF} \cdot \Delta u \quad (2.2)$$

Die Netzanschlussregeln VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 fordern eine Netzstützung im Mit- und Gegensystem. In dieser Arbeit werden ausschließlich symmetrische Kurzschlüsse betrachtet und somit ist lediglich die Stützung im Mitsystem von Interesse. Die Netzanschlussregeln SDLWindV, bdew-Richtlinie und TC07 fordern lediglich eine Netzstützung im Mitsystem.

Es wird empfohlen als Verstärkungsfaktor $k_{PF} = 2$ zu wählen. Der zulässige Bereich ist: $2 \leq k_{PF} \leq 6$. In VDE-AR-N 4120 wird hingegen $k_{PF} = 5$ empfohlen. Fast alle Netzanschlussregeln ermöglichen die kontinuierliche Ausführung der Kennlinie oder die Einführung eines Totbandes von $\pm 10\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung U_c . Einzig die Blindstromstatik in Abbildung 2.5 nach SDLWindV weicht von diesen Vorgaben ab. Das Totband u_{Ta} ist gemäß dieser Verordnung

⁵Normalerweise wird mittels zusätzlicher Indizes (1) und (2) gekennzeichnet, dass es sich um Mit- bzw. Gegensystemgrößen handelt. Da in dieser Arbeit ausschließlich dreipolige Kurzschlüsse betrachtet werden, wird auf diese Indizierung verzichtet.

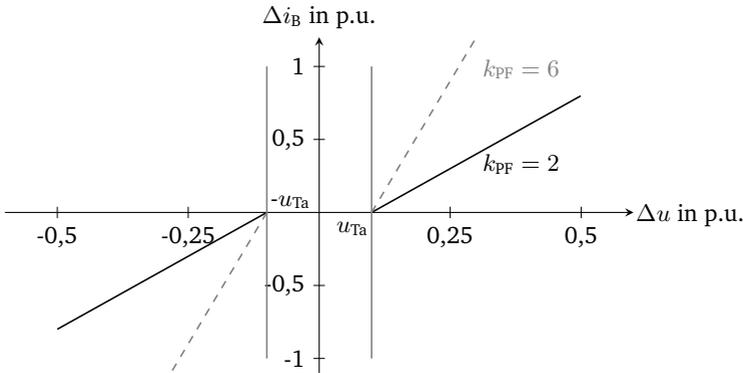


Abbildung 2.5: Anforderung an die vollständige dynamische Netzstützung im Mitsystem für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit Anschluss im Mittelspannungsnetz, nach SDLWindV [36]

obligatorisch und die Kennlinie ist stückweise linear. Sie startet im ersten Quadranten bei $\Delta u = 0,1$ p.u. und $\Delta i_B = 0,0$ p.u. und endet im dritten Quadranten bei $\Delta u = -0,1$ p.u. und $\Delta i_B = 0,0$ p.u. Die Steigung der Kennlinie ist hingegen äquivalent zu VDE-AR-N 4120.

Die Einspeisung eines Blindstroms hat Vorrang gegenüber der Wirkleistungseinspeisung, sodass der Wirkstrom zu dessen Gunsten reduziert werden muss. Die Netzanschlussregeln definieren jedoch schnellstmöglich nach Fehlerende eine Wirkstromwiederkehr. Die genauen Details sind an dieser Stelle nicht relevant.

Für die vollständige dynamische Netzstützung ist eine Anschwingzeit von 30 ms und eine Einregelzeit von 60 ms definiert. Die Anschwingzeit beschreibt die Dauer von Fehlereintritt bis zum erstmaligen Erreichen von 90 % des stationären Endwertes. Eine sprunghafte Spannungsänderung oder eine Versorgungsspannung außerhalb des Toleranzbandes markiert den Fehlereintritt. Die Einregelzeit beschreibt die Dauer bis zum Eintreten der Regelgröße in das Einschwingtoleranzband Δx um den stationären Endwert, wobei dieses Toleranzband danach nicht wieder verlassen werden darf. TC07 und die darauf verweisende bdew-Richtlinie regeln davon abweichend, dass die Anschwingzeit maximal 20 ms betragen darf, enthält aber keine Vorgaben für die Einregelzeit.

Neben der vollständigen dynamischen Netzstützung besteht die Möglichkeit der eingeschränkten dynamischen Netzstützung. Diese wird beispielsweise gefordert, wenn in dem Abgang der Erzeugungsanlage eine automatische Wiedereinschalteneinrichtung verwendet wird und dessen Effektivität durch eine vollständige dynamische Netzstützung reduziert werden würde. Erzeugungsanlagen müssen das Netz in diesem Fall nur dann mit einem Blindstrom stützen, wenn die Restspannung über 70 % liegt. Bei kleineren Restspannungen ist die Stromeinspeisung nach 60 ms auf maximal 20 % und nach 100 ms auf maximal 10 % des Bemessungsstroms zu reduzieren. Eine Trennung der Erzeugungsanlage ist nur unter den Vorgaben der Abbildung 2.3 möglich und eine Wirkstromwiederkehr nach Fehlerende verpflichtend. Diese Möglichkeit besteht nur nach VDE-AR-N 4110. Bis zum Jahr 2021 wurde bei der eingeschränkten dynamischen Netzstützung überhaupt keine Blindstromeinspeisung gefordert.

2.3 Kurzschlussstrombeiträge von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Ein Kurzschluss tritt ein, wenn es zur Überbrückung oder zum Durchschlag der Isolation zwischen mehreren Leitern mit oder ohne Erdberührung kommt. In Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung führt zudem eine Überbrückung oder ein Durchschlag der Isolation zwischen einem Leiter und Erde zu einem Kurzschluss. Sie führen zu den stärksten mechanischen und teilweise thermischen Beanspruchungen von Betriebsmitteln. Sie bedingen den Einsatz von Netzschutzsystemen, die den Kurzschluss erkennen und selektiv isolieren, sodass ein möglichst großer Teil des Netzes weiterbetrieben werden kann. Zur Konfiguration des Netzschutzes und der Erkennung von Kurzschlüssen ist in diesem Sinne die Kenntnis der minimalen Kurzschlussströme notwendig. Anhand der maximalen Kurzschlussströme, beziehungsweise des Ausschaltwechselstroms, werden wiederum die Leistungsschalter ausgelegt. [9, S. 529]

Den dreipoligen Kurzschlüssen kommen bei der Bestimmung maximaler Kurzschlussströme eine besondere Bedeutung zu, obwohl sie mit 9,6 % aller auftretenden Kurzschlüsse in Mittel- und 0,7 % aller auftretenden Kurzschlüsse in Hochspannungsnetzen eher selten sind [16, S. 3]. Ihre Bedeutung beruht darin, dass sie in den meisten Fällen zu den stärksten Beanspruchungen der Netze und Betriebsmittel führen [1, S. 398]. Aus dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' bei dreipoligem Kurzschluss können verschiedene Kurzschlussstromkenngrößen berechnet werden.

Die mechanische und thermische Belastung werden anhand des Stoßkurzschlussstroms i_p und des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} bestimmt. Der Strom zum Zeitpunkt des Öffnens eines Leistungsschalters wird als Ausschaltwechselstrom I_b bezeichnet.

Das Kurzschlussverhalten von Elektrizitätsversorgungsnetzen ist von den Kurzschlussstrombeiträgen von Synchrongeneratoren geprägt, die einen hohen induktiven Anteil aufweisen [9, S. 751]. Ein beispielhafter zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstrombeitrags $i_k(t)$ eines Synchrongenerators bei generatornahem Kurzschluss ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Es handelt sich um den Strom in einem Leiter, wobei der Kurzschluss im Spannungsnulldurchgang eintritt und der Stoßkurzschlussstrom i_p nach zirka 10 ms erreicht wird. Dies stellt den kritischsten Fall dar und führt zum höchstmöglichen Stoßkurzschlussstrom. Die Höhe des Stoßkurzschlussstroms wird außerdem von dem R/X -Verhältnis der Generatorimpedanz beeinflusst. Geringe R/X -Verhältnisse bewirken die höchsten Stoßkurzschlussströme. Weiterhin zeigt die Abbildung den abklingenden Gleichstromanteil sowie die obere und untere Einhüllende des Kurzschlussstromverlaufs. Hierbei markiert der Schnittpunkt der oberen Einhüllenden mit dem Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts den fiktiven Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' . Der Dauerkurzschlussstrom I_k , der sich nach Abschluss aller Ausgleichsvorgänge einstellen würde, ist zudem in der Grafik angedeutet.

Bei einem generatornahen Kurzschluss weist der Kurzschlussstromverlauf einen abklingenden Wechsel- und Gleichanteil auf. Im ersten Moment sind die subtransienten, dann die transienten und zum Schluss die synchronen Reaktanzen des Synchrongenerators aktiv. Man spricht in diesem Zeitbereich, in dem die Ständer-, Dämpfer- und Feldwicklung aktiv sind, von dem sogenannten *subtransienten Zustand* und sobald die Ausgleichsströme in der Dämpferwicklungen abgeklungen sind von dem sogenannten *transienten Zustand*. Die Zeitbereiche können beispielhaft wie folgt eingeteilt werden, wobei der Zeitpunkt des Übergangs von dem einen in den anderen Zeitbereich von den Typendaten des Synchrongenerators abhängt. Der subtransiente Zustand beschreibt den Zeitbereich zwischen 0,0 s und 0,5 s, der transiente den Zeitbereich zwischen 0,5 s und 2,0 s nach einer Störung [39, S. 1166]. Bei generatorfernen Kurzschlüssen bleibt der Wechselanteil im Zeitraum bis zur Kontaktöffnung des Leistungsschalters nahezu konstant. Es handelt sich um einen generatorfernen Kurzschluss, wenn der Beitrag des Generators zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom kleiner als der zweifache Bemessungsstrom ist: $I_{skG}''/I_{rG} < 2$. In einem Verteilnetz ohne lokale Erzeugungsanlagen mit Synchrongenerator oder Asynchronmaschinen ist somit davon auszugehen, dass es sich bei dem

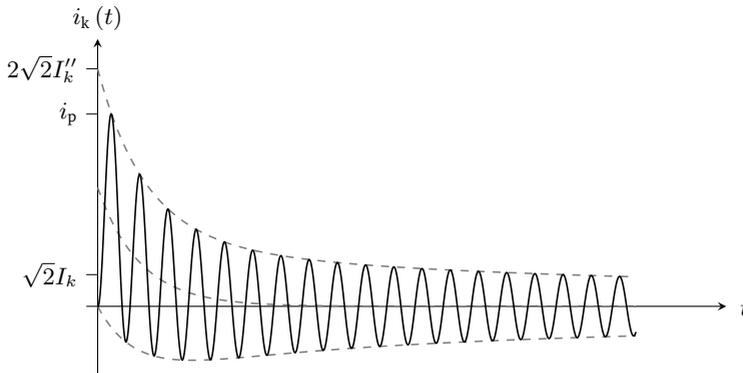


Abbildung 2.6: Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstrombeitrags eines Synchrongenerators in einem Leiter bei Klemmenkurzschluss und Kurzschluss-eintritt im Spannungsnulldurchgang. Abbildung in Anlehnung an [12, S. 18] und unter Verwendung der Bemessungsgrößen eines Synchrongenerators aus [39, S. 1215].

über den Netztransformator gespeisten Teilkurzschlussstrom um einen generatorfernen Kurzschluss handelt.

Aus Abbildung 2.6 geht hervor, dass der Kurzschlussstrom rasch abklingt. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass der zeitliche Verlauf je nach Bemessungsdaten des Generators und des Netzes abweichen kann. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die Kurzschlussströme beeinflussen. Da Synchrongeneratoren infolge eines Kurzschlusses intrinsisch einen induktiv geprägten Blindstrom einspeisen, ist insbesondere der Einfluss der vollständigen dynamischen Netzstützung von Interesse, die von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die Einspeisung eines zusätzlichen Blindstroms fordert.

Kurzschlussverhalten von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Die Anschwing- und Einregelzeiten von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter gemäß Kapitel 2.2 wurden in einer Studie untersucht [40, S. 32][41]. Dabei wurden vier Photovoltaikanlagen mit Vollumrichter geringer Leistung und vollständiger

dynamischer Netzstützung gemäß bdeW-Richtlinie für verschiedene Fehlerarten untersucht. Es zeigt sich, dass die Regelzeiten nicht unter allen Umständen eingehalten werden können. Die Anschlagzeit des Blindstroms liegt für die in der Studie untersuchten Fälle zwischen 0 ms und zirka 60 ms und die Einregelzeit zwischen 0 ms und zirka 80 ms. Nur einzelne Ausreißer liegen außerhalb dieser Bereiche.

Gemäß [9, S. 748][17][14] erreichen die Kurzschlussströme von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nach wenigen Millisekunden den stationären Endwert und weisen keinen Gleichanteil auf. Das „IEEE Power System Dynamic Performance Committee“ schreibt in einem Bericht, dass die Umrichterregelung schnell ist und innerhalb von bis zu ungefähr 30 ms agiert⁶ [42, S. 2ff.].

Für diese Arbeit ist die Berechnung maximaler Kurzschlussströme von Interesse. Zur Berechnung des Dauerkurzschlussstroms I_k und des Ausschaltwechselstroms I_b kann davon ausgegangen werden, dass der geforderte Blindstrom eingeregelt wurde. Bei der Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms und des Stoßkurzschlussstroms ist keine eindeutige Aussage möglich. Die Netzanschlussregeln fordern eine Anschlagzeit von maximal 30 ms, beziehungsweise 20 ms, begrüßen aber auch schnellere Anschlagzeiten. Die Publikationen weisen außerdem darauf hin, dass die Anschlagzeit sehr kurz sein kann. An dieser Stelle wird angenommen, dass die Blindströme den Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle stärker beeinflussen als Wirkströme. Insofern ist die Annahme einer instantanen Einregelung des Blindstroms konservativ. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird gezeigt, dass die getroffene Annahme für die betrachteten Netztypen gerechtfertigt ist.

Maximale Kurzschlussstrombeiträge $i''_{skPFmax}$ von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter liegen im Bereich zwischen dem 1 und 1,5-fachen des Bemessungsstroms [43, S. 57][9, S. 752][17].

Auf diesen Grundlagen und den im vorherigen Kapitel beschriebenen Netzanschlussregeln werden Varianten der Regelung der Erzeugungsanlagen definiert, die in dieser Arbeit untersucht werden. Diese sind in Tabelle 2.1 und 2.2 dargestellt. Die dynamische Netzstützung wird in der Ausführung der SDLWindV und VDE-AR-N 4110 modelliert. In der Blindstromstatik nach VDE-AR-N 4110 kann ein Totband berücksichtigt werden. Der k_{PF} -Faktor kann ganzzahlige Werte zwischen 0 und 5 p.u. annehmen. Mit der Blindstromstatik $k_{PF} = 0$ werden Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bezeichnet, die eine eingeschränkte dynamische Netzstützung leisten und somit keinen zusätzlichen induktiven Blindstrom zur Stützung der Spannung

⁶Diese Zeit wurde in einer Abbildung in zitatierter Quelle abgelesen.

Tabelle 2.1: Varianten der dynamischen Netzstützung für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Kennung	Netzanschlussregel	Kennung	k_{PF} -Faktor in p.u.
PF-NAR1	VDE-AR-N 4110 [11] - kontinuierlich	PF-Typ1	0
PF-NAR2	VDE-AR-N 4110 [11] - Totband $\pm 10\%$	PF-Typ2	1
PF-NAR3	SDLWindV [36]	PF-Typ3	2
		PF-Typ4	5

Tabelle 2.2: Varianten der maximalen Kurschlussstrombeiträge $i''_{skPFmax}$

Kennung	$i''_{skPFmax}$ in p.u.
PF-Imax1	1,0
PF-Imax2	1,3
PF-Imax3	1,5

einspeisen. Der Wirkstrom wird zugunsten des Blindstroms reduziert, wenn dies zur Vermeidung einer Überlastung des Vollumrichters notwendig ist.

3 Modellnetze und Betriebsmitteldaten

Ziel der Arbeit ist die Bestimmung der Einflüsse dezentraler Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die maximalen Kurzschlussströme in Verteilnetzen und die Identifizierung geeigneter vereinfachter Verfahren. Aus diesem Grund ist die Auslegung der Modellnetze von zentraler Bedeutung, um allgemeingültige Aussagen treffen zu können und den Einfluss der Netzparameter, der Netztopologie und der Parameter der Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Modellnetze werden in diesem Kapitel aufbauend auf einer literaturgestützten Diskussion hergeleitet und vorgestellt.

Tabelle 3.1 zeigt die Lage der Netzanschlusspunkte für ausgewählte erneuerbare Energien. Demnach sind in Deutschland 99,9 % der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen für solare Strahlungsenergie (überwiegend Photovoltaikanlagen) und 96,5 % der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land an die Verteilnetze angeschlossen. Photovoltaikanlagen sind überwiegend in Nieder- und Mittelspannungsnetzen und Windenergieanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen angeschlossen. Die Kennzeichnung MS/NS bedeutet, dass die Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz unmittelbar an der Ortsnetzstation angeschlossen sind. Analoges gilt für die Bezeichnungen HS/MS und HöS/HS für die Mittel- und Hochspannungsebene.

Den Untersuchungen werden aus diesem Grund zwei generische und ein reales Verteilnetz zu Grunde gelegt. Die Daten zu Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betriebsmitteln stammen aus der Studie SimBench [44], einer Umfrage unter deutschen Netzbetreibern [45], einer Dissertation [21] sowie den Datensätzen eines Verteilnetzbetreibers. Das generische ländliche Mittelspannungsnetz *Modellnetz MS* (siehe Kapitel 3.1) weist eine hohe Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen von 100 % in der Mittelspannungsebene auf. Die Durchdringung ist definiert als Verhältnis der installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen zur ggf. kumulierten Bemessungsscheinleistung der Netztransformatoren. Das *Modellnetz HS* (siehe Kapitel 3.2) repräsentiert ein generisches ländliches Hochspannungsnetz mit hoher installierter Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen von 86,7 %. In diesem

Tabelle 3.1: Verteilung der installierten Leistung ausgewählter erneuerbarer Energien auf die Spannungsebenen in Deutschland im Jahr 2019 in %, in Anlehnung an [8]

Spannungsebene	Windenergie an Land in %	Solare Strahlungsenergie in %
HöS	3,0	0,1
HöS/HS	0,5	0,0
HS	36,7	5,2
HS/MS	19,3	1,8
MS	40,3	36,3
MS/NS	0,1	3,2
NS	0,1	53,4

Netz sind die unterlagerten Mittelspannungsnetze vereinfacht modelliert und weisen einen hohen Anteil an Eigenerzeugung auf. Neben den generischen Netzen liegt den Untersuchungen ein reales ländliches Netz mit mittelhohem Anteil dezentraler Erzeugung von 41,9% zugrunde. Dessen Aufbau und Betriebsmitteldaten sind in Anhang A.5 dargestellt. In Kapitel 3.3 werden die Grenzwerte des Betriebs von Elektrizitätsversorgungsnetzen beschrieben.

3.1 Charakteristische Mittelspannungsnetze

Mittelspannungsnetze werden üblicherweise als Strahlennetze oder Ringnetze geplant. Ringnetze werden im Normalbetrieb offen betrieben, die Teilnetze verhalten sich somit elektrisch wie Strahlennetze [1, S. 85]. In Mittelspannungsnetzen sind Nennspannungen $U_n = 10 \text{ kV}$ und $U_n = 20 \text{ kV}$ üblich, wobei 20-kV-Netze am häufigsten vorkommen. Insbesondere in ländlichen Netzen, die im Vergleich zu städtischen Netzen eine geringere Lastdichte aufweisen und geografisch weiter ausgedehnt sind, ist diese Nennspannung typisch [45] [1, S. 85]. Diese Netze sind für die Untersuchungen besonders interessant, weil in ländlichen Regionen aufgrund des vorhandenen Flächenpotenzials eine hohe Durchdringung des Netzes mit dezentralen Erzeugungsanlagen möglich ist.

Das überlagerte Hochspannungsnetz versorgt die elektrischen Verbraucher im Mittelspannungsnetz mit Leistung, bzw. nimmt die im Mittelspannungsnetz erzeugte elektrische Leistung auf. Das Hochspannungsnetz wird in Deutschland mit einer Nennspannung $U_n = 110 \text{ kV}$ ausgeführt [45]. In verschiedenen Quellen sind

Tabelle 3.2: Angaben zum Wertebereich der Kurzschlussströme in 110-kV-Hochspannungsnetzen aus der Literatur

Quelle	I''_{kmin} in kA	I''_{kmax} in kA	R/x
VDE 0102 Beiblatt 3 [46, S. 45]	5,2	39,4	-
D. Heuck [1, S. 383]	-	42,0	0,10 – 0,20
B. Valov [47, S. 4]	2,6	31,5	0,07 – 0,19
CIGRE TaskForce C6.04.02 [48, S. 36]	-	26,2	0,10
K. Malekian - ländliche Netze [45, S. 282]	4,2	16,8	-
K. Malekian - städtische Netze [45, S. 282]	6,3	28,3	-

Tabelle 3.3: Häufigkeit h der Bemessungsscheinleistungen von HS-/MS-Transformatoren in Verteilnetzen gemäß einer Umfrage unter deutschen Verteilnetzbetreibern [45, S. 280]

S_{rr} in MVA	31,5	40,0	52,0	63,0
h in %	12,0	60,0	12,0	6,0

Angaben zu der Höhe der zu erwartenden Kurzschlussströme I''_k zu finden, die in Tabelle 3.2 zusammengetragen sind. Die Höhe der Kurzschlussströme bewegt sich im Bereich zwischen 2,6 und 42,0 kA. Hohe Kurzschlussströme treten an Hochspannungsknoten in der Nähe zu Schwerpunktstationen, also Einspeisungen aus dem Übertragungsnetz auf. Niedrige Kurzschlussströme sind an Ausläufern des Hochspannungsnetzes in größerer elektrischer Entfernung zu der Einspeisung aus dem Höchstspannungsnetz zu erwarten. Die Höhe der Kurzschlussströme skaliert zudem mit der Lastdichte [45, S. 282].

Die Umspannwerke werden mittelspannungsseitig mit Einfach- oder Doppelsammelschienen ausgeführt. Im Falle von Doppelsammelschienensystemen ist die Querkupplung im Normalbetrieb geöffnet und die Mittelspannungsnetze werden somit einseitig gespeist [1]. Die Häufigkeiten h der Bemessungsscheinleistungen S_{T} der in solchen Umspannwerken eingesetzten Transformatoren sind in Tabelle 3.3 dargestellt.

Gemäß [45, S. 280] und [44, S. 64] beträgt die Anzahl paralleler Abgänge sieben beziehungsweise zwischen acht und 14, wobei die Anzahl der Abgänge in ländlichen

Netzen eher geringer ist. Die mittlere Abgangslänge beträgt laut [45, S. 280] in ländlichen Netzen bis zu 15 km. Es sind jedoch Abgangslängen bis zu 22,3 km möglich [44, S. 64]. Die Ausdehnung ländlicher Netze beträgt laut [49, S. 27] zwischen 10 und 30 km. Im Jahr 2013 betrug der Verkabelungsgrad in deutschen Mittelspannungsnetzen bereits 78,8 % [50, S. 9]. Insbesondere in Städten werden Kabel aufgrund des mangelnden Platzangebots bevorzugt eingesetzt. Da durch die Verwendung von Kabeln das Landschaftsbild außerdem weniger beeinflusst wird als durch Freileitungen, nimmt der Verkabelungsgrad über die Jahre stetig zu. In ländlichen Regionen ist der Verkabelungsgrad geringer, jedoch werden auch hier zunehmend Kabel eingesetzt [1, S. 85]. Insbesondere der Anschluss von Erzeugungsanlagen erfolgt überwiegend in Kabelsträngen. Zur Gewährung der Versorgungszuverlässigkeit können zwei Mittelspannungsnetze mit zwei Transformatoren parallel betrieben werden, wobei diese zu maximal 50 % belastet werden. Im (n-1)-Fall kann somit ein Transformator die Versorgung beider Netze übernehmen [44, S. 69] [45, S. 281]. Der Leistungsfaktor der Verbraucher im Mittelspannungsnetz liegt im Bereich $\cos \varphi = 0,85_{\text{ind}}$ (Industriekunden) bis $\cos \varphi = 0,98_{\text{ind}}$ (vorzugsweise Haushaltskunden) [48, S. 37]. Die kumulierte Erzeugungsleistung kann in Mittelspannungsnetzen 100 % der Transformator-Bemessungsscheinleistung oder mehr betragen (vgl. reales Verteilnetz in Anhang A.5).

Modellnetz MS

Das Modellnetz MS in Abbildung 3.1 stellt ein typisches 20-kV-Mittelspannungsnetz in stark vereinfachter Form dar. Alle dargestellten Sammelschienen liegen im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers. Kurzschlussströme in internen Netzen, wie zum Beispiel dem eines Windparks, werden in dieser Arbeit nicht berechnet. Das Mittelspannungsnetz hat $N_A + 1$ Abgänge. N_A ist die Anzahl paralleler Abgänge a im rechten Teil der Abbildung.

Am Umspannwerk befindet sich ein möglicher Netzanschlusspunkt für dezentrale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter PF1 und Verbraucher V1. Die Abgänge auf der rechten Seite stellen weitere mögliche Netzanschlusspunkte für Erzeugungsanlagen und Verbraucher dar. Diese Abgänge sind nach folgendem Schema nummeriert: $A = \{a \in \mathbb{N}^+ \mid a \leq N_A\}$. Auf der linken Seite befindet sich ein weiterer Abgang ohne Erzeugungsanlagen. Er ist durch eine lange Leitung und einen Verbraucher mit geringer Bezugsleistung an dessen Ende gekennzeichnet.

Die Netz- und Betriebsmitteldaten werden im Folgenden vorgestellt. Dabei werden verschiedene Werte für die Netzstärke des überlagerten Netzes I_k'' , den Transfor-

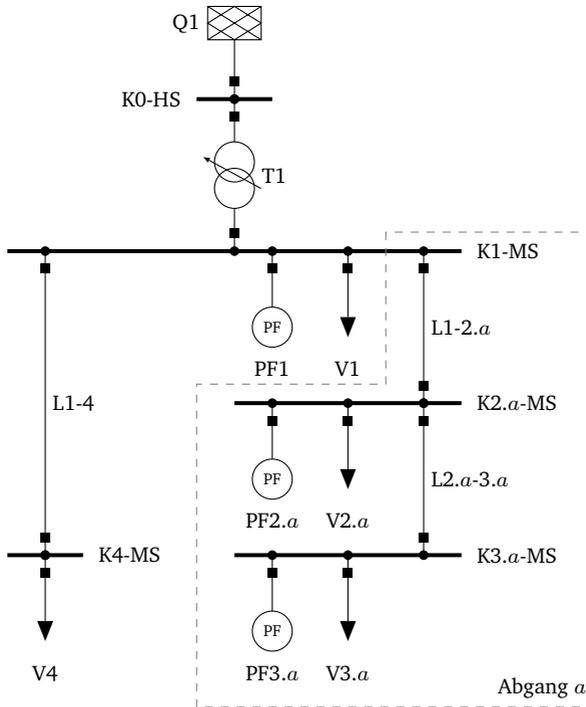


Abbildung 3.1: Einstrich-Netzschema des Modellnetzes MS

matortyp sowie die Verteilung der Anschlusspunkte der Verbraucher und Erzeuger vorgestellt. Somit können in den Untersuchungen Betriebsmittel und Netzkonfigurationen, die einen entscheidenden Einfluss auf die Kurzschlussströme haben, variiert und eine Vielzahl realer Verteilnetze repräsentiert werden.

Das Mittelspannungsnetz wird von dem überlagerten Netz Q1 über den Transformator T1 gespeist. Tabelle 3.4 stellt die gewählten Ausführungen des Hochspannungsnetzes dar. Zur Abbildung verschiedener Netzstärken wird I_k'' variiert. Das Verhältnis R/X wird zu 0,1 angenommen.

Tabelle 3.4: Varianten der maximalen Netzstärke des überlagerten Hochspannungsnetzes im Modellnetz MS

Kennung	I_k'' in kA	R/X
Q-Typ1	5,0	0,1
Q-Typ2	15,0	0,1
Q-Typ3	35,0	0,1

Tabelle 3.5: Daten des HS-/MS-Transformators im Modellnetz MS

Kennung	S_{rT} in MVA	U_{rTOS} in kV	U_{rTUS} in kV	N_s	Δt_{max} in %	u_{kr} in %	u_{kmin} in %	u_{kmax} in %	u_{Rr} in %
T-Typ1	31,5	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,7	10,5	13,1	0,4
T-Typ2	31,5	105,0	22,3	27	$\pm 18,0$	13,5	12,1	15,3	0,6
T-Typ3	40,0	110,0	22,0	19	$\pm 18,0$	12,5	11,7	13,6	0,3

Es werden Transformatoren mit einer Bemessungsleistung $S_{rT} = 31,5$ MVA und $S_{rT} = 40$ MVA für die Untersuchung ausgewählt, da sie laut Tabelle 3.3 72 % der in Mittelspannungsnetzen vorhandenen Transformatoren repräsentieren. Die Daten der Transformatoren sind in Tabelle 3.5 dargestellt. Wichtige Kenndaten, die sich auf die Kurzschlussstromberechnung auswirken, sind die Bemessungsspannungen U_{rTUS} und U_{rTOS} , die Anzahl der Stufenschalterpositionen N_s , die maximale Zusatzspannung durch eine von der Nullstellung abweichende Stufenschalterposition Δt_{max} , die bezogene Bemessungskurzschlussspannung u_{kr} , der Realteil der bezogenen Bemessungskurzschlussspannung u_{Rr} sowie der Minimal- und Maximalwert der bezogenen Kurzschlussspannung u_{kmin} und u_{kmax} . Die Daten stammen zum einen aus einem realen Verteilnetz und zum anderen aus [21]. Für Leistungsflussberechnungen sind außerdem die Bemessungsleerlaufverluste p_{0r} und der Bemessungsleerlaufstrom i_{0r} relevant. Basierend auf [51, S. 95] wird $p_{0r} = 0,07\%$ und $i_{0r} = 0,5\%$ für alle Transformatortypen angenommen.

Typische Leitungstypen der in Mittelspannungsnetzen eingesetzten Freileitungen und Kabel sind in Tabelle 3.6 aufgeführt. Die Leitungstypen sind durch den Resistenzbelag R'_L , den Reaktanzbelag X'_L , den Kapazitätsbelag C'_L , den Ableitungsbelag G'_L und den maximal dauernd zulässigen Strom I_d definiert. Der Ableitwiderstand kann bei Untersuchungen des Strom-Spannungsverhaltens im Bereich der Netznennfre-

Tabelle 3.6: Leitungstypen im Modellnetz MS

Kennung	Typ	R'_L in $\Omega \text{ km}^{-1}$	X'_L in $\Omega \text{ km}^{-1}$	C'_L in $\mu\text{F km}^{-1}$	I_d in kA
L-Typ1	NA2XS(F)2Y 3 x 1 x 300 mm ²	0,105	0,110	0,329	0,472
L-Typ2	94-AL1/15-ST1A 20 kV	0,306	0,355	0,010	0,350
L-Typ3	NA2XS(F)2Y 3 x 1 x 185 mm ²	0,169	0,118	0,273	0,361
L-Typ4	48-AL1/8-ST1A 20 kV	0,595	0,377	0,010	0,210

quenz vernachlässigt werden und somit wird der Ableitungsbelag $G'_L = 0$ gesetzt. Die Leitungsdaten stammen aus [23].

Mit der Kenntnis der Leitungsdaten kann die maximal anschließbare Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen nach bdew-Richtlinie [35, S. 15], beziehungsweise nach VDE-AR-N 4110 [11, S. 44] berechnet werden. Maßgebend ist die Vorgabe zur langsamen Spannungsänderung nach Kapitel 2.2. Dabei wird angenommen, dass durch die Spannungsregelung des HS-/MS-Transformators eine konstante Spannung am Umspannwerk bereitgestellt wird.

Die Spannungserhöhung wird mittels einer Näherungsformel aus [35, S. 75] berechnet. Gleichung 3.1 resultiert aus einer Umformung dieser Näherungsformel zur Berechnung der Spannungserhöhung für die Einspeisung induktiver Blindleistung. Ziel ist die Ermittlung der kritischen Bemessungsscheinleistung S_{rPF} , die in keinem Betriebspunkt im Bereich von $0,95_{\text{kap}} < \cos \varphi_{PF} < 0,95_{\text{ind}}$ eine mehr als zweiprozentige Erhöhung der Spannung bewirkt. Die Wirkleistungseinspeisung und die Einspeisung induktiver Blindleistung führen im Allgemeinen zu einer Erhöhung der Spannung und sind somit die kritischsten Fälle. Die Spannungserhöhung ist weiterhin von dem Widerstand R_s und der Reaktanz X_s der Leitungen bis zum Umspannwerk sowie der Nennspannung des Mittelspannungsnetzes U_n abhängig.

$$S_{rPF} = \frac{2\% \cdot U_n^2}{R_s \cdot \cos |\varphi_{PF}| + X_s \cdot \sin |\varphi_{PF}|} \quad (3.1)$$

Zur Berechnung der Spannungsänderung pro Strang wird die Summenwirkung der in diesem Strang angeschlossenen Erzeugungsanlagen berücksichtigt. In den Untersuchungen werden zwei Netzvarianten hinsichtlich des Netzanschlusspunkts unterschieden. Zum einen der Anschluss der Erzeugungsanlagen in elektrischer Nähe des Umspannwerks, wobei Erzeugungsanlagen und Verbraucher am Umspannwerk und in den Abgängen in 10 km Entfernung angeschlossen werden. Zum anderen in

Tabelle 3.7: Maximal anschließbare Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen $S_{\text{rPF,max}}$ pro Abgang bei Verwendung der Kabeltypen aus Tabelle 3.6. Angaben gemäß Vorgaben zur langsamen Spannungsänderung in [11], [35] und in Abhängigkeit des Abstands l_s des Netzanschlusspunkts vom Umspannwerk.

Leitungstyp	l_s in km	$S_{\text{rPF,max-10km}}$ in MVA	Leitungstyp	l_s in km	$S_{\text{rPF,max-20km}}$ in MVA
L-Typ1	10,0	6,2	L-Typ1	20,0	3,1
L-Typ2	10,0	2,0	L-Typ2	20,0	1,0
L-Typ3	10,0	4,1	L-Typ3	20,0	2,0
L-Typ4	10,0	1,2	L-Typ4	20,0	0,6

Tabelle 3.8: Leitungslängen und Leitungstypen im Modellnetz MS

Leitung	l in km	Leitungstyp
L1-4	20,0	L-Typ2 oder L-Typ4
L1-2.a	10,0	L-Typ1 oder L-Typ3
L2.a-3.a	10,0	L-Typ1 oder L-Typ3

möglichst großer Entfernung, wobei Netzanschlusspunkte am Umspannwerk und in 20 km Entfernung zur Verfügung stehen. Die Abgangslängen im Modellnetz MS betragen entsprechend $l_s = 10$ km, beziehungsweise $l_s = 20$ km. Die Nennspannung des Netzes beträgt $U_n = 20$ kV, der Widerstand des Strangs wird unter Annahme einer homogenen Leitung mit $R'_s \cdot l_s$ berechnet, die Reaktanz mit $X'_s \cdot l_s$. Die maximal anschließbaren Leistungen pro Abgang unter dieser Annahme sind in Tabelle 3.7 dargestellt.

Aufgrund der Linearität der Gleichung 3.1 unterscheiden sich die Werte bei einem Abstand vom Umspannwerk von $l_s = 10$ km und $l_s = 20$ km in Tabelle 3.7 um den Faktor zwei. Die maximalen Anschlussleistungen pro Abgang für die Freileitungstypen L-Typ2 und L-Typ4 sind so gering, dass diese für die Leitungsabschnitte L1-2.a und L2.a-3.a mit Erzeugungsanlagen nicht berücksichtigt werden. Tabelle 3.8 gibt Auskunft über die Leitungslängen l und die verwendeten Leitungstypen im Modellnetz MS.

Tabelle 3.9: Verteilung der Bemessungsscheinleistung S_{rPF} der Erzeugungsanlagen und Anzahl N_A paralleler Abgänge im Modellnetz MS je Variante

Kennung	$S_{rPF2.a}$ in MVA	$S_{rPF3.a}$ in MVA	N_A	S_{rPF1} in MVA
PF-Pos1	0,0	$S_{rPF,max-20km}$	8	$S_{rT} - N_A \cdot S_{rPF3.a}$
PF-Pos2	$S_{rPF,max-10km}$	0,0	2	$S_{rT} - N_A \cdot S_{rPF2.a}$
PF-Pos3	0,0	0,0	8	0,0
PF-Pos4	0,0	0,0	2	0,0

Es werden entsprechend Tabelle 3.9 vier Varianten zur Verteilung der Erzeugungsanlagen und Gestaltung der Netze unterschieden. In Variante PF-Pos1 werden die Erzeugungsanlagen so weit wie möglich vom Umspannwerk entfernt und in PF-Pos2 in der Nähe des Umspannwerks angeschlossen. Varianten PF-Pos3 und PF-Pos4 weisen keine Erzeugungsanlagen auf. Die Anzahl der Abgänge N_A beträgt acht, beziehungsweise zwei. Die kumulierte Bemessungsscheinleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen in den ersten beiden Varianten entspricht der Transformator-Bemessungsscheinleistung S_{rT} . Die Anschlussleistungen je Erzeugungsanlage sind konform zu typischen Werten [26, S. 113]. In Variante PF-Pos2 sind die dezentralen Erzeugungsanlagen überwiegend an Sammelschiene K1-MS angeschlossen. Entsprechend den Ausführungen in [26] handelt es sich in diesem Fall um mehrere parallel betriebene Erzeugungsanlagen.

Die Verteilung der Verbraucher wird entsprechend Tabelle 3.10 für die Varianten PF-Pos1, PF-Pos2, PF-Pos3 und PF-Pos4 angepasst. Die kumulierte Verbraucherleistung S_V beträgt 50 % der Transformator-Bemessungsscheinleistung S_{rT} . In Variante PF-Pos2 sind in etwa 83 % der Verbraucher am Umspannwerk und der Rest am Ende des 10 km langen Abgangs angeschlossen. In Variante PF-Pos1 befinden sich 66 % der Verbraucher im 20 km langen Abgang. Somit wird auch für die Verbraucher eine zentrale und dezentrale Verteilung berücksichtigt. Über den Strang L1-4 wird der Knoten K4-MS mit geringer Bezugsleistung versorgt. Gemäß [45] ist eine Bemessungsscheinleistung S_{rT} von 400 kVA bei Verteilnetztransformatoren üblich. Auf dieser Grundlage wird an diesem Netzknoten ein Verbraucher der entsprechenden Leistung S_{V4} angenommen.

Tabelle 3.10: Verteilung der Scheinleistung S_V der Verbraucher und Anzahl N_A paralleler Abgänge im Modellnetz MS je Variante

Kennung	$S_{V2.a}$ in MVA	$S_{V3.a}$ in MVA	S_{V4} in MVA	N_A	S_{V1} in MVA
PF-Pos1	0,0	$\frac{S_{rT}}{12 \cdot 2}$	0,4	8	$0,5 \cdot S_{rT} - S_{V4} - N_A \cdot S_{V3.a}$
PF-Pos2	$\frac{S_{rT}}{12 \cdot 2}$	0,0	0,4	2	$0,5 \cdot S_{rT} - S_{V4} - N_A \cdot S_{V2.a}$
PF-Pos3	0,0	$\frac{S_{rT}}{12 \cdot 2}$	0,4	8	$0,5 \cdot S_{rT} - S_{V4} - N_A \cdot S_{V3.a}$
PF-Pos4	$\frac{S_{rT}}{12 \cdot 2}$	0,0	0,4	2	$0,5 \cdot S_{rT} - S_{V4} - N_A \cdot S_{V2.a}$

3.2 Charakteristische Hochspannungsnetze

Hochspannungsnetze werden in Deutschland üblicherweise vermascht bei einer Nennspannung von $U_n = 110$ kV betrieben. Sie werden in der Regel aus dem Höchstspannungsnetz gespeist, welches eine Nennspannung von 220 kV oder 380 kV aufweist. Heutzutage hat sich die Spannungsebene 380 kV durchgesetzt, sodass die Nennspannung 220 kV nur noch in älteren Netzgebieten vorzufinden ist [1, S. 86]. Die Angaben in der Literatur zu Kurzschlussströmen im Übertragungsnetz sind in Tabelle 3.11 zusammengetragen. Die Höhe der Kurzschlussströme beträgt demnach zwischen 10,5 und 80,0 kA. Zu den Phasenwinkeln der Kurzschlussströme werden in diesen und weiteren gesichteten Quellen keine konkreten und allgemeingültigen Aussagen getroffen. Aufgrund des geringen R/x -Verhältnisses der Leitungen im Übertragungsnetz kann jedoch von $R/x < 0,1$ ausgegangen werden.

Tabelle 3.11: Angaben zum Wertebereich der Kurzschlussströme in Höchstspannungsnetzen aus der Literatur

Quelle	U_n in kV	I''_{kmin} in kA	I''_{kmax} in kA	R/x
VDE 0102 Beiblatt 3 [46, S. 45]	380,0	10,6	76,0	-
D. Heuck [1, S. 383]	380,0	-	80,0	-
VDE 0102 Beiblatt 3 [46, S. 45]	220,0	10,5	78,7	-
D. Heuck [1, S. 383]	220,0	-	63,0	-

Tabelle 3.12: Häufigkeit h der Bemessungsscheinleistungen von HöS-/HS-Transformatoren in Verteilnetzen gemäß einer Umfrage unter deutschen Verteilnetzbetreibern [45, S. 280]

S_{RT} in MVA	h in %
200,0	17,0
250,0	36,0
300,0	32,0
400,0	10,0

Städtische Hochspannungsnetze sind teilweise nur mit einem Einspeisepunkt aus dem Höchstspannungsnetz verbunden, ländliche Hochspannungsnetze hingegen üblicherweise mit mehreren [44, S.60]. Durchschnittlich liegen drei Einspeisepunkte vor [45]. In den Schwerpunktstationen, also den Umspannwerken zwischen Höchst- und Hochspannungsebene, werden verschiedene Sammelschienenkonfigurationen verwendet. Grundlegende Bauformen sind Einfach- und Doppelsammelschienen sowie Schaltanlagen mit $1^{1/2}$ -Leistungsschaltern oder Ringschaltung. Zur Erhöhung der Flexibilität im Netzbetrieb werden Doppelsammelschienen mit Umgehungschienen ausgeführt, oder Dreifachsammelschienen für eine schnelle Auftrennung im Fehlerfall eingesetzt [9, S. 389]. Im Gegensatz zu Verteilstationen, also den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene, sind die Querkupplungen im Normalbetrieb üblicherweise geschlossen.

Die Häufigkeit h der Bemessungsscheinleistungen S_{RT} der Transformatoren in den Schwerpunktstationen ist in Tabelle 3.12 dargestellt. Es werden Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren verwendet. Die dritte Wicklung dient entweder als Leistungswicklung oder als Ausgleichswicklung zur Herstellung eines belastbaren Sternpunkts [9, S. 231].

Leitungslängen in ländlichen Regionen betragen typischerweise 20 und maximal 40 km [45, S. 282]. Die geografische Distanz zwischen Schwerpunktstationen beträgt in etwa 50 bis 70 km [45, S. 282] und die geographische Ausdehnung des Netzes in etwa 100 bis 200 km [49, S. 27]. In Hochspannungsnetzen waren im Jahr 2013 lediglich 9 % der Leitungen als Kabel ausgeführt [50, S. 9], die restlichen als Freileitungen. In ländlichen Netzen ist der Anteil an Freileitungen höher [44, S. 22].

Die kumulierte maximale Verbraucherlast in Hochspannungsnetzen beträgt bis zu 70 % der Summe der Bemessungsscheinleistungen der Transformatoren in den Schwerpunktstationen [45, S. 282]. Die Netze werden (n-1)-sicher ausgelegt. Die kumulierte installierte Leistung von Erzeugungsanlagen beträgt laut [45, S. 282] bis zu 110 % der summierten Transformator-Bemessungsscheinleistung. Dies ist möglich, wenn der Netzbetreiber ein Einspeisemanagement für diese Erzeugungsanlagen vorsieht und somit die Einspeiseleistung entsprechend begrenzt werden kann [45, S. 282]. Außerdem wird das Hochspannungsnetz für Erzeugungsanlagen in der Regel nicht (n-1)-sicher ausgelegt [52, K. 6.6].

Modellnetz HS

Das Modellnetz in Abbildung 3.2 repräsentiert ein generisches 110-kV-Hochspannungsnetz. Das Hochspannungsnetz wird über zwei Schwerpunktstationen gespeist, weist eine Masche im linken und einen Abgang im rechten Teil der Grafik auf. Die Einspeisungen aus dem Höchstspannungsnetz sind über die Leitungen im mittleren, unteren Teil der Grafik gekoppelt. Verteilstationen und unterlagerte Mittelspannungsnetze sind in der Grafik vereinfacht dargestellt. Die Hochspannungssammelschiene ist in der Grafik dargestellt, es wird jedoch nicht unterschieden, um welche Art von Sammelschienensystem es sich handelt. Hochspannungsseitig wird eine geschlossene Querkupplung im Falle von Doppel- und Dreifachsammelschienen angenommen. Mittelspannungsseitig wird eine geöffnete Querkupplung angenommen, sodass sich entsprechende unterlagerte Mittelspannungsnetze elektrisch äquivalent zu solchen mit Einfachsammelschiene verhalten. Im abgebildeten Netz ist die Schalterstellung berücksichtigt, sodass nur die gekoppelten und somit für die Kurzschlussströme relevanten Betriebsmittel des Netzes dargestellt sind. Offene Verbindungen zu anderen Betriebsmitteln der Schaltanlage sind nicht dargestellt, weil lediglich der Normal-Schaltzustand betrachtet wird.

Die Netz- und Betriebsmitteldaten werden im Folgenden vorgestellt. Dabei werden verschiedene Werte für die Netzstärke des überlagerten Netzes I_k'' sowie für den Transformatortyp vorgestellt. Dadurch können in den Untersuchungen Betriebsmittel und Netzkonfigurationen, welche die Kurzschlussströme beeinflussen, variiert werden.

Das Hochspannungsnetz wird aus dem überlagerten Höchstspannungsnetz gespeist, das durch die Netzeinspeisungen Q1 und Q2 und die Kopplungsimpedanz Z_1 modelliert ist. Die Impedanz Z_1 bildet die elektrische Kopplung zwischen diesen Netzeinspeisungen nach, deren Wert nachfolgend bestimmt wird. Zur Abbildung

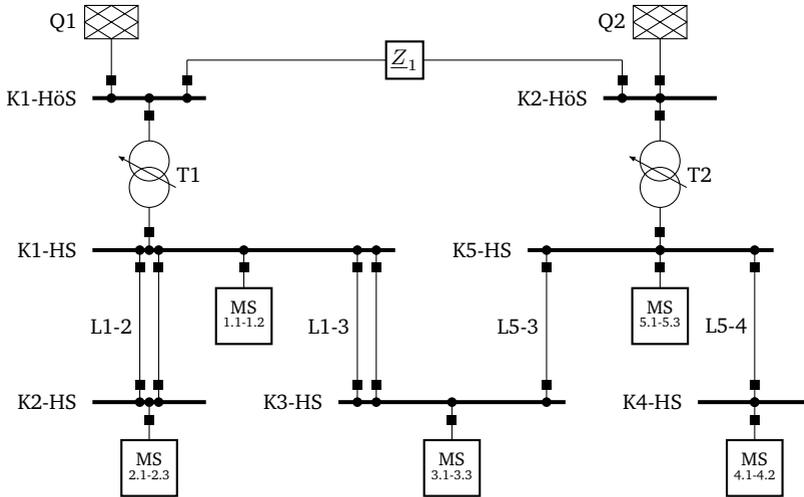


Abbildung 3.2: Einstrich-Netzschema des Modellnetzes HS

verschiedener Netzstärken werden die maximalen Kurzschlussströme im Höchstspannungsnetz I''_{kmax} variiert. Das Verhältnis R/X des Höchstspannungsnetzes wird zu 0,0 angenommen. Die Kopplungsimpedanz hängt von den in Tabelle 3.13 beschriebenen Kennwerten ab. Dies ist zum einen der maximale dreipolige Kurzschlussstrom I''_k , das Verhältnis R/X sowie die Restspannungen $u_{K1-HöS}$ und $u_{K2-HöS}$ an den Höchstspannungsknoten bei dreipoligem Kurzschluss an einem dieser Knoten. Diese Kennwerte werden im ursprünglichen, nicht vereinfachten Höchstspannungsnetz ermittelt, wobei das Hochspannungsnetz entkoppelt ist.

Die Ersatzschaltung wird anhand der Gleichungen 3.2 bis 3.7 aus den Kenngrößen in Tabelle 3.13 berechnet. Darin beschreibt c den Spannungskorrekturfaktor gemäß Norm IEC 60909-0 [12] und V eine Hilfsgröße. Es resultieren die Konfigurationen der Netzeinspeisungen I''_{kQ1} und I''_{kQ2} sowie die Koppelimpedanz Z_1 in Tabelle 3.14.

$$V = \frac{u_{K2-HöS}(FK1-HöS)}{c - u_{K2-HöS}(FK1-HöS)} \quad (3.2)$$

$$X_{Q1} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I''_{kK1-HöS}} \cdot \frac{I''_{kK1-HöS} \cdot (1 + V)^2 - I''_{kK2-HöS}}{I''_{kK1-HöS} \cdot (1 + V)^2 - I''_{kK2-HöS} \cdot (1 + V)} \quad (3.3)$$

Tabelle 3.13: Kurzschlussströme im überlagerten Höchstspannungsnetz und Restspannungen u_{K1-H6S} und u_{K2-H6S} an den Sammelschienen des Höchstspannungsnetzes bei entkoppeltem Hochspannungsnetz

Kennung	Kurzschlussort	I''_k in kA	R/X	u_{K1-H6S} in p.u.	u_{K2-H6S} in p.u.
Q-Typ1	K1-H6S	20,0	0,0	0,0	0,8
	K2-H6S	20,0	0,0	0,8	0,0
Q-Typ2	K1-H6S	60,0	0,0	0,0	0,8
	K2-H6S	60,0	0,0	0,8	0,0

$$X_{Q2} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I''_{kK2-H6S}} \cdot \frac{I''_{kK1-H6S} \cdot (1 + V)^2 - I''_{kK2-H6S}}{I''_{kK1-H6S} \cdot V \cdot (1 + V)} \quad (3.4)$$

$$\underline{Z}_1 = jX_{Q2} \cdot V \quad (3.5)$$

$$I''_{kQ1} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot X_{Q1}} \quad (3.6)$$

$$I''_{kQ2} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot X_{Q2}} \quad (3.7)$$

Die Netzeinspeisung Q1 ist Referenzknoten und übernimmt als *Bilanzknoten* den Verlustausgleich. Die Netzeinspeisung Q2 wird als *PV-Knoten* modelliert [53]. Am Bilanzknoten sind somit Spannung und Spannungswinkel und am *PV-Knoten* Spannung und Wirkleistung vorgegeben.¹ Die Netzeinspeisung Q2 beteiligt sich gemäß Gleichung 3.8 anteilig an der Wirkleistungsbilanzierung des Netzes. Die

Tabelle 3.14: Varianten der maximalen dreipoligen Kurzschlussströme zur Modellierung der Netzeinspeisungen Q1 und Q2 nach [12, S. 23] und der Koppelimpedanz \underline{Z}_1 des Modellnetzes HS

Kennung	I''_{kQ1} in kA	I''_{kQ2} in kA	\underline{Z}_1 in Ω
Q-Typ1	15,7	15,7	40,953
Q-Typ2	47,1	47,1	13,651

¹Weitere Informationen zur Leistungsflussberechnung sind in Kapitel 4.1.1 gegeben.

Tabelle 3.15: Daten der HöS-/HS-Transformatoren im Modellnetz HS

Kennung	S_{rT} in MVA	U_{rTOS} in kV	U_{rTUS} in kV	N_s	Δt_{\max} in %	u_{kr} in %	u_{kmin} in %	u_{kmax} in %	u_{Rr} in %
T-Typ1	300,0	380,0	110,0	27	$\pm 15,0$	20,0	19,8	20,6	0,3
T-Typ2	300,0	400,0	120,0	27	$\pm 16,3$	19,4	18,2	21,2	0,3

Wirkleistungsbilanz des Netzes ist definiert als Differenz des Wirkleistungsbezugs der Verbraucher P_V und der Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen P_{PF} .

$$P_{Q2} = \frac{S_{rT2}}{S_{rT1} + S_{rT2}} \cdot \left(\sum P_V - \sum P_{PF} \right) \quad (3.8)$$

Den Untersuchungen werden zwei Transformatortypen mit der Bemessungsscheinleistung $S_{rT} = 300$ MVA zugrunde gelegt. Laut Tabelle 3.12 repräsentieren diese 32% der HöS-/HS-Transformatoren. Die Bemessungsspannungen U_{rTOS} und U_{rTUS} , die Anzahl der Stufenschalterpositionen N_s , die maximale Zusatzspannung durch eine von der Nullstellung abweichende Stufenschalterposition Δt_{\max} , die bezogene Bemessungskurzschlussspannung u_{kr} , der Realteil der bezogenen Bemessungskurzschlussspannung u_{Rr} sowie der Minimal- und Maximalwert der bezogenen Kurzschlussspannung u_{kmin} und u_{kmax} sind in Tabelle 3.15 dargestellt. Die Daten stammen zum einen aus einem realen Verteilnetz und zum anderen aus [21]. Die bezogene Bemessungskurzschlussspannung u_{kr} bewegt sich in dem typischen Wertebereich gemäß [51, S. 95]. Den Transformatoren T1 und T2 wird je Variante der gleiche Transformatortyp zugewiesen. Für Leistungsflussberechnungen sind außerdem die Bemessungsleerlaufverluste p_{or} und der Bemessungsleerlaufstrom i_{or} relevant. Basierend auf [51, S. 95] wird $p_{or} = 0,04\%$ und $i_{or} = 0,04\%$ für alle Transformatortypen angenommen.

Tabelle 3.16 zeigt Kennwerte eines typischen Freileitungstyps in Hochspannungsnetzen [51, S. 41] [45, S. 282]. Der Leitungstyp ist durch den Resistanzbelag R'_L , den Reaktanzbelag X'_L , den Kapazitätsbelag C'_L , den Ableitungsbelag G'_L und den maximal dauernd zulässigen Strom I_d definiert. Tabelle 3.17 gibt Auskunft über die Leitungslängen l und die verwendeten Leitungstypen im Modellnetz HS. Der Ableitwiderstand kann bei Untersuchungen des Strom-Spannungsverhaltens im Bereich der Netznennfrequenz vernachlässigt werden und somit wird der Ableitungsbelag $G'_L = 0$ gesetzt. Die Leitungsdaten stammen aus realen Netzdaten und [23].

Tabelle 3.16: Leitungstypen im Modellnetz HS

Kennung	Typ	R'_L	X'_L	C'_L	I_d
		in $\Omega \text{ km}^{-1}$	in $\Omega \text{ km}^{-1}$	in $\mu\text{F km}^{-1}$	in kA
L-Typ1	243-AL1/39-ST1A 110 kV	0,120	0,393	0,009	0,645

Tabelle 3.17: Leitungslängen und Leitungstypen im Modellnetz HS

Leitung	l in km	Leitungstyp
L1-2, L1-3	35,0	L-Typ1
L5-3	20,0	L-Typ1
L3-4	10,0	L-Typ1

Tabelle 3.18: Kumulierte Bemessungsscheinleistung der Erzeugungsanlagen und Verbraucherleistung je Mittelspannungsnetz im Modellnetz HS

Kennung	S_V in MVA	S_{PF} in MVA
PF-Pos1	20,0	40,0
PF-Pos2	20,0	0,0

Die unterlagerten Mittelspannungsnetze werden im vorliegenden Netz aggregiert modelliert. Grundsätzlich entsprechen sie den Mittelspannungsnetzen in Kapitel 3.1, jedoch besteht das Mittelspannungsnetz aus einer einzigen Sammelschiene und alle Verbraucher und Erzeugungsanlagen sind an diese aggregiert. Die Aggregation ist in Kapitel 4.3.4 beschrieben. Die Kopplung der Mittelspannungsnetze mit dem Hochspannungsnetz erfolgt jeweils in den Verteilstationen mittels Transformatoren des Typs T-Typ3 mit $S_{T} = 40 \text{ MVA}$ aus Tabelle 3.5 in Kapitel 3.1. Für den Anschluss der Erzeugungsanlagen werden zwei Varianten unterschieden, die in Tabelle 3.18 dargestellt sind. In PF-Pos2 werden keine Erzeugungsanlagen berücksichtigt, wohingegen die Bemessungsscheinleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen in Variante PF-Pos1 100 % der Transformator-Bemessungsscheinleistung beträgt.

3.3 Netzbetrieb

Netzbetreiber garantieren den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen innerhalb eines Spannungsbandes, sodass ein fehlerfreier Betrieb von Anlagen und Geräten möglich ist. Für die Netze in dieser Arbeit werden zwei Ausgestaltungen des zulässigen Spannungsbandes unterschieden. Die Spannungsbänder sind in Tabelle 3.19 spezifiziert.

Das Spannungsband DU-Typ2 orientiert sich an der Norm für Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Sie definiert eine Abweichung der Spannung von $\pm 10\%$ der Nennspannung als dauerhaft zulässig [54]. Für das Höchstspannungsnetz werden zudem die Vorgaben in den Planungsgrundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes für den (n-1)-Fall berücksichtigt [55, S. 34].

Das Spannungsband DU-Typ1 bildet hingegen auch für die Mittel- und Hochspannungsebene ein realistischeres Spannungsband für den Betrieb von Verteilnetzen ab. Für Höchstspannungsebene werden wiederum die Planungsgrundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes für den (n-1)-Fall zugrunde gelegt [55, S. 34]. In der Hochspannungsebene werden jedoch wie in der Praxis üblich etwas höhere Spannungen zugelassen, um einen verlustoptimalen Betrieb der Netze zu ermöglichen. Das Spannungsband in der Mittelspannungsebene wird üblicherweise stärker eingeschränkt. Der Grund liegt darin, dass das Spannungsband von $\pm 10\%$ in Mittel- und Niederspannungsnetzen eingehalten werden muss. Sofern keine regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden, sind Mittel- und Niederspannungsnetze starr gekoppelt und das Spannungsband ist somit auf diese beiden Netzebenen aufzuteilen (vgl. [56, S. 27]).

Tabelle 3.19: Varianten der Spannungsbänder im Verteil- und Übertragungsnetz

Kennung	Spannungsband MS in p.u.	Spannungsband HS in p.u.	Spannungsband HöS in p.u.
DU-Typ1	(0,975 - 1,050)	(0,909 - 1,118)	(1,000 - 1,105)
DU-Typ2	(0,900 - 1,100)	(0,900 - 1,100)	(1,000 - 1,105)

4 Bestimmung maximaler Kurzschlussströme mit dem Überlagerungsverfahren

Ziel dieses Kapitels ist die Beantwortung der Forschungsfrage nach dem Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die maximalen Kurzschlussströme im Verteilnetz. Zu diesem Zweck werden deren Einflüsse im Modellnetz MS und HS quantifiziert. Dabei werden externe Einflussfaktoren wie die Netztopologie und der Netzbetrieb sowie interne Einflussfaktoren wie die Auslegung und Regelung der Erzeugungsanlage mit Vollumrichter variiert. Die Erkenntnisse dieses Kapitels sind für Netzbetreiber von Interesse, die Netze in örtlicher und elektrischer Nähe zu ihrem Netz als aggregierte Ersatznetze nachbilden. Aus der Forschungsfrage werden folgende Thesen abgeleitet:

1. Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter beeinflussen maßgeblich die Kurzschlussströme im aufnehmenden Mittelspannungsnetz.
2. Eine hohe installierte Leistung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in unterlagerten Mittelspannungsnetzen führt zu einer signifikanten Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme in Hochspannungsnetzen.
3. Selbst eine hohe installierte Leistung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in benachbarten Mittelspannungsnetzen führt nicht zu einer signifikanten Erhöhung der Kurzschlussströme in einem Mittelspannungsnetz.
4. Je näher sich der Netzanschlusspunkt von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter am Umspannwerk befindet, desto stärker beeinflussen diese die Höhe der Kurzschlussströme.
5. Der kritische stationäre Betrieb von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter, der zu maximalen Kurzschlussströmen führt, kann allgemein angegeben werden.
6. Der Netzanschluss dezentraler Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter führt in der Regel nicht zu einer unzulässigen Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme.

In der Norm IEC 60909-0:2016 [12, S. 35] zur Berechnung von Kurzschlussströmen ist definiert, dass Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vernachlässigt werden können, wenn ihre Kurzschlussstrombeiträge 5 % des Kurzschlussstroms ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nicht übersteigen. Die Überprüfung der Thesen 1, 2 und 3 erfolgt anhand dieses Kriteriums.

Kapitel 4.1 behandelt die Theorie des Überlagerungsverfahrens zur Bestimmung exakter Kurzschlussströme und insbesondere die Modellierung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in diesem Verfahren. Mittels des Überlagerungsverfahrens können Kurzschlussströme für definierte stationäre Betriebspunkte vor Eintritt eines Kurzschlusses berechnet werden. In Kapitel 4.2 wird ein Verfahren zur Ermittlung der maximalen Kurzschlussströme eingeführt. Dieses Verfahren dient der Überprüfung der Thesen und gleichzeitig als *Referenzverfahren* für die Überprüfung vereinfachter Verfahren in Kapitel 5. Kapitel 4.3 und 4.4 behandeln die maximalen Kurzschlussströme in Mittel- und Hochspannungsnetzen und widmen sich der Untersuchung der genannten Thesen. In Kapitel 4.5 werden die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst.

4.1 Berechnung von Kurzschlussströmen

Das Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle gemäß Norm IEC 60909-0:2016 [12] ist eines der wichtigsten Verfahren zur Berechnung von Kurzschlussströmen [14]. Dieses Verfahren wird in Kapitel 5.1 vorgestellt und bietet den Vorteil, dass ohne Kenntnis des stationären Betriebs des betreffenden Netzes die minimalen oder maximalen Kurzschlussströme berechnet werden können. Das Verfahren und insbesondere die darin verwendeten Korrekturfaktoren beruhen auf detaillierten Untersuchungen, die mit dem Überlagerungsverfahren und dynamischen Simulationen ermittelt wurden. Mit besagter Norm werden die tatsächlich auftretenden Kurzschlussströme lediglich angenähert.

Es existieren diverse Verfahren zur Berechnung der Kurzschlussströme ausgehend von dem stationären Betrieb des Netzes. Dynamische Simulationen ermöglichen die Berechnung des zeitlichen Verlaufs des Kurzschlussstroms. Sie weisen einen hohen Modellierungs- und Berechnungsaufwand auf [16, S. 16]. Das Überlagerungsverfahren ist ein stationäres Verfahren und bietet aufgrund einer verkürzten Rechenzeit den Vorteil Kurzschlussströme in großen Netzen und an vielen Netzknoten berechnen zu können. Mittels des Überlagerungsverfahrens wird direkt der sogenannte Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' berechnet. Kenngrößen des

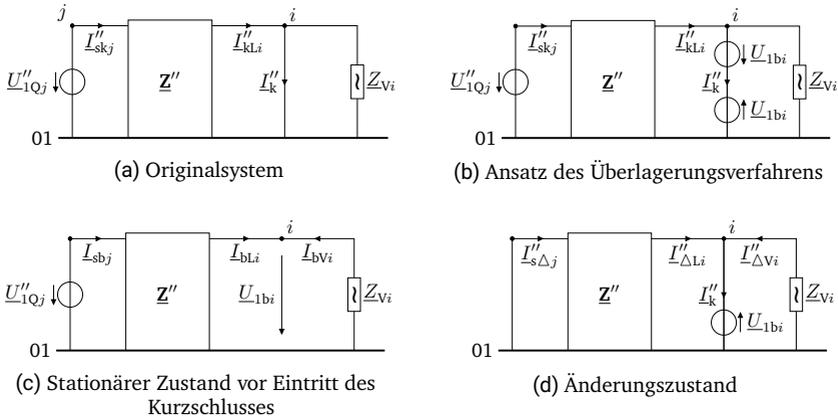


Abbildung 4.1: Elektrizitätsversorgungsnetz bei dreipoligem Kurzschluss an Knoten i . Darstellung des Überlagerungsverfahrens in den Teilbildern b-d, in Anlehnung an [16, S. 37].

zeitlichen Verlaufs werden durch Faktoren abgeschätzt [19, S. 17ff.][12, S. 49ff.]. Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{k} wird im Folgenden vereinfacht als Kurzschlussstrom bezeichnet.

Abbildung 4.1a zeigt das Mitsystem eines Netzes bei dreipoligem Kurzschluss an Knoten i . Die Knoten j der aktiven Betriebsmittel wie zum Beispiel Generatoren und ihre internen Spannungsquellen U''_{1Qj} sind auf der linken Seite dargestellt. Die Menge der Netzknoten K wird mit $j \in K$ und $n \in K$ indiziert. Die Verwendung des Indexes n wird an späterer Stelle aufgegriffen. Die aktiven Betriebsmittel sind mit dem passiven Netz gekoppelt, welches durch die Impedanzmatrix Z'' modelliert ist. Auf der rechten Seite ist die Ersatzimpedanz der Verbraucher Z_{Vi} an Knoten i dargestellt. Der Mitsystem-Strom I''_{ki} entspricht dem Kurzschlussstrom I''_k an der Kurzschlussstelle.

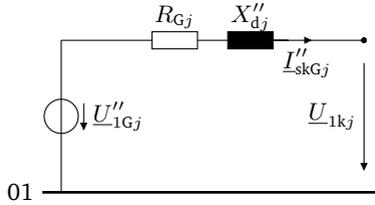


Abbildung 4.2: Ersatzschaltplan für Synchrongeneratoren im Mitsystem mit subtransienter Reaktanz X''_{dj} und Ständerwiderstand R_{Gj} während des Kurzschlusses, in Anlehnung an [9, S. 165]

Die Impedanz \underline{Z}_{Vi} ergibt sich aus dem Quotienten der quadrierten Spannung \underline{U}_{bi} vor Eintritt des Kurzschlusses und der bezogenen Scheinleistung \underline{S}_{Vi} :

$$\underline{Z}_{Vi} = \frac{U_{bi}^2}{\underline{S}_{Vi}^*} \quad (4.1)$$

Das dynamische Verhalten von Synchrongeneratoren ist, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, unmittelbar nach Eintritt des Kurzschlusses nicht von den synchronen Reaktanzen, sondern von den kleineren subtransienten Reaktanzen geprägt. Abbildung 4.2 zeigt den Ersatzschaltplan eines Vollpol-Synchrongenerators und die elektrischen Größen während der subtransienten Phase des Kurzschlusses. Die Quellenspannung \underline{U}''_{1Gj} hängt von der Klemmenspannung \underline{U}_{1bj} und dem Strom \underline{I}_{sbj} vor Eintritt des Kurzschlusses sowie von der subtransienten Reaktanz X''_{dj} und dem Ständerwiderstand R_{Gj} ab:

$$\underline{U}''_{1Gj} = \underline{U}_{1bj} + \underline{I}_{sbGj} \cdot (R_{Gj} + jX''_{dj}) \quad (4.2)$$

Da die Quellenspannung bei Kurzschlusseintritt zunächst konstant bleibt, ist sie während des Kurzschlusses als treibende Spannung wirksam [9, S. 544]. Der Index s kennzeichnet, dass es sich um den Strom direkt an der Erzeugungseinheit handelt.

Für Netzeinspeisungen wird basierend auf dem Kurzschlussverhalten von Synchrongeneratoren ein sogenanntes *Impedanzverhalten* angenommen. Diese Annahme liegt in der Tatsache begründet, dass viele konventionelle Kraftwerke im Netz betrieben werden, welche elektrische Energie mittels Synchrongeneratoren bereitstellen. Sie liefern hohe Kurzschlussströme und können entsprechend den

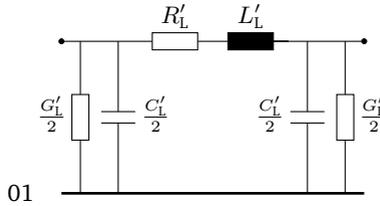


Abbildung 4.3: Ersatzschaltplan für Leitungen im Mitsystem, in Anlehnung an [1, S. 220]

vorherigen Ausführungen als Impedanz modelliert werden. Nach Gleichung 4.3 ist zur Bestimmung der Impedanz \underline{Z}''_{Qj} der Netzeinspeisung die Kenntnis der Netzennspannung U_{nQj} und des dreipoligen maximalen Kurzschlussstroms \underline{I}''_{kQj} nötig. Im Gegensatz zur Synchronmaschine tritt während des Kurzschlusses kein Übergang von subtransienter zu synchroner Reaktanz auf. Es wird ein generatorferner Kurzschluss mit zeitlich konstantem Wechselstromanteil unterstellt.

$$\underline{Z}''_{Qj} = \frac{c \cdot U_{nQj}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}''_{kQj}} = \frac{c \cdot U_{nQj}}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}''_{kQj}} \cdot e^{+j \arctan \frac{X_{Qj}}{R_{Qj}}} \quad (4.3)$$

Leitungen werden mittels π -Ersatzschaltplan gemäß Abbildung 4.3 abgebildet, weil dadurch im Vergleich zum T-Ersatzschaltplan der innere Knoten entfällt [9, S. 309]. Sie weisen im subtransienten, transienten und stationären Betrieb das gleiche Verhalten auf. Die elektrischen Parameter sind auf die Länge l der Leitung bezogen und werden als Leitungsbeläge bezeichnet.

Transformatoren werden entsprechend Abbildung 4.4 modelliert. Die Elemente ergeben sich gemäß den Gleichungen 4.4 bis 4.10 aus den Transformator-Bemessungsdaten. R_{OS} , R_{US} , $X_{\sigma OS}$ und $X_{\sigma US}$ sind die Resistenzen und Streureaktanzen auf der Ober- und Unterspannungsseite. Die Resistanz $R_{\nu OS}$ modelliert die Eisenverluste und X_{hOS} die Hauptfeldreaktanz. Die Resistenzen und Streureaktanzen werden mit dem Schlüssel v_{zOS} auf die Ober- und Unterspannungsseite aufgeteilt.

$$R_{\nu OS} = \frac{100 \%}{p_{0r}} \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{S_{rT}} \quad (4.4)$$

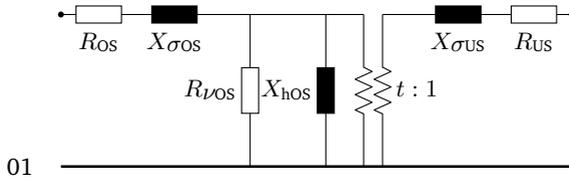


Abbildung 4.4: Ersatzschaltplan für Transformatoren im Mitsystem, in Anlehnung an [9, S. 226]

$$X_{hOS} = \sqrt{\left(\frac{100\%}{i_{0r}}\right)^2 - \left(\frac{100\%}{p_{0r}}\right)^2} \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{S_{rT}} \quad (4.5)$$

$$v_{zOS} = \frac{x_{\sigma OS}}{x_{\sigma US} + x_{\sigma OS}} = \frac{r_{OS}}{r_{US} + r_{OS}} \quad (4.6)$$

$$X_{\sigma OS} = \sqrt{\left(\frac{u_{kr}}{100\%}\right)^2 - \left(\frac{u_{Rr}}{100\%}\right)^2} \cdot v_{zOS} \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{S_{rT}} \quad (4.7)$$

$$X_{\sigma US} = \sqrt{\left(\frac{u_{kr}}{100\%}\right)^2 - \left(\frac{u_{Rr}}{100\%}\right)^2} \cdot (1 - v_{zOS}) \cdot \frac{U_{rTUS}^2}{S_{rT}} \quad (4.8)$$

$$R_{OS} = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot v_{zOS} \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{S_{rT}} \quad (4.9)$$

$$R_{US} = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot (1 - v_{zOS}) \cdot \frac{U_{rTUS}^2}{S_{rT}} \quad (4.10)$$

Zur Spannungsregelung durch Transformatoren werden sogenannte *Stufenschalter* installiert. Für Transformatoren in Schwerpunkt- oder Verteilstationen werden diese in der Regel überspannungsseitig verbaut und regeln die Spannung an der Unterspannungsseite. Abbildung 4.5 beschreibt die Abhängigkeiten des Übersetzungsverhältnisses t und der Kurzschlussspannung u_k von der Stufenschalterposition $s \in [1, \dots, N_s]$. Das minimale und maximale Übersetzungsverhältnis t_{\min} und t_{\max} kann anhand der maximalen Zusatzspannung Δt_{\max} bestimmt werden:

$$t_{\min} = t_r \cdot \left(1 - \frac{|\Delta t_{\max}|}{100\%}\right) \quad (4.11)$$

$$t_{\max} = t_r \cdot \left(1 + \frac{|\Delta t_{\max}|}{100\%}\right) \quad (4.12)$$

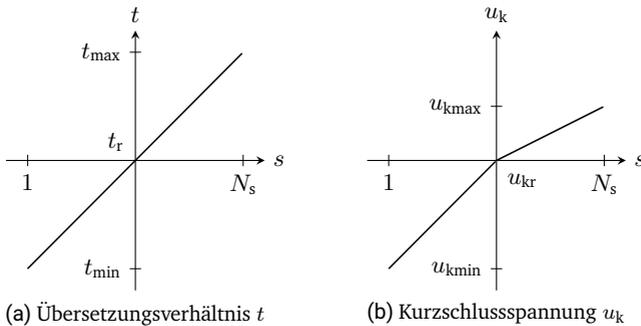


Abbildung 4.5: Abhängigkeit des Übersetzungsverhältnisses t und der Kurzschlussleistung u_k von der Stufenschalterposition s eines Transformators, in Anlehnung an [21, S. 15]

Die minimale und maximale Kurzschlussleistung u_{kmin} und u_{kmax} sind von den Herstellern anzugeben. Die diskrete Stufenschaltung wird in den Berechnungen berücksichtigt. Die diskreten Werte einer Stufenschalterposition werden aus den Kennlinien abgelesen. Weitere Informationen zum Aufbau der Stufenschalter sind in [9, S. 241ff.] und [57, S. 549ff.] gegeben.

Der Kurzschlussstrom I_k'' in Abbildung 4.1a kann beispielsweise mit dem *Überlagerungsverfahren*, dem *Knotenadmittanzverfahren* oder dem *Maschenimpedanzverfahren* berechnet werden [16, S. 33]. Es gilt zu beachten, dass es sich bei den Spannungsquellen auf der linken Seite der Grafik um interne Spannungen handelt. Die direkte Berechnung mittels Knotenadmittanzverfahren oder Maschenimpedanzverfahren ist somit nicht möglich, weil besagte Spannungen im Allgemeinen nicht bekannt sind und durch eine Leistungsflussberechnung des stationären Betriebs ermittelt werden müssen. Da diese zwei Verfahren somit keine Vorteile bieten, wird in dieser Arbeit das Überlagerungsverfahren zur Bestimmung der Kurzschlussströme verwendet. Es bietet weitere Vorteile, die nachfolgend beschrieben werden.

4.1.1 Überlagerungsverfahren

Das Prinzip des Überlagerungsverfahrens wird anhand von Abbildung 4.1 beschrieben. Das System aus Abbildung 4.1b wird gebildet, indem zwei entgegengerichtete Spannungsquellen des gleichen Betrags im Kurzschlusspfad des Systems 4.1a eingeführt werden. Die Spannungsquellen werden so gewählt, dass sie der Spannung am Kurzschlussknoten vor Eintritt des Kurzschlusses \underline{U}_{b_i} entsprechen. Beide Systeme aus Abbildung 4.1a und 4.1b sind äquivalent, da sich die eingeführten Spannungsquellen aufheben. Dieses System kann mit dem sogenannten *Überlagerungssatz* in das System in Abbildung 4.1c und 4.1d überführt werden. Ersteres stellt den stationären Betrieb vor Eintritt des Kurzschlusses und zweiteres den sogenannten *Änderungszustand* dar. Das Überlagerungsverfahren basiert somit auf dem Überlagerungssatz, der auch als Superpositionsprinzip nach Helmholtz bekannt ist [58, S. 63]. Dieser besagt, dass in einem System mit mehreren Spannungsquellen die Spannungs- und Stromverteilung berechnet werden kann, indem nacheinander alle bis auf eine Spannungsquelle kurzgeschlossen werden, die Spannungs- und Stromverteilung der Teilsysteme berechnet werden und schließlich die Spannungs- und Stromverteilungen der Teilsysteme überlagert, also knoten-, bzw. zweigweise aufsummiert werden. Die Berechnung der Strom- und Spannungsverteilung des Netzes in Abbildung 4.1 erfolgt in drei Schritten [16, S. 36].

Schritt 1: Bestimmung der stationären Größen vor Eintritt des Kurzschlusses

Der stationäre Betrieb des Netzes in Abbildung 4.1c vor Eintritt des Kurzschlusses wird durch eine Leistungsflussberechnung bestimmt.¹ Der stationäre Zustand wird mit dem Index b gekennzeichnet. Das Elektrizitätsversorgungsnetz wird durch die Graphentheorie als ein Netzwerk mit Knoten und Kanten beschrieben. Die Knoten sind die Sammelschienen des Netzes. An diesen Punkten können beispielsweise Verbraucher oder Erzeugungsanlagen angeschlossen werden. Verbraucherknotten werden üblicherweise als *PQ-Knoten* modelliert, da in der Regel sowohl die aufgenommene Wirkleistung P als auch die aufgenommene Blindleistung Q bekannt sind bzw. geschätzt werden können. Im vorliegenden Fall wird angenommen, dass sich

¹Das System 4.1c wird gebildet, indem die Spannungsquelle an der Kurzschlussstelle durch den Spannungspfeil \underline{U}_{1b_i} ersetzt wird. Diese Umformung ist zulässig und äquivalent, wenn die Spannungsquelle an der Kurzschlussstelle wie gefordert mit der Spannung \underline{U}_{1b_i} vor Eintritt des Kurzschlusses an der Kurzschlussstelle betrieben wird, denn in diesem Fall ist der Pfad stromlos.

die Last symmetrisch auf die drei Leiter verteilt. In dieser Arbeit werden Verbraucher ausschließlich als Impedanzen modelliert. Erzeugungsanlagen werden als *PV-Knoten* modelliert, da sie die Wirkleistung P nach Marktergebnis am Strommarkt liefern und die Spannung U an ihrem Netzanschlusspunkt regeln.² Ausnahmen bilden dezentrale Erzeugungsanlagen, welche sich entsprechend den Netzanschlussregeln wie PQ-Knoten verhalten und ggf. eine $Q(P)$ - oder $Q(U)$ -Kennlinie hinterlegt haben. In jedem Netz wird ein Knoten als sogenannter *Bilanzknoten* modelliert. Dieser ist Referenzknoten und an ihm werden die Spannungswinkelreferenz Θ und der Spannungsbetrag U festlegt.

Die Knoten sind über die Kanten miteinander verbunden, welche in Elektrizitätsversorgungsnetzen Vierpole wie Leitungen und Transformatoren sind. Das Netz wird durch die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} abgebildet. Impedanzen der Elemente, die als PQ-, PV- oder Bilanzknoten modelliert werden, gehen nicht in die Admittanzmatrix \underline{Y} ein. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf die Kennzeichnung als subtransiente Admittanzmatrix verzichtet. Die inneren Spannungen werden nicht berechnet.³ Entsprechend der vorgestellten Knotentypen ist die Kirchhoffsche Knotenregel über Leistungen anstatt über Ströme zu bilden. Die Leistungs- und Spannungsbeziehungen bilden ein nichtlineares Gleichungssystem, das mit einem numerischen Verfahren gelöst werden kann [1, S. 390]. Die allgemeinen Leistungsflussgleichungen für den Knoten j sind in den Gleichungen 4.13 und 4.14 beschrieben [59, S. 424]. Dabei ist N_K die Anzahl aller Netzknoten und $n \in K$ ein Netzknoten, wobei K die Menge aller Netzknoten ist. $\underline{Y}_{jn} = G_{jn} + jB_{jn}$ sind die Elemente der Knotenpunktadmittanzmatrix zwischen Knoten j und n . Die Leistungen hängen von den Knotenspannungen U_b und den entsprechenden Spannungswinkeln Θ_b ab.

$$P_j = 3 \cdot \sum_{n=1}^{N_K} U_{1bj} \cdot U_{1bn} \cdot (G_{jn} \cdot \cos(\Theta_{bj} - \Theta_{bn}) + B_{jn} \cdot \sin(\Theta_{bj} - \Theta_{bn})) \quad (4.13)$$

$$Q_j = 3 \cdot \sum_{n=1}^{N_K} U_{1bj} \cdot U_{1bn} \cdot (G_{jn} \cdot \sin(\Theta_{bj} - \Theta_{bn}) - B_{jn} \cdot \cos(\Theta_{bj} - \Theta_{bn})) \quad (4.14)$$

²V in PV-Knoten steht für die Spannung und ist eine Abkürzung des englischen Begriffs *voltage*.

³In Abbildung 4.1a und 4.1c sind hingegen die inneren Spannungen \underline{U}_{Qj}'' und die subtransiente Impedanzmatrix \underline{Y}'' dargestellt, sodass eine zu den anderen Teilbildern konsistente Darstellung erreicht wird.

Die Leistungsflussberechnung mittels *Newton-Raphson-Verfahren* [59, S. 425] ergibt die Knotenspannungen \underline{U}_{1bj} und Stromverteilung \underline{I}_{bjn} , welche die Eingangsgrößen für die Berechnung des Änderungszustands in Schritt 2 sind. Die Kenntnis der inneren Spannungen \underline{U}_{1Qj}'' ist für das Überlagerungsverfahren nicht notwendig, da die Kenntnis der Spannung am Kurzschlussknoten vor Eintritt des Kurzschlusses \underline{U}_{bi} genügt. Die inneren Spannungen könnten wie in Gleichung 4.2 beschrieben aus der im Leistungsfluss bestimmten äußeren Spannung \underline{U}_{1bj} und dem Strom \underline{I}_{sbj} für alle Erzeugungseinheiten, beziehungsweise Netzeinspeisungen bestimmt werden.

Schritt 2: Bestimmung des Änderungszustands

Der Änderungszustand in Abbildung 4.1d beschreibt die durch den Kurzschluss hervorgerufenen Änderungen der stationären elektrischen Größen.⁴ Der Änderungszustand wird mit dem Index Δ gekennzeichnet. Im Netz tritt lediglich eine Spannungsquelle \underline{U}_{1bi} an der Kurzschlussstelle auf. Sie ist der Spannung an diesem Knoten im stationären Betrieb vor Kurzschlusseintritt entgegengesetzt. Alleine der Änderungszustand beschreibt den Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle vollständig, denn in System 4.1c ist dieser Pfad stromlos [9, S. 544]. Aus diesem Grund ist es auch möglich Kurzschlüsse mittels vereinfachter Verfahren wie zum Beispiel der Norm IEC 60909-0:2016 zu berechnen. Schritt 1 des Überlagerungsverfahrens wird darin durch Korrekturfaktoren abgeschätzt und der Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle alleine durch den Änderungszustand berechnet. Genauer wird hierauf in Kapitel 5 eingegangen.

Lasten, Erzeugungsanlagen und Netzeinspeisungen werden in diesem Schritt nicht als PQ-, PV- oder Bilanzknoten, sondern als Impedanzen oder Stromquellen modelliert. Diese Impedanzen werden somit im Gegensatz zum vorigen Schritt in der Admittanzmatrix berücksichtigt, die aus diesem Grund mit $\underline{\mathbf{Y}}''$ bezeichnet wird. Der Kurzschlussstrom \underline{I}_k'' an der Kurzschlussstelle ist durch Gleichung 4.15 gegeben. Die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k wird aus der Impedanzmatrix $\underline{\mathbf{Z}}''$, der inversen Admittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}''^{(-1)}$ gebildet. Die Änderungen der Knotenspannungen $\underline{U}_{1\Delta j}''$ sind durch den Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle \underline{I}_k'' und die Impedanzmatrix $\underline{\mathbf{Z}}''$ gegeben (vgl. Gleichung 4.16). Die Änderungsströme $\underline{I}_{\Delta jn}''$, die zwischen den Knoten j und n fließen, sind durch Gleichung 4.17 bestimmt. Sie berechnen sich

⁴Der Änderungszustand wird in der Literatur auch als Rückwärtseinspeisung oder Zustand mit der Spannungsquelle an der Kurzschlussstelle i bezeichnet.

aus der Differenz der Änderungsspannungen $\underline{U}_{1\Delta j}''$ und $\underline{U}_{1\Delta n}''$ multipliziert mit der Admittanz \underline{Y}'' . [9, S. 539]

$$\underline{I}_k'' = \frac{\underline{U}_{1bi}}{\underline{Z}_k} = -\frac{\underline{U}_{1bi}}{\underline{Z}_{ii}''} \quad (4.15)$$

$$\underline{U}_{1\Delta j}'' = \underline{Z}_{ji}'' \cdot \underline{I}_k'' = -\frac{\underline{Z}_{ji}''}{\underline{Z}_{ii}''} \cdot \underline{U}_{1bi} \quad (4.16)$$

$$\underline{I}_{\Delta jn}'' = \underline{Y}_{jn}'' \cdot (\underline{U}_{1\Delta j}'' - \underline{U}_{1\Delta n}'') \quad (4.17)$$

Schritt 3: Bestimmung des Systemzustands bei Kurzschluss

Im dritten und letzten Schritt werden die in Schritt 1 und 2 berechneten Ströme und Spannungen aus den Abbildungen 4.1c und 4.1d überlagert, um somit den Zustand des Systems bei Kurzschluss zu bestimmen. Da die inneren Ströme und Spannungen der Erzeugungsanlagen in Schritt 1 nicht berechnet werden, erfolgt lediglich die Überlagerung der Klemmenspannungen und Leiterströme. Die überlagerten Größen sind mit dem Index k gekennzeichnet. Die Spannungen und Ströme werden gemäß den Gleichungen 4.18 und 4.19 überlagert.

$$\underline{U}_{1kj}'' = \underline{U}_{1bj} + \underline{U}_{1\Delta j}'' \quad (4.18)$$

$$\underline{I}_{kjn}'' = \underline{I}_{bjn} + \underline{I}_{\Delta jn}'' \quad (4.19)$$

Die Überlagerung der Spannungen an der Kurzschlussstelle i ergibt $\underline{U}_{1ki}'' = 0\text{V}$ und der Kurzschlussstrom \underline{I}_k'' an der Kurzschlussstelle entspricht dem Änderungsstrom $\underline{I}_{\Delta i}''$.

Alternativ zum Überlagerungsverfahren kann der Kurzschlussstrom in Abbildung 4.1a auch mittels Knotenadmittanz- oder Maschenimpedanzverfahren berechnet werden. In diesen Verfahren ist ebenfalls im ersten Schritt eine Leistungsflussberechnung durchzuführen, um die dargestellten internen Spannungen \underline{U}_{Qj}'' zu bestimmen.

Im Gegensatz zu diesen beiden Verfahren vereinfacht das Überlagerungsverfahren die Berechnungen in zweierlei Hinsicht. Zum einen muss in Schritt 1 zur Ermittlung des Kurzschlussstroms \underline{I}_k'' an der Kurzschlussstelle lediglich die Spannung \underline{U}_{1bi} an der Kurzschlussstelle vor Eintritt des Kurzschlusses bestimmt werden. Die internen Spannungen \underline{U}_{1Qj}'' , beziehungsweise \underline{U}_{1Gj}'' der aktiven Betriebsmittel müssen nicht explizit bestimmt werden. Zum anderen tritt in Schritt 2 bei der Berechnung des

Kurzschlussstroms nur eine einzige treibende Spannungsquelle mit der Spannung $-\underline{U}_{1bi}$ an der Kurzschlussstelle auf. Der Aufwand in Schritt 2 für die eigentliche Berechnung des Kurzschlussstroms ist somit reduziert.

4.1.2 Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Erzeugungsanlagen, die über Vollumrichter mit dem Netz gekoppelt sind, weisen entsprechend Kapitel 2.2 ein nichtlineares Verhältnis von Stromeinspeisung zur Höhe des Spannungseinbruchs auf. Zur Modellierung der nichtlinearen Blindstromstatik im Überlagerungsverfahren werden in dieser Arbeit spannungsgesteuerte Stromquellen eingesetzt. Die Vorgehensweise und Berechnungsvorschrift wird in diesem Kapitel vorgestellt. Da in VDE-AR-N 4110 [11, S. 185] stattdessen ein Impedanzmodell vorgeschlagen wird, erfolgt im ersten Schritt jedoch die Vorstellung und Diskussion des entsprechenden Modells. Es wird anhand der Ausführungen gezeigt, wieso in dieser Arbeit stattdessen spannungsgesteuerte Stromquellen zur Modellierung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter verwendet werden.

Modellierung als Impedanz nach VDE-AR-N 4110

Das Modell in Abbildung 4.6 wird in VDE-AR-N 4110 [11, S. 185] vorgeschlagen, um das Kurzschlussverhalten von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter abzubilden. Das Verfahren wird zur Einordnung in den Gesamtkontext vorgestellt. Aus nachfolgend gezeigten Gründen wird es nicht zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme mit dem Überlagerungsverfahren verwendet.

Die Einspeisung der Erzeugungsanlage im stationären Betrieb wird durch den Strom \underline{I}_{sbPFj} und die Blindstromstatik durch den sogenannten *Quellenstrom* \underline{I}''_{sQPFj} mit innerer Reaktanz X_{PFj} abgebildet. Die Steigung der Blindstromstatik ist durch den k_{PFj} -Faktor nach Gleichung 2.2 festgelegt und beeinflusst sowohl den Quellenstrom als auch die Reaktanz. Für die folgenden Ausführungen wird zur Veranschaulichung angenommen, dass der maximale Strom $I_{\max PFj}$, den die Erzeugungsanlage mit Vollumrichter einspeisen kann, dem Bemessungsstrom I_{rPFj} entspricht.

$$\underline{I}''_{sQPFj} = -jk_{PFj} \cdot I_{\max PFj} = -jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} \quad (4.20)$$

$$X_{PFj} = x_{PFj} \cdot \frac{U_{nj}}{\sqrt{3} \cdot I_{rPFj}} = \frac{1}{k_{PFj}} \cdot \frac{U_{nj}}{\sqrt{3} \cdot I_{rPFj}} \quad (4.21)$$

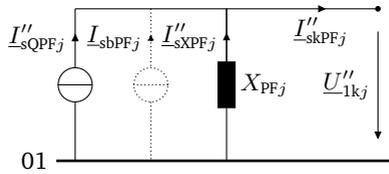


Abbildung 4.6: Ersatzschaltplan für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in der Kurzschlussstromberechnung gemäß VDE-AR-N 4110, nach [11, S. 185]

Der Kurzschlussstrombeitrag I''_{skPFj} ergibt sich aus der Summe der Ströme:

$$I''_{skPFj} = I''_{sQPFj} + I''_{sXPFj} + I''_{sbPFj} \quad (4.22)$$

Unter Vernachlässigung des Stroms I''_{sbPFj} aus der Leistungsflussberechnung, Parametrierung des Quellenstroms I''_{sQPFj} gemäß VDE-AR-N 4110 und Umformung des Stroms über den Pfad der Reaktanz I''_{sXPFj} folgt:

$$\begin{aligned} I''_{skPFj} &= -jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} - \frac{U''_{kj}/\sqrt{3}}{jX_{PFj}} + 0 \\ &= -jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} + jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} \cdot \frac{(U_{bj} + U''_{\Delta j})/\sqrt{3}}{U_{nj}/\sqrt{3}} \end{aligned} \quad (4.23)$$

Der Kurzschlussstrom weist demnach eine Abhängigkeit von der Spannung U_{kj} am Netzanschlusspunkt auf. Unter der Annahme, dass die Spannung U_{bj} vor Eintritt des Kurzschlusses der Nennspannung $U_{nj}/\sqrt{3}$ entspricht ergibt sich Gleichung 4.24. Der Kurzschlussstrombeitrag I''_{skPFj} hängt somit lediglich von der Änderung der Klemmenspannung $u''_{\Delta j}$ ab:

$$\begin{aligned} I''_{skPFj} &= -jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} + jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} \cdot \left(1 + \frac{U''_{\Delta j}}{U_{nj}}\right) \\ &= jk_{PFj} \cdot I_{rPFj} \cdot u''_{\Delta j} \end{aligned} \quad (4.24)$$

Die Stromquellen und die Reaktanz dieses Modells unterstellen somit ein lineares Verhältnis von Stromeinspeisung zur Höhe des Spannungseinbruchs am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Für kleine Änderungen der

Spannung am Netzanschlusspunkt $\Delta u_j < 1/k_{\text{PF}j}$ kann dieses Modell gute Ergebnisse liefern. Ein Totband kann jedoch nicht abgebildet werden. Für große Änderungen der Spannung am Netzanschlusspunkt $\Delta u_j > 1/k_{\text{PF}j}$ stimmt die Nachbildung nicht. Beträgt die Steigung der Blindstromstatik beispielsweise $k_{\text{PF}} = 2$, so führt ein Spannungseinbruch auf 0 V zu einem Kurzschlussstrombeitrag $I''_{\text{skPF}j} = 2 \cdot I_{\text{skPF}j}$ (vgl. Gleichung 4.24). Da der Kurzschlussstrombeitrag einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter entsprechend Kapitel 2.3 maximal 1,3 beziehungsweise 1,5 p.u. beträgt, kommt es bereits in diesem Fall zu einer Überschätzung des Kurzschlussstroms um mindestens 33 %. Dies begründet sich darin, dass die Strombegrenzung durch dieses lineare Modell nicht abgebildet wird. Es handelt sich um ein klassisches Impedanzmodell mit einer realen Stromquelle. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit von der Verwendung des in VDE-AR-N 4110 [11, S. 185] vorgeschlagenen Modells abgesehen.

Zur Abbildung der Strombegrenzung wurde in der Norm IEC 60909-0 im Jahr 2016 die Modellierung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als konstante Stromquellen mit unendlicher Innenimpedanz eingeführt. Die Blindstromstatik wird darin nicht abgebildet. Der Modellierungsansatz mit Stromquelle mit unendlicher Innenimpedanz kann jedoch genutzt werden, um sowohl die Spannungsabhängigkeit der Blindstromeinspeisung als auch die Strombegrenzung abzubilden. Diese spannungsgesteuerte Modellierung wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

Modellierung als spannungsgesteuerte Stromquelle

Abbildung 4.7 zeigt wie Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als spannungsgesteuerte Stromquellen im Überlagerungsverfahren behandelt werden. Die Impedanz $Z_{\text{PF}j}$ ist dabei unendlich groß und die Ströme $I''_{s\Delta\text{PF}j}$ und somit auch $I''_{\text{skPF}j}$ sind spannungsabhängig.

Die folgenden Ausführungen zeigen, wie der Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen bestimmt wird. Der stationäre Strom vor Eintritt des Kurzschlusses $I_{\text{sbPF}j}$ wird aus der Scheinleistung $S_{\text{sbPF}j}$ der Erzeugungsanlage und der Spannung $U_{\text{b}j}$ am Netzanschlusspunkt vor Eintritt des Kurzschlusses berechnet:

$$I_{\text{sbPF}j} = \frac{S_{\text{sbPF}j}^*}{\sqrt{3}U_{\text{b}j}^*} \quad (4.25)$$

Der Änderungsstrom $I''_{s\Delta PFj}$ hängt maßgeblich von der Spannungsänderung $\Delta u''_j$ ab, die nach VDE-AR-N 4110 als Betragsdifferenz definiert ist:

$$\Delta u''_j = |\underline{u}''_{kj}| - |\underline{u}_{bj}| \quad (4.26)$$

Die Notation der Spannungsänderung $\Delta u''_j$ nach VDE-AR-N 4110 unterscheidet sich bewusst von der Änderungsspannung $u''_{\Delta j}$:

$$\underline{u}''_{\Delta j} = \underline{u}''_{kj} - \underline{u}_{bj} \quad (4.27)$$

Die Blindstromstatik gemäß Netzanschlussregel und entsprechend Kapitel 2.2 wird durch Gleichung 4.28 und 4.29 nachgebildet. Wenn die Spannung innerhalb des Totbandes liegt, also wenn gilt $\Delta u''_j < u_{Taj}$ beträgt die Blindstromänderung $I''_{s\Delta PFj,B}$:

$$I''_{s\Delta PFj,B} = 0 \quad (4.28)$$

Ansonsten, wenn die Spannung außerhalb des Totbandes liegt, beträgt die Blindstromänderung $I''_{s\Delta PFj,B}$:

$$I''_{s\Delta PFj,B} = \begin{cases} I''_{skPFmaxj} - I_{sbPFj,B} & \text{falls } I''_{skPFmaxj} < \\ |I_{sbPFj,B} \pm k_{PFj} \cdot I_{rPF} (\Delta u''_j - u_{Taj})|, & \\ \pm k_{PFj} \cdot (|\Delta u''_j| - u_{Taj}) \cdot I_{rPF} & \text{in allen anderen Fällen.} \end{cases} \quad (4.29)$$

Der Index B kennzeichnet den Blindanteil des Stroms. Der k_{PFj} -Faktor definiert die Steigung der Blindstromstatik, $I''_{skPFmaxj}$ den maximalen Kurzschlussstrombeitrag und u_{Toj} und u_{Taj} ein gegebenenfalls vorhandenes Totband gemäß den Netzanschlussregeln. Das Totband ist für die Werte der Spannung der Kennlinie aus Abbildung 2.4 und 2.5 auf der Abszisse, die im Bereich von $\pm u_{Taj}$ liegen definiert. Typischerweise wird entweder ein Totband um $\pm 10\%$ der Spannung im stationären Betrieb vor Eintritt des Kurzschlusses oder kein Totband vereinbart. u_{Toj} beschreibt die Parallelverschiebung der Blindstromstatik parallel zur Ordinate. In den aktuellen Netzanschlussregeln und der bdew-Richtlinie gilt $u_{Toj} = 0$ [11], [31], [35]. Im Falle der SDLWindV gilt $u_{Toj} = u_{Taj}$ [36].

Der Änderungsstrom setzt sich zusätzlich aus der Wirkstromänderung zusammen. Diese wird über die Wirk- und Blindstromeinspeisung bestimmt. Gleichung 4.30 beschreibt die Limitierung des Blindstroms und bildet die Nichtlinearität der Kennlinie ab.

$$I''_{skPFj,B} = \min (I''_{skPFmaxj}; I_{sbPFj,B} + I''_{s\Delta PFj,B}) \quad (4.30)$$

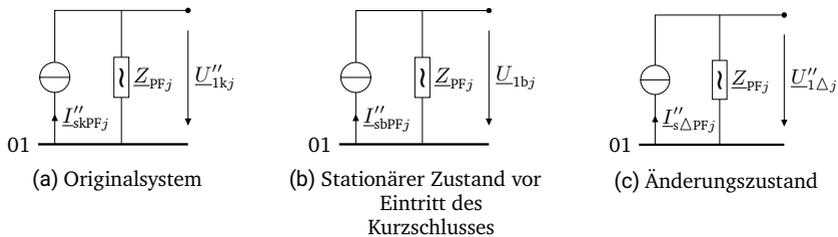


Abbildung 4.7: Ersatzschaltplan für Stromquellen im Überlagerungsverfahren. Das Originalsystem in Abbildung (a) wird aus der Überlagerung des stationären Zustands vor Eintritt des Kurzschlusses (b) und des Änderungszustands (c) berechnet.

Die Nichtlinearität ist durch die Begrenzung des Stroms auf $I''_{skPFmaxj}$ und ein gegebenenfalls vorhandenes Totband zurückzuführen. Die Wirkstromeinspeisung (Index W) ergibt sich entsprechend Gleichung 4.31:

$$I''_{skPFj,W} = \sqrt{\left(I''_{skPFmaxj}\right)^2 - \left(I''_{skPFj,B}\right)^2} \quad (4.31)$$

Anhand der Wirkstromeinspeisung wird wiederum die Wirkstromänderung $I''_{sΔPFj,W}$ und damit der Änderungsstrom $I''_{sΔPFj}$ bestimmt:

$$I''_{sΔPFj,W} = I''_{skPFj,W} - I_{sbPFj,W} \quad (4.32)$$

$$I''_{sΔPFj} = I''_{sΔPFj,W} + j \cdot I''_{sΔPFj,B} \quad (4.33)$$

Aus den Gleichungen 4.25 bis 4.32 geht hervor, dass einige der im vorigen Kapitel beschriebenen Vorteile des Überlagerungsverfahrens nicht bestehen, wenn Erzeugungsanlagen als spannungsgesteuerte Stromquellen modelliert werden. Dies liegt daran, dass die Stromquellen einer jeden Erzeugungsanlage mit Vollumrichter im Änderungszustand an ihren jeweiligen Netzanschlusspunkten auftreten. Zusätzlich ist die Kenntnis des Stroms I_{sbPFj} vor Eintritt des Kurzschlusses zur Bestimmung des Änderungsstroms $I''_{sΔPFj}$ notwendig. Soll lediglich der Kurzschlussstrom I''_k an der Kurzschlussstelle berechnet werden, so reicht die Kenntnis der Spannung U_{bj}

an der Kurzschlussstelle nicht aus. Stattdessen muss der Kurzschlussstrombeitrag $\underline{I}''_{s\Delta PFj}$ der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter gemäß der vorgenannten Gleichungen bestimmt und über Stromteiler $\underline{Z}''_{ij}/\underline{Z}''_{ii}$ der Teilkurzschlussstrom \underline{I}''_{kPF} an der Kurzschlussstelle bestimmt werden. Der Kurzschlussstrom \underline{I}''_k ergibt sich nach Gleichung 4.34:

$$\underline{I}''_k = \frac{\underline{U}_{bi}}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}''_{ii}} + \frac{1}{\underline{Z}''_{ii}} \cdot \sum_{j=1}^N \underline{Z}''_{ij} \cdot \underline{I}''_{s\Delta PFj} = \underline{I}''_{kPFO} + \underline{I}''_{kPF} \quad (4.34)$$

Die Kurzschlussstrombeiträge $\underline{I}''_{s\Delta PFj}$ sind null, wenn sich am Knoten j keine Erzeugungsanlage mit Vollumrichter befindet oder diese keinen Kurzschlussstrombeitrag liefert.

Zur Bestimmung des Kurzschlussstrombeitrags $\underline{I}''_{s\Delta PFj}$ ist ein iteratives Vorgehen notwendig, weil die spannungsgesteuerte Stromquelle als Eingangsparameter wie gezeigt eine Referenzspannung benötigt, die sie selbst beeinflusst [18], [60]. Abbildung 4.8 zeigt den Ablauf dieser Iteration, die durch eine Leistungsflussberechnung initialisiert wird. Mittels der Knotenspannung an der Kurzschlussstelle \underline{U}_{bi} wird der Teilkurzschlussstrom \underline{I}''_{kPFO} aller Erzeugungsanlagen ohne Berücksichtigung solcher mit Vollumrichter berechnet. Basierend auf dem Teilkurzschlussstrom \underline{I}''_{kPFO} werden die Spannungsverteilung $\underline{\vec{U}}''_{\Delta,l}$ und anhand der Gleichungen 4.28 bis 4.33 die Kurzschlussstrombeiträge $\underline{\vec{I}}''_{s\Delta PF,l}$ der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bestimmt. Der Index l steht für den Iterationsschritt. Der Vektorpfeil über der Spannung deutet an, dass die Spannungen aller Netzknoten zusammengefasst werden.

Über den Stromteiler wird der Teilkurzschlussstrom $\underline{I}''_{kPF,l}$ der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und somit der Summen-Kurzschlussstrom $\underline{I}''_{k,l}$ bestimmt. Der Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter beeinflusst sowohl Winkel als auch Betrag der Knotenspannungen $\underline{\vec{U}}''_{\Delta,l}$, sodass sich auch die Referenzspannungen an den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ändern. Dies bedingt eine Anpassung des Kurzschlussstrombeitrags $\underline{\vec{I}}''_{s\Delta PF,l}$ dieser Erzeugungsanlagen, was wiederum die Knotenspannungen $\underline{\vec{U}}''_{\Delta,l}$ beeinflusst.

Aus diesem Grund wird eine Iteration mit Abbruchbedingung $e_{U,l} < \varepsilon_U$ und $e_{\Theta,l} < \varepsilon_{\Theta}$ eingeführt. Sobald die Fehler e_U und e_{Θ} die Schwelle ε_U und ε_{Θ} unterschreiten, ist die Konvergenz erreicht und der Kurzschlussstrom \underline{I}''_k und die Knotenspannungen $\underline{\vec{U}}''_k$ sind gefunden. Die Fehler e_U und e_{Θ} sind als Veränderung des Betrags und

des Winkels der Knotenspannungen vom letzten zum aktuellen Iterationsschritt definiert.

Einzelne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter werden von der Iteration ausgenommen, falls ein Kurzschluss zu einem starken Einbruch der Spannung an deren Netzanschlusspunkt führt. Der von den Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter einzuspeisende Strom ergibt sich gemäß den Vorgaben zur dynamischen Netzstützung, wobei die Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt die Referenz für diesen Strom ist. Wenn ein satter dreipoliger Kurzschluss die Erzeugungsanlage vollständig von dem Netz entkoppelt, liegt am Netzanschlusspunkt keine Versorgungsspannung an. Die Erzeugungsanlage kann die Spannung zwar durch die Einspeisung eines Stroms stützen, allerdings ist der Winkel zwischen Strom und Spannung alleine durch die Impedanz Z''_{ij} zwischen Erzeugungsanlage und Kurzschlussstelle vorgegeben. Es kann mittels netzstützender Regelung (vgl. Kapitel 2.1) keine stabile Spannung erzeugt und somit kein stabiler Arbeitspunkt gefunden werden. In diesem Fall wird die Spannung U_{bj} vor Eintritt des Kurzschlusses als Referenz verwendet. Im vorgestellten Verfahren geschieht dies ab einer Spannung $|u''_{kj}| < 5\%$.

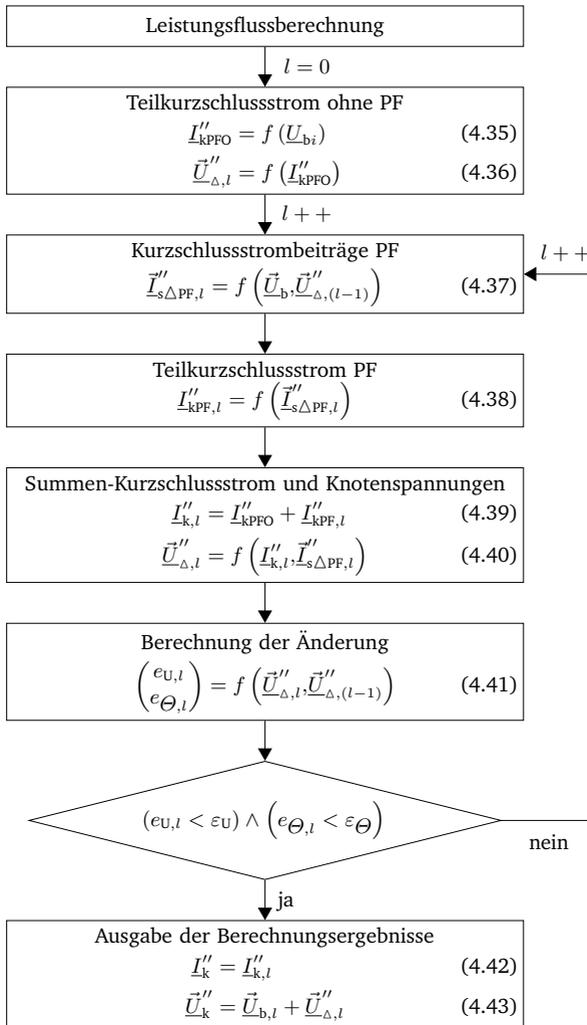


Abbildung 4.8: Flussdiagramm zur Berechnung des Kurzschlussstroms I_k'' in Netzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mittels Überlagerungsverfahren, in Anlehnung an [18]

4.2 Referenzverfahren zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme

Ziel ist für beliebige Verteilnetze mittels des Überlagerungsverfahrens die maximalen Kurzschlussströme zu bestimmen. Verteilnetze werden so betrieben, dass sich die Knotenspannungen in einem vom Netzbetreiber festgelegten Spannungsbereich bewegen. Außerdem dürfen die Betriebsmittel die Belastbarkeitsgrenze nicht überschreiten, sodass beispielsweise Leitungen und Transformatoren den Leistungsstromtransport im Netz beschränken. Der stationäre Betrieb ist durch

- die Auslastung der Kabel und Freileitungen,
- die Auslastung der Transformatoren und
- das Spannungsband der jeweiligen Netzebene beschränkt.

Der Betriebszustand des Netzes stellt sich in Abhängigkeit der folgenden Variablen ein:

- Betriebsspannungen der Netzeinspeisungen,
- Stufenschalterpositionen der Transformatoren,
- Wirkleistungsbezüge der Verbraucher,
- Blindleistungsbezüge der Verbraucher,
- Wirkleistungseinspeisungen der Erzeugungsanlagen und
- Blindleistungseinspeisungen der Erzeugungsanlagen.

Die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen der Erzeugungsanlagen sowie die Wirk- und Blindleistungsbezüge der Verbraucher sind ihrerseits jeweils durch die minimalen und maximalen Leistungsgrenzen beschränkt. Sie beeinflussen maßgeblich den Betriebszustand des Netzes und damit Betriebsgrößen wie die Stufenschalterpositionen der Transformatoren infolge der Spannungsregelung. Die Stufenschalterposition kann wiederum nur in ihrem Stellbereich eingestellt werden. In diesen Grenzen liegen demnach mögliche stationäre Betriebspunkte.

Das Überlagerungsverfahren ermöglicht die Berechnung der Kurzschlussströme I''_k für einen stationären Betriebspunkt des Elektrizitätsversorgungsnetzes gemäß Gleichung 4.34. Einflussgrößen sind die Spannung \underline{U}_{bi} an der Kurzschlussstelle, die Impedanzmatrix \underline{Z}'' sowie die Kurzschlussstrombeiträge $I''_{s\Delta PFj}$ [9, S. 531]. Betriebspunkte, die zu maximalen Kurzschlussströmen führen, sind im Allgemeinen

nicht bekannt und somit wird die Berechnung der maximalen Kurzschlussströme erschwert.

Die Impedanzmatrix \underline{Z}'' bildet unter anderem die Verbraucherlasten gemäß Gleichung 4.1 ab, sodass die Belastung des Netzes die Impedanzmatrix direkt beeinflusst. Außerdem beeinflusst die Stufenschalterposition die Impedanzmatrix, da Impedanzen mit $\underline{Z}''_{US} = 1/t^2 \underline{Z}''_{OS}$ von der Ober- auf die Unterspannungsseite transformiert werden oder umgekehrt. Die Übersetzungsverhältnisse t hängen von den aktuellen Stufenschalterpositionen s der Transformatoren ab. Der Stufenschalter reagiert im Sekundenbereich und beeinflusst somit das Netz im Moment des Kurzschlusses nicht, er hat aber einen entscheidenden Einfluss auf die Kurzschlussströme.

Die Kurzschlussstrombeiträge $\underline{I}''_{s\Delta PFj}$ von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter hängen, wie die Gleichungen 4.29 bis 4.32 zeigen, von dem stationären Strom vor Eintritt des Kurzschlusses ab. Er wird außerdem von der Änderungsspannung $\underline{U}''_{\Delta j}$ beziehungsweise von der Kurzschlussspannung \underline{U}''_{kj} beeinflusst.

Die beschriebenen Einflüsse konkurrieren teilweise hinsichtlich ihres Einflusses auf die Höhe des Kurzschlussstroms miteinander. Dies wird an einem Beispiel verdeutlicht. Durch den Zubau von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in Mittelspannungsnetzen verändert sich die Belastung des Netztransformators. Bei der Untersuchung der Leistungsflüsse wird zwischen dem *Hochlast-* und *Einspeisefall* unterschieden, um die Einflüsse einer hohen elektrischen Last und einer hohen Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen aufzuzeigen. Beides sind Extremfälle des Netzbetriebs und somit für die Netzplanung wichtig. Für die Berechnung maximaler Kurzschlussströme ist der Einfluss dieser beiden Fälle aufzuzeigen.

Die Betriebspunkte von Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Verteilnetz sind in den in Kapitel 2.2 beschriebenen Netzanschlussregeln vorgegeben. Demnach sind theoretisch sowohl induktive als auch kapazitive Betriebspunkte der Erzeugungsanlagen möglich. In dieser Arbeit bezeichnet kapazitives Verhalten der Erzeugungsanlagen die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung und kennzeichnet somit den untererregten Betrieb. Analog beschreibt induktives Verhalten, die Einspeisung induktiver Blindleistung und somit den übererregten Betrieb. Die Einspeisung eines kapazitiven Stroms vor Eintritt des Kurzschlusses wirkt spannungssenkend und führt im Vergleich zur Einspeisung eines induktiven Stroms zu geringeren Betriebsspannungen des Netzes. Die Blindleistungseinspeisung hängt je nach gewählter Regelstrategie von der aktuellen Wirkleistungseinspeisung oder von der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt ab.

Tabelle 4.1: Summe der auf die Unterspannungsseite des Transformators transformierten Impedanzen des überlagerten Netzes und des Transformators für verschiedene Stufenschalterpositionen und die Kombinationen aller untersuchten Netze Q-Typ und der Transformator Typen T-Typ des Modellnetzes MS (MS) und des Modellnetzes HS (HS)

Kombination	$\left Z_{Qt} + Z_T\right @ t_{\min}$ in Ω	$\left Z_{Qt} + Z_T\right @ t_r$ in Ω	$\left Z_{Qt} + Z_T\right @ t_{\max}$ in Ω
MS: Q-Typ1 & T-Typ1	2,53	* 2,36	2,39
MS: Q-Typ2 & T-Typ1	* 1,92	1,98	2,14
MS: Q-Typ3 & T-Typ1	* 1,74	1,88	2,07
MS: Q-Typ1 & T-Typ2	2,85	* 2,76	2,87
MS: Q-Typ2 & T-Typ2	* 2,22	2,34	2,57
MS: Q-Typ3 & T-Typ2	* 2,04	2,22	2,48
MS: Q-Typ1 & T-Typ3	2,25	2,07	* 2,05
MS: Q-Typ2 & T-Typ3	* 1,69	1,70	1,78
MS: Q-Typ3 & T-Typ3	* 1,53	1,59	1,70
HS: Q-Typ1 & T-Typ1	9,77	9,35	* 9,28
HS: Q-Typ2 & T-Typ1	8,58	* 8,50	8,63
HS: Q-Typ1 & T-Typ2	10,71	* 10,70	11,20
HS: Q-Typ2 & T-Typ2	* 9,39	9,77	10,52

Verteilnetztransformatoren regeln die Spannung an der Sammelschiene an ihrer Unterspannungsseite und stehen somit in direkter Interaktion mit den Erzeugungsanlagen. Stellt sich beispielsweise an der Unterspannungsseite des Transformators eine Spannung ein, die unterhalb der unteren Spannungsschwelle des Transformator-Stufenschalters liegt, so wird durch die Regelung die Stufenschalterposition verringert, sodass ein geringeres Übersetzungsverhältnis t resultiert. Für einen Kurzschluss auf der Unterspannungsseite des Transformators bedeutet dies Folgendes: Der Teilkurzschlussstrom über den Transformator wird von der Netz- und der Transformatorimpedanz beeinflusst. Die Ersatzimpedanz des überlagerten Netzes mit $Z_{Qt} = Z_Q/t^2$ erhöht sich durch das geringere Übersetzungsverhältnis t und die Transformatorimpedanz verringert sich gemäß Abbildung 4.5, da sich die bezogene Kurzschlussspannung u_k verringert.

Tabelle 4.1 zeigt die Summe aus Netz- und Transformatorimpedanz $\left|Z_{Qt} + Z_T\right|$ für alle Kombinationen des überlagerten Netzes und des Transformators, die in Kapitel 3.1 und 3.2 eingeführt wurden. Die Impedanzen werden gemäß den Gleichungen 4.3 und 4.4 bis 4.12 berechnet und es wird die komplexe Summe gebildet.

Entsprechend der Gleichungen hängt die Summen-Impedanz von der Kurzschlussstärke des überlagerten Netzes und dem eingesetzten Transformator ab. Die mit einem Sternchen * markierten Minimalwerte treten abhängig von der Kombination der Netze Q-Typ und Transformatoren T-Typ entweder bei Stufenschalterposition t_{\min} , t_r oder t_{\max} auf. Es kann keine pauschale Aussage getroffen werden, bei welchen Stufenschalterpositionen die Summen-Impedanz am geringsten und somit der Kurzschlussstrom auf der Unterspannungsseite potentiell am größten ist.

Darüber hinaus wirkt sich die Stufenschalterposition direkt auf die Spannungen auf der Unter- und Oberspannungsseite des Transformators aus. Die Spannung an der Kurzschlussstelle beeinflusst gemäß Gleichung 4.34 unmittelbar die Höhe der Kurzschlussströme. Wird ein Kurzschluss an der Unterspannungsseite des Transformators untersucht und soll die Spannung an dieser Stelle möglichst hoch sein, so ist zu überprüfen, ob auf der Oberspannungsseite des Transformators zulässige Spannungen vorliegen.

Die dezentralen Erzeugungsanlagen erhöhen bei Spannungseinbruch in Abhängigkeit der Blindstromstatik (vgl. Kapitel 2.2) die Blindstromeinspeisung und verringern gegebenenfalls die Wirkstromeinspeisung. Auch in diesem Fall kann nicht pauschal der Betriebszustand angegeben werden, der bei Überlagerung der Teilkurzschlussströme mit und ohne Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die maximalen Kurzschlussströme ergibt. Darüber hinaus ist die Höhe des Kurzschlussstroms von der Spannung am Kurzschlussort abhängig, die sich infolge der Einspeisungen und der diskreten Regelung der Stufenschalterposition einstellt.

Jeder Betriebszustand definiert somit einen Kurzschlussstrom und es existieren so viele Kurzschlusszustände wie stationäre Betriebspunkte des Netzes vor Eintritt des Kurzschlusses [9, S. 539f.]. Um maximale Kurzschlussströme zu berechnen, müssen die Betriebspunkte der Erzeugungsanlagen, der Verbraucher, die Betriebsspannung von Netzeinspeisungen und die Stufenschalterpositionen der Transformatoren entsprechend bestimmt werden. Dabei müssen die eingangs beschriebenen Randbedingungen des Netzbetriebs eingehalten werden. Der maximale dreipolige Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle kann durch Optimierungsverfahren ermittelt werden. Die Zielfunktion lautet I_k' und ist in Gleichung 4.44 gegeben. Die Nebenbedingung der Optimierung sind in den Gleichungen 4.45 bis 4.52 angegeben, wobei K die Menge aller Netzknoten ist. Falls betreffende Betriebsmittel an den

Knoten j oder zwischen j und n nicht existieren, so entfallen die entsprechenden Nebenbedingungen.

$$\max I_k'' \left(\vec{P}_{bV}, \vec{Q}_{bV}, \vec{P}_{bPF}, \vec{Q}_{bPF}, \vec{U}_{bQ}, \vec{s}_{bT} \right) \quad (4.44)$$

$$\text{s.t. } U_{\min j} \leq U_{bj} \leq U_{\max j} \quad (4.45)$$

$$I_{bLjn} \leq I_{\max Ljn} \quad (4.46)$$

$$I_{bTjn} \leq I_{\max Tjn} \quad (4.47)$$

$$P_{\min PFj} \leq P_{sbPFj} \leq P_{\max PFj} \quad (4.48)$$

$$Q_{\min PFj} \leq Q_{sbPFj} \leq Q_{\max PFj} \quad (4.49)$$

$$P_{\min Vj} \leq P_{bVj} \leq P_{\max Vj} \quad (4.50)$$

$$Q_{\min Vj} \leq Q_{bVj} \leq Q_{\max Vj} \quad (4.51)$$

$$s_{\min Tjn} \leq s_{bTjn} \leq s_{\max Tjn} \quad \forall j, n \in K \quad (4.52)$$

Die Maximierung des Kurzschlussstroms in Abhängigkeit der Variablen in Gleichung 4.44 wird durch Multiplikation des Zielfunktionswerts mit (-1) in die Kostenfunktion $f(\vec{x})$ in Gleichung 4.58 überführt. Ziel ist, wie Gleichung 4.59 zeigt, die Minimierung der Kostenfunktion. Die Variablen in Gleichung 4.44 werden dabei in dem Vektor \vec{x} zusammengefasst.

Außerdem werden die Straffunktionen $g_\nu(\vec{x})$ und $g_\sigma(\vec{x})$ eingeführt und in die Zielfunktion integriert. Die Straffunktion $g_\nu(\vec{x})$ in Gleichung 4.56 erhöht den Zielfunktionswert für jeden Netzknoten j , dessen Spannung außerhalb des zulässigen Spannungsbandes liegt (vgl. Gleichung 4.54) und für jede Überlastung eines Betriebsmittels zwischen Knoten j und n (vgl. Gleichung 4.55). Die Betriebsmittelauslastung wird als Parameter o angegeben.

Die Straffunktion ist so parametrisiert, dass eine durchschnittliche Verletzung des Spannungsbandes und der Betriebsmittelüberlastung von 5 % zu einer Erhöhung des Zielfunktionswertes um $0,05 \cdot B_{IEC}$ führt und diese Bestrafung linear mit der gemittelten Grenzwertverletzung nach Gleichung 4.56 steigt. Der Basiswert des Strafparameters B_{IEC} entspricht dem Betrag des maximalen Kurzschlussstroms an der Kurzschlussstelle i nach Norm IEC 60909-0:2016 [12]. Zusätzlich wird der Zielfunktionswert gemäß Gleichung 4.57 um $0,05 \cdot B_{IEC}$ erhöht, wenn es in dem Netz zur Verletzung mindestens eines Grenzwertes kommt. Die Straffunktionen garantieren, dass es sich bei dem Ergebnis der Optimierung um einen gültigen

Betriebspunkt handelt. Der Zielfunktionswert wird auf 1 kA bezogen, sodass er dimensionslos ist.

$$B_{\text{IEC}} = I''_{\text{kmaxIEC}i} \quad (4.53)$$

$$\Delta u_{bj}(\vec{x}) = \begin{cases} u_{bj}(\vec{x}) - u_{bj,\text{max}} & \text{wenn } u_{bj}(\vec{x}) > u_{bj,\text{max}}, \\ u_{bj,\text{min}} - u_{bj}(\vec{x}) & \text{wenn } u_{bj}(\vec{x}) < u_{bj,\text{min}}, \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (4.54)$$

$$\Delta o_{bjn}(\vec{x}) = \begin{cases} o_{bjn}(\vec{x}) - o_{bjn,\text{max}} & \text{wenn } o_{bjn}(\vec{x}) > o_{bjn,\text{max}}, \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (4.55)$$

$$g_\nu(\vec{x}) = \frac{\sum_K \Delta u_{bj} + \sum_{T,L} \Delta o_{bjn}}{N_K + N_T + N_L} \cdot B_{\text{IEC}} \quad (4.56)$$

$$g_\sigma(\vec{x}) = \begin{cases} 0,05 \cdot B_{\text{IEC}} & \text{wenn } \min(\Delta \vec{u}_b, \Delta \vec{o}_b) > 0, \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (4.57)$$

$$f(\vec{x}) = \frac{-I''_k(\vec{x}) + g_\nu(\vec{x}) + g_\sigma(\vec{x})}{1 \text{ kA}} \quad (4.58)$$

$$f_{\text{min}} = f(\vec{x}_{\text{min}}) = (f(\vec{x}) \rightarrow \text{min}) \quad (4.59)$$

Das Problem des Auffindens des maximalen Kurzschlussstroms wird in [9, S. 540] thematisiert. Den referenzierten Untersuchungen in [61] und [21] liegt das Simplex-Verfahren, ein Verfahren der linearen Optimierung, zugrunde. Dementsprechend muss ein linearer Zusammenhang zwischen den Ziel- und Nebenfunktionen sowie den Optimierungsvariablen vorliegen. Um dies für das Optimierungsproblem und die Gleichungen 4.44 bis 4.52 zu erreichen werden in diesen Studien die nichtlinearen AC-Leistungsflussgleichungen linearisiert und in Gleichungen zur DC-Leistungsflussberechnung überführt [9, S. 526]. Es werden somit keine Verluste betrachtet und ein schmales Spannungsband des Netzes angenommen. Außerdem wird die nichtlineare diskrete Stufenschaltung und deren Regelung durch lineare Näherungen abgebildet. In dieser Arbeit ist hingegen ein Verfahren zur Lösung des nichtlinearen Optimierungsproblems ohne Vereinfachungen gesucht. Außerdem soll es in Verbindung mit gängigen Programmen zur Netzberechnung wie zum Beispiel DIGSILENT PowerFactory [22] oder oder frei verfügbaren Programmen wie Python pandapower [62] genutzt werden können.

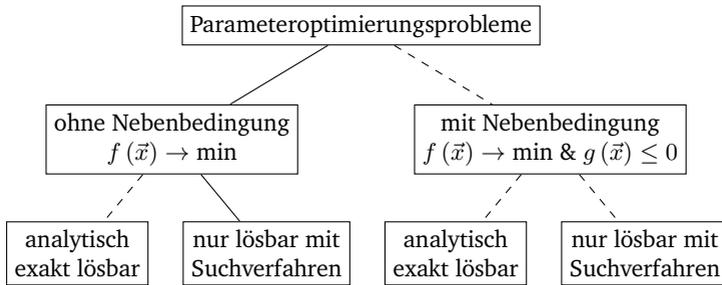


Abbildung 4.9: Klassifizierung von Optimierungsproblemen nach [63]

In Elektrizitätsversorgungsnetzen werden zur Optimierung teilweise *OPF-Algorithmen* eingesetzt.⁵ Zur Anwendung dieser Algorithmen muss die Zielfunktion explizit angegeben werden. Der Zusammenhang zwischen den Variablen und der Zielfunktion kann aber im vorliegenden Fall nicht direkt angegeben werden. Zur Bestimmung des Kurzschlussstroms muss eine nichtlineare Leistungsflussberechnung durchgeführt werden. Zusätzlich enthält der Änderungszustand weitere Nichtlinearitäten wie beispielsweise die Blindstromstatik der Erzeugungsanlagen.

Aufgrund der diskreten Transformator-Stufenschaltung ist die Zielfunktion multimodal. Neben dem globalen Minimum existieren auch lokale Minima. Die Nebenbedingungen, die sich im stationären Betrieb durch Spannungsbänder und Leistungsgrenzen von Betriebsmitteln ergeben, können wie bereits gezeigt in die Zielfunktion überführt werden. Somit handelt es sich um ein Optimierungsproblem ohne Nebenbedingung, das mit Suchverfahren lösbar ist (vgl. Abbildung 4.9) [63]. Es bietet sich die Blackbox-Optimierung mittels sogenannter *Metaheuristiken* an.

4.2.1 Differential Evolution Algorithmus

Im Gegensatz zu Brute-Force-Methoden (z.B. Exhaustionsmethoden) bieten populationsbasierte, metaheuristische und globale Optimierungsverfahren den Vorteil, dass das globale Optimum bei entsprechender Konfiguration des Optimierers bestimmt werden kann, ohne dass alle möglichen Wertekombinationen der Variablen ausgewertet werden müssen. Einfache heuristische Optimierungsverfahren wie bei-

⁵OPF steht für *optimal power flow*, z.B. optimaler Leistungsfluss.

Algorithmus 1 : Pseudocode des Differential Evolution Algorithmus inkl. Mutation und exkl. Kreuzung, in Anlehnung an [64, S. 34]

```
g = 0 // Initiale Population ist  $X_g = X_0$ 
solange Algorithmus nicht konvergiert tue
  für  $\forall m \in \{0,1,\dots,N_P\}$  // Iteration über gesamte Population
    tue
      rnd1,rnd2,rnd3 = Zufallszahl ( $N_P$ ) // 3 zufällige Indizes
                                          // der Population
       $\vec{v}_{g,m} = \vec{x}_{g,\text{rnd3}} + F \cdot (\vec{x}_{g,\text{rnd1}} - \vec{x}_{g,\text{rnd2}})$ 
      wenn  $f(\vec{v}_{g,m}) \leq f(\vec{x}_{g,m})$  dann
        |  $\vec{x}_{(g+1),m} = \vec{v}_{g,m}$ 
      sonst
        |  $\vec{x}_{(g+1),m} = \vec{x}_{g,m}$ 
      Ende
    Ende
  g = g + 1
Ende
Ergebnis : Ausgabe des besten Mitglieds der finalen Population  $\vec{x}_{\min}$  und des
besten Zielfunktionswerts  $f(\vec{x}_{\min})$ .
```

spielsweise das Hill-Climbing Verfahren sind für unimodale Zielfunktionen geeignet und können bei multimodalen Zielfunktionen und ungünstiger Wahl der Startwerte in lokalen Minima konvergieren.

Diese Problematik beheben sogenannte *Evolutionäre Algorithmen* mit der Bildung von Populationen und somit der Initialisierung der Optimierung an verschiedenen Stellen des Suchbereichs. Die Startwerte der ersten Population werden von außen oder ggf. zufällig vorgegeben. Die initiale Population wird durch die Berechnung des Zielfunktionswertes der einzelnen Individuen bewertet. Im nächsten Schritt wird die Population solange verändert und mit den bereits untersuchten Kandidaten verglichen, bis das Optimierungsziel erreicht ist, wobei die Veränderung der Individuen immer eine stochastische Komponente aufweist. Die genaue Umsetzung dieses Ablaufs wird als Strategie des Algorithmus bezeichnet. Neben dem Differential Evolution Algorithmus (DE), der in dieser Arbeit zur Anwendung kommt, existieren weitere Evolutionäre Algorithmen, die diesem Schema folgen. Die Herausforderung bei der Anwendung einer populationsbasierten Metaheuristik besteht zum einen

darin, die frühzeitige Konvergenz der Population zu einem lokalen Optimum zu vermeiden und zum anderen die Simulationszeit zu minimieren. Mit dem Optimum ist im Folgenden immer das Minimum der Zielfunktion gemeint. In diesem Fall bezeichnet man die Zielfunktion auch als Kostenfunktion. [64]

Der Differential Evolution Algorithmus ist ein künstlicher populationsbasierter Evolutionärer Algorithmus. Der prinzipielle Ablauf ist vereinfacht und unter Vernachlässigung verschiedener Aspekte in dem Pseudo-Code in Algorithmus 1 dargestellt. Die Variablen der ersten Generation der Population \mathbf{X}_g werden mit den Startwerten \mathbf{X}_0 initialisiert. Bis zur Konvergenz des Algorithmus wird für jedes Individuum der aktuellen Population mit der Populationsgröße N_p eine Mutation mittels des Skalierungsfaktors F berechnet. Die Individuen `rnd1`, `rnd2` und `rnd3` werden nach dem Zufallsprinzip ausgewählt. Da die Rekombination an dieser Stelle vernachlässigt wird, handelt es sich bei den berechneten Mutanten um die Zwischenpopulation V_g . Wenn die Mutation zu einer Verbesserung des Zielfunktionswerts führt, geht sie in die nächste Generation der Population über, ansonsten wird das Mitglied der aktuellen Generation beibehalten. [64, S. 34]

In aktuellen Versionen des DE werden erweiterte Mechanismen und verschiedene Kriterien angewendet, um die Konvergenz des Algorithmus zu bewerten. Nachfolgend werden die wichtigsten Eigenschaften des Algorithmus vorgestellt. [64, S. 37ff.]

Initialisierung

Zur Initialisierung der Population werden die Startwerte der Individuen entweder direkt vorgegeben oder zufällig bestimmt. Dabei ist auf eine hohe Diversität der Startwerte zu achten, weil das Risiko besteht, dass der Algorithmus lokal konvergiert. Die Diversität der initialen Startwerte als auch die Abdeckung von Randbereichen kann beispielsweise durch das Verfahren Latin Hypercube Sampling gewährleistet werden [65]. Es handelt sich um eine quasi-zufällige Initialisierung. Der Lösungsraum wird in gleichgroße Teilbereiche eingeteilt und es wird sichergestellt, dass in jedem Teilbereich eine zufällige Probe platziert wird. In [66] wird gezeigt wie dieses Verfahren vorteilhaft zur Initialisierung der Population im Differential Evolution Algorithmus eingesetzt werden kann. Diese Verfahren sind solchen, die rein auf dem Zufall beruhen, vorzuziehen.

Mutation

Die Population \mathbf{X}_g mit N_p Individuen wird durch die Mutation weiterentwickelt, indem N_p Mutanten erstellt werden. Es existieren verschiedene Ansätze zur Mutation der Population, von denen zwei wichtige vorgestellt werden. Der sogenannte Ansatz *rand1bin* ist in Gleichung 4.60 beschrieben.

$$\vec{w}_{g,m} = \vec{x}_{g,\text{rnd3}} + F \cdot (\vec{x}_{g,\text{rnd1}} - \vec{x}_{g,\text{rnd2}}) \quad \forall m \in \{0,1,\dots,N_p\} \quad (4.60)$$

Die Mutanten werden aus den Werten der Variablen von drei zufällig ausgewählten Individuen der aktuellen Population gebildet. Die Mutanten ergeben sich aus der Summe der mit F skalierten Differenz der Werte der zwei Individuen *rnd1* und *rnd2* und den Werten eines dritten Individuums *rnd3*. Nach Ansatz *best1bin* in Gleichung 4.61 wird hingegen nicht ein zufälliges Individuum, sondern das beste Individuum der aktuellen Population \vec{x}_{best} verbessert.

$$\vec{w}_{g,m} = \vec{x}_{\text{best}} + F \cdot (\vec{x}_{g,\text{rnd1}} - \vec{x}_{g,\text{rnd2}}) \quad \forall m \in \{0,1,\dots,N_p\} \quad (4.61)$$

Das beste Mitglied ist dadurch gekennzeichnet, dass sein Funktionswert $f(\vec{x}_{\text{best}})$ der niedrigste der gesamten Generation ist. Die Mutante ergibt sich aus der Summe der skalierten Differenz der Variablen der Individuen *rnd1* und *rnd2* und des besten Individuums. Der Skalierungsfaktor ist vorab festzulegen und wird üblicherweise im Bereich $[0,1]$ vorgegeben. Resultat dieses Schritts sind die Mutanten \mathbf{W}_g .

Kreuzung

Im nächsten Schritt wird in Abhängigkeit der Kreuzungswahrscheinlichkeit CR durch Kreuzung der Mutanten \mathbf{W}_g mit der aktuellen Population \mathbf{X}_g die Zwischenpopulation \mathbf{V}_g gebildet. Gleichung 4.62 wird auf alle Variablen d eines jeden Individuums m einer Population angewandt. N_{var} beschreibt die Anzahl der Variablen. Der Zufall bestimmt, welche Werte der Mutante und welche Werte der aktuellen Population in die Zwischenpopulation übergehen. Die Kreuzungswahrscheinlichkeit CR ist im Bereich $[0,1]$ zu wählen, die Zufallszahl ζ_d liegt im Bereich $[0,1]$. Mit der

Bedingung $d = d_{\text{rnd}}$ wird sichergestellt, dass mindestens eine Variable der Mutante übernommen wird, sodass kein Duplikat entstehen kann.

$$v_{g,m,d} = \begin{cases} w_{g,m,d} & \text{wenn } \zeta_d \leq CR \vee d = d_{\text{rnd}}, \\ x_{g,m,d} & \text{sonst.} \end{cases}$$

$$\forall m \in \{0,1,\dots,N_P\} \ \& \ \forall d \in \{0,1,\dots,N_{\text{var}}\}$$

$$\zeta_d : \text{Zufallszahl } \{0,\dots,1\}$$

$$d_{\text{rnd}} : \text{Zufallselement } \{0,1,\dots,N_{\text{var}}\}$$

$$CR : \text{Kreuzungswahrscheinlichkeit}$$
(4.62)

Selektion

Im letzten Schritt einer Iteration wird die Performance der Zwischenpopulation V_g mit der aktuellen Population X_g verglichen. Gemäß Gleichung 4.63 werden jeweils ein Individuum der Population und der Zwischenpopulation miteinander verglichen. Das Gütekriterium ist der Zielfunktionswert und das Individuum mit dem niedrigeren Zielfunktionswert geht in die nächste Generation über.

$$\vec{x}_{(g+1),m} = \begin{cases} \vec{v}_{g,m} & \text{wenn } f(\vec{v}_{g,m}) \leq f(\vec{x}_{g,m}), \\ \vec{x}_{g,m} & \text{sonst.} \end{cases}$$

$$\forall m \in \{0,1,\dots,N_P\}$$
(4.63)

Abbruch

Die beschriebenen Schritte werden iterativ solange wiederholt bis die Iteration konvergiert. Der Abbruch kann dadurch erfolgen, dass der minimale Zielfunktionswert f_{min} , die Begrenzung der Iterationsschritte, ein statistischer Wert der Population oder die Begrenzung der Simulationszeit erreicht wird [64]. In [67] wird die in Gleichung 4.64 beschriebene Abbruchbedingung definiert. Sie enthält sowohl eine absolute statistische Abbruchschwelle tol_{abs} als auch eine relative tol_{rel} . Die Summe der absoluten Toleranz tol_{abs} und des Absolutwerts der Mittelwerte der Zielfunktionswerte multipliziert mit der relativen Toleranz tol_{rel} bildet die statistische Schwelle. Unterschreitet die Standardabweichung der Zielfunktionswerte

der aktuellen Generation diese Schwelle, wird die Iteration abgebrochen und das Optimum ist gefunden.

$$\sigma \left(\vec{f}(\vec{x}_{g,m}) \right) \leq tol_{\text{abs}} + tol_{\text{rel}} \cdot \left| \vec{f}(\vec{x}_{g,m}) \right| \quad (4.64)$$

4.2.2 Ablauf der Optimierung

Der Differential Evolution Algorithmus und das Latin Hypercube Sampling werden in der Implementierung der Python-Bibliothek SciPy verwendet [67], [68]. Das Überlagerungsverfahren gemäß Kapitel 4.1 ist in Python aufbauend auf der Python-Bibliothek pandapower implementiert [23], [62].⁶ Diese Bibliothek beinhaltet Module zur Leistungsflussberechnung und zur Kurzschlussstromberechnung nach IEC 60909-0:2016 [12]. Die Berechnungen in dieser Arbeit werden durch die zusätzliche Implementierung des Überlagerungsverfahrens, spannungsgesteuerter Stromquellen und der automatischen Stufenschaltung von Transformatoren inklusive der Modellierung einer von der Stufenschalterposition abhängigen Kurzschlussimpedanz ermöglicht.

Abbildung 4.10 zeigt wie das Überlagerungsverfahren und der Differential Evolution Algorithmus zur Ermittlung maximaler Kurzschlussströme eingesetzt werden. Die Population wird mit dem Verfahren Latin-Hypercube Sampling initialisiert. Für jedes Individuum der nullten Generation der Population \mathbf{X}_g wird das Überlagerungsverfahren nach Kapitel 4.1 eingesetzt. Daraufhin wird die Zielfunktion nach Gleichung 4.58 bestimmt. Die Auslastung der Betriebsmittel \mathbf{O}_b und die Knotenspannungen \underline{U}_b im stationären Betrieb werden für alle Individuen in den Straffunktionen der Gleichungen 4.56 und 4.57 verarbeitet.

Durch die beschriebenen Mechanismen Mutation und Kreuzung wird die Zwischenpopulation \mathbf{V}_g erzeugt, für die wiederum das Überlagerungsverfahren angewendet und dann die Zielfunktion berechnet wird. Im nächsten Schritt werden die Zielfunktionswerte der Individuen der Zwischenpopulation \mathbf{V}_g und der Population $\mathbf{X}_{(g-1)}$ paarweise miteinander verglichen und die nächste Generation \mathbf{X}_g gebildet. Für diese Population wird die Abbruchbedingung überprüft und bei Konvergenz die Optimierung abgebrochen und die Ergebnisse der Optimierung ausgegeben. Es wird die relative Abbruchbedingung verwendet, welche die Konvergenz der Population hin zu einem optimalen Zielfunktionswert anzeigt. Solange die Abbruchbedingung nicht erfüllt ist, wird der Prozess der Erzeugung neuer Generationen wiederholt.

⁶Die Bibliothek SciPy wird in Version 1.6.3 und die Bibliothek pandapower in Version 2.0.1 verwendet.

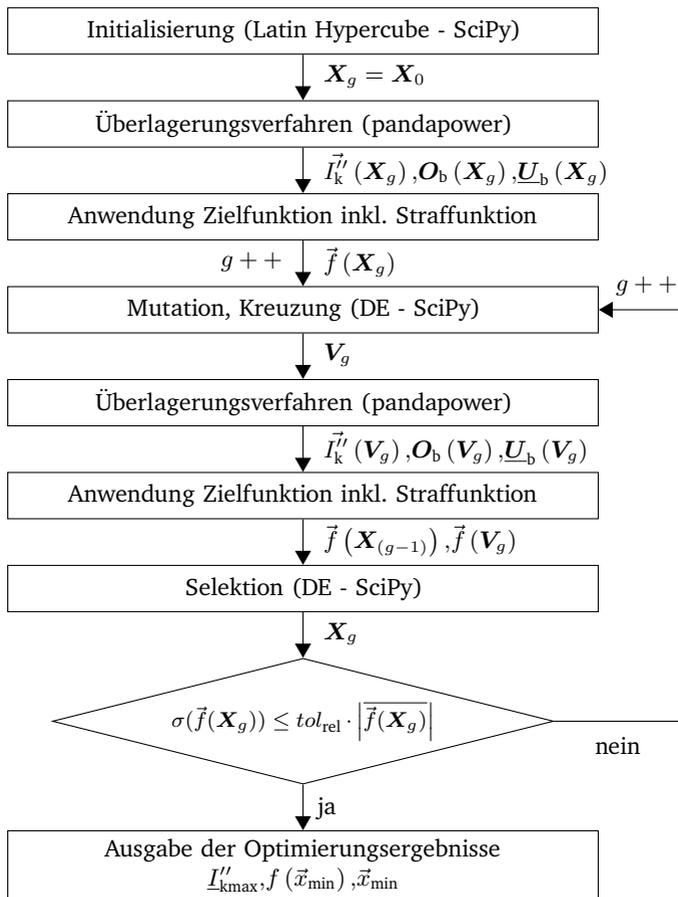


Abbildung 4.10: Berechnung maximaler Kurzschlussströme mittels Überlagerungsverfahren unter Anwendung des Differential Evolution Algorithmus

Zur Beschleunigung der Berechnung wird die Optimierung parallelisiert. Dies ist bei populationsbasierten Verfahren möglich, weil die Berechnungen für jedes Individuum einer Generation unabhängig durchgeführt werden können. Nichtsdestotrotz ist das beschriebene Verfahren im Vergleich zu vereinfachten Verfahren wie sie in Kapitel 5 behandelt werden im Hinblick auf Modellierung und Rechenzeit aufwendig. Aus genannten Gründen wird von dem Einsatz des Verfahrens in der täglichen Praxis abgeraten.

Parametrierung des Differential Evolution Optimierers

Am Beispiel des reduzierten Netzes aus Abbildung 4.11 wird die Optimierung demonstriert. Das Netz besteht aus der 20-kV-Sammelschiene K1-MS, an der ein Verbraucher V und eine Erzeugungsanlage mit Vollumrichter PF angeschlossen sind. Die Sammelschiene repräsentiert das gesamte Mittelspannungsnetz und wird über den Transformator T von dem Hochspannungsnetz versorgt, welches als Netzeinspeisung Q modelliert ist. Diese Netzeinspeisung an Sammelschiene K0-HS wird mit 110 kV betrieben. Dem Transformator wird der Transformator Typ T-Typ1 aus Tabelle 3.5 und der Netzeinspeisung Q-Typ3 aus Tabelle 3.4 zugewiesen. Weitere Netzdaten dieses reduzierten Netzes werden in dieser Arbeit nicht beschrieben, da in diesem Abschnitt die Parametrierung des Optimierers im Vordergrund steht.

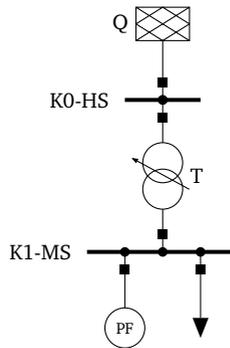


Abbildung 4.11: Einstrich-Netzschema eines über ein Umspannwerk gespeisten Mittelspannungsnetzes mit einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter und einem Verbraucher

Die Variablen der Zielfunktion und die Suchbereiche der Netzelemente sind in Tabelle 4.2 beschrieben. Der Spannungswinkel an Sammelschiene K0-HS wird auf 0° festgesetzt und der Leistungsfaktor des Verbrauchers beträgt $\cos \varphi_V = 0,95$ induktiv. Die Bemessungsscheinleistung der Erzeugungsanlage beträgt $S_{\text{TPF}} = 25$ MVA, ihr Maximalstrom $i''_{\text{skPFmax}} = 1,3$ p.u. und die Blindstromstatik wird mittels $k_{\text{PF}} = 2$ nach VDE AR-N-4110 ohne Totband und entsprechend Kapitel 2.2 definiert.

Tabelle 4.2: Variablen der Zielfunktion und zugehörige Suchbereiche für das einfache Mittelspannungsnetz in Abbildung 4.11

Netzelement	Variable	Suchbereich	
Netzeinspeisung Q	U_{bQ}	[0,9 .. 1,1]	p.u.
Transformator T	$U_{\text{bTUS,soll}}$	[0,9 .. 1,1]	p.u.
Verbraucher V	S_{bV}	[0,00 .. 10,00]	MVA
Erzeugungsanlage PF	P_{bPF}	[0,00 .. 23,75]	MW
	Q_{bPF}	[-7,81 .. 7,81]	Mvar

Die Parameter des Differential Evolution Algorithmus sind auf das Optimierungsproblem angepasst. Die Auswahl und eine Sensitivitätsanalyse dieser Parameter sind im Anhang A.1 beschrieben. Das Konvergenzverhalten des Algorithmus für die gewählte Parametrierung stellt Abbildung 4.12 graphisch dar. Auf der Abszisse ist die Anzahl der Funktionsaufrufe N_{it} und auf der Ordinate der beste bislang ermittelte Zielfunktionswert $f(\vec{x}_{\text{best}})$ dargestellt. Der Zielfunktionswert verbessert sich durch die Optimierung stufenweise von $f(\vec{x}_{\text{best}}) = -6,89$ p.u. auf $f(\vec{x}_{\text{best}}) = f(\vec{x}_{\text{min}}) = -7,92$ p.u.. Bis zum Funktionsaufruf $N_{\text{it}} = 600$ kommt es zu ausgeprägten Verbesserungen des Zielfunktionswertes, von $N_{\text{it}} = 600$ bis 2.200 ist eine kontinuierliche leichte Verbesserung festzustellen und ab Funktionsaufruf $N_{\text{it}} = 2.200$ ist die Verbesserung des Zielfunktionswertes gering.

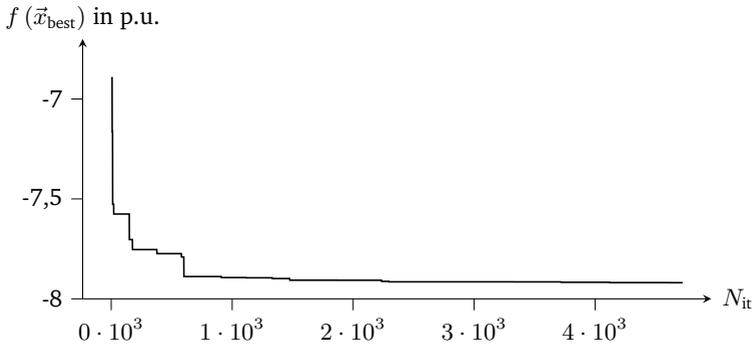


Abbildung 4.12: Konvergenz des Differential Evolution Algorithmus zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme für den gewählten Parametersatz in Tabelle A.2

4.3 Maximale Kurzschlussströme in Mittelspannungsnetzen

Dieses Kapitel behandelt maximale Kurzschlussströme in Mittelspannungsnetzen. Dazu werden die maximalen dreipoligen Kurzschlussströme im Modellnetz MS gemäß Kapitel 3.1 ausgewertet. Zur Berechnung der maximalen Kurzschlussströme wird das Überlagerungsverfahren unter Berücksichtigung der kritischen Leistungsflüsse gemäß Kapitel 4.2.2 angewendet. Tabelle 4.3 gibt einen Überblick über alle Ausführungen des Netzes und der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter, die bei den Untersuchungen berücksichtigt werden. Die Ausführungen der Betriebsmittel sind in Kapitel 3.1 und die der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in Kapitel 2.3 beschrieben. Ihre Bedeutung wird an dieser Stelle kurz zusammengefasst. Der Kurzschlussstrombeitrag des überlagerten Netzes wird über den Parameter Q-Typ variiert. Betriebsmittel wie der Transformator und die Leitungen zu den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchern werden über die Parameter T-Typ, L_{PF} -Typ und L_{V} -Typ variiert. Zusätzlich bestimmen die Parameter PF-Pos die Anschlusspunkte der Erzeugungsanlagen und Verbraucher, Ks-Pos die Kurzschlussstelle und DU-Typ das Spannungstoleranzband. Die Eigenschaften der Erzeugungsanlagen werden außerdem über die Parameter PF-Typ für den k_{PF} -Faktor, PF-NAR für ein mögliches

Totband bzw. Verschiebung der Blindstromstatik sowie PF-Imax für den maximalen Kurzschlussstrombeitrag verändert.

Tabelle 4.3: Varianten des Modellnetzes MS und der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Parameter	Ausführungen				
Q-Typ	Q-Typ1	Q-Typ2	Q-Typ3		
T-Typ	T-Typ1	T-Typ2	T-Typ3		
L _{PF} -Typ	L-Typ1	L-Typ3			
L _V -Typ	L-Typ2	L-Typ4			
PF-Pos	PF-Pos1	PF-Pos2	PF-Pos3	PF-Pos4	
DU-Typ	DU-Typ1	DU-Typ2			
PF-Typ	PF-Typ1	PF-Typ2	PF-Typ3	PF-Typ4	
PF-NAR	PF-NAR1	PF-NAR2	PF-NAR3		
PF-Imax	PF-Imax1	PF-Imax2	PF-Imax3		
Ks-Pos	K0-HS	K1-MS	K2.1-MS	K3.1-MS	K4-MS

Die kritischen Betriebszustände des Netzes, die zu den maximalen Kurzschlussströmen führen, werden in Kapitel 4.3.1 untersucht. Kapitel 4.3.2 beschreibt die Erhöhung der Kurzschlussströme durch den Anschluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter im Mittelspannungsnetz. Basierend auf den Untersuchungen der kritischen Betriebszustände des Netzes in Kapitel 4.3.1 wird in Kapitel 4.3.3 eine Vereinfachung der Optimierung für die Berechnung komplexer Netze entwickelt. Kritische Netzkonfigurationen werden in Kapitel 4.3.4 bestimmt.

Die Kombination aller Parameter in Tabelle 4.3 ergibt 51.840 mögliche Varianten. Da dies einen nicht beherrschbaren Berechnungsaufwand darstellt, werden daraus drei Parametersätze abgeleitet. Zum einen werden externe Parameter, also die Stärke des überlagerten Hochspannungsnetzes Q, der Transformatortyp T, die Leitungstypen der Abgänge mit Erzeugungsanlagen L_{PF} und des Lastabgangs L_V in Parametersatz P-I variiert. Der obere Abschnitt in Tabelle 4.4 zeigt die entsprechenden Varianten. Neben diesen Parametern werden in allen drei Parametersätzen die Position der Erzeugungsanlagen und Verbraucher PF-Pos, das Spannungsband DU-Typ und die Kurzschlussstelle Ks-Pos variiert. Die Varianten ergeben sich aus der Kombination aller Parameter miteinander. Zum anderen werden im zweiten Parametersatz P-II ebenfalls die beschriebenen Netzparameter variiert. Zusätzlich sind in diesem Netz Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter angeschlossen. Diese sind fest mit $k_{PF} = 2$ nach VDE-AR-N 4110 [11] ohne Totband und mit $i''_{skPFmax} = 1,3$ ausgeführt (PF-Typ3, PF-NAR1 und PF-Imax2). Deren Variation wird im dritten

Parametersatz P-III berücksichtigt, wobei in diesem Fall die Netzparameter nicht variiert werden.

Bei der Optimierung im Modellnetz MS werden dessen Symmetrieeigenschaften zur Reduktion der Komplexität des Optimierungsproblems genutzt. Die Spannung des überlagerten Netzes $U_{b,K0-HS}$, die Sollspannung des Transformator-Stufenschalters an der Unterspannungsseite des Transformators $U_{b,K1-MS}$, die Scheinleistungen der Verbraucher $S_{b,V1}$, $S_{b,V2.1}$, $S_{b,V3.1}$, die Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter $P_{b,PF1}$, $P_{b,PF2.1}$, $P_{b,PF3.1}$ sowie deren Blindleistungseinspeisung $Q_{b,PF1}$, $Q_{b,PF2.1}$, $Q_{b,PF3.1}$ stehen in der Optimierung zum Auffinden des maximalen Kurzschlussstroms als Variablen zur Verfügung. Erzeugungsanlagen und Verbraucher, die parallel zu Abgang $a = 1$ angeschlossen sind, werden mit den jeweiligen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern in Abgang 1 in einem Cluster zusammengefasst. Somit wird eine Reduktion der Anzahl der Optimierungsvariablen erreicht. Bei einem Kurzschluss in einem Abgang mit Erzeugungsanlagen werden die Verbraucher und Erzeugungsanlagen in diesem Strang zusätzlich als separate Variablen berücksichtigt. So werden bei Kurzschluss an Knoten K2.2-MS zum Beispiel zusätzlich $S_{b,V2.2}$, $P_{b,PF2.2}$ und $Q_{b,PF2.2}$ optimiert. Folglich werden in der Optimierung zwischen elf und 14 Optimierungsvariablen berücksichtigt.

4.3.1 Kritische Betriebspunkte

In diesem Kapitel wird beschrieben in welchem Wertebereich die Optimierungsvariablen für die Fälle liegen, in denen sich im Optimierungsverfahren maximale Kurzschlussströme einstellen. Gegenstand der statistischen Analyse sind die Optimierungsergebnisse für das Modellnetz MS mit den Parametersätzen II und III. Die Ergebnisse werden exemplarisch für Kurzschlussströme an den Netzknoten K0-HS, K1-MS und K4-MS diskutiert. Die Darstellung erfolgt in *Boxplots*. Details hierzu sind im Anhang A.2 beschrieben. Die Ergebnisse für K2.1-MS und K3.1-MS sind im Anhang A.3 nachzuschlagen. Abbildung 4.13 zeigt die Verteilung der Optimierungsvariablen für maximale Kurzschlussströme an Knoten K0-HS, also den zu den jeweiligen maximalen Kurzschlussströmen I''_{kmax} führenden stationären Betriebspunkten. Dabei sind die Parameter auf den jeweiligen Suchbereich bezogen, sodass die Werte auf der Abszisse von -100% bis $+100\%$ dargestellt werden. Für die Darstellung der Wirkleistungseinspeisung $p_{b,PF1}$ gilt beispielsweise:

$$p_{b,PF1} = \frac{P_{b,PF1} - P_{b,PF1,min}}{P_{b,PF1,max} - P_{b,PF1,min}} \cdot 100\%$$

Tabelle 4.4: Parametersätze des Modellnetzes MS. Parametersatz P-I: Mittelspannungsnetz ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter, P-II: Mittelspannungsnetz mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei Variation der Netzparameter und P-III: Mittelspannungsnetz mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei Variation der EZA-Parameter.

Parametersatz	Ausführungen					
P-I: Keine Erzeugungsanlagen - Variation Netzparameter						
Q-Typ	Q-Typ1	Q-Typ2	Q-Typ3			
T-Typ	T-Typ1	T-Typ2	T-Typ3			
L _{PF} -Typ	L-Typ1		L-Typ3			
L _V -Typ		L-Typ2		L-Typ4		
PF-Pos			PF-Pos3	PF-Pos4		
DU-Typ	DU-Typ1	DU-Typ2				
Ks-Pos	K0-HS	K1-MS	K2.1-MS	K3.1-MS	K4-MS	
P-II: Inkl. Erzeugungsanlagen - Variation Netzparameter						
Q-Typ	Q-Typ1	Q-Typ2	Q-Typ3			
T-Typ	T-Typ1	T-Typ2	T-Typ3			
L _{PF} -Typ	L-Typ1		L-Typ3			
L _V -Typ		L-Typ2		L-Typ4		
PF-Pos	PF-Pos1	PF-Pos2				
DU-Typ	DU-Typ1	DU-Typ2				
PF-Typ			PF-Typ3			
PF-NAR	PF-NAR1					
PF-Imax		PF-Imax2				
Ks-Pos	K0-HS	K1-MS	K2.1-MS	K3.1-MS	K4-MS	
P-III: Inkl. Erzeugungsanlagen - Variation Regelung der Erzeugungsanlage						
Q-Typ		Q-Typ2				
T-Typ			T-Typ3			
L _{PF} -Typ	L-Typ1					
L _V -Typ		L-Typ2				
PF-Pos	PF-Pos1	PF-Pos2				
DU-Typ	DU-Typ1	DU-Typ2				
PF-Typ	PF-Typ1	PF-Typ2	PF-Typ3	PF-Typ4		
PF-NAR	PF-NAR1	PF-NAR2	PF-NAR3			
PF-Imax	PF-Imax1	PF-Imax2	PF-Imax3			
Ks-Pos	K0-HS	K1-MS	K2.1-MS	K3.1-MS	K4-MS	

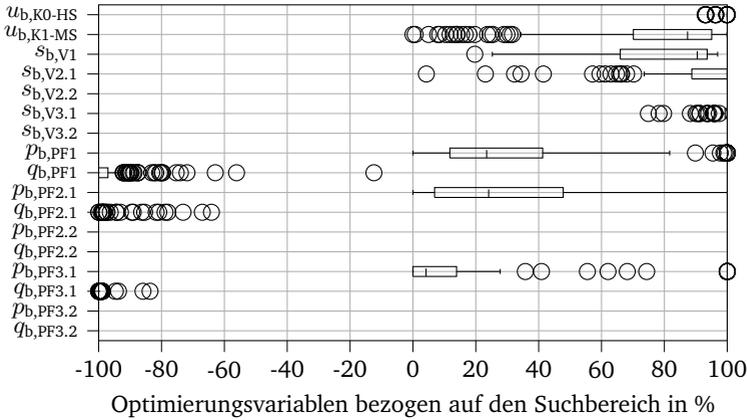


Abbildung 4.13: Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms $I''_{k\max}$ an K0-HS bezogen auf den Suchbereich

Der negative Wertebereich $[-100; 0)$ % dient der Darstellung negativer Werte der Blindleistungen $q_{b,PF}$, also der Einspeisung kapazitiver Blindströme der Erzeugungsanlage mit Vollumrichter. Die Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass maximale Kurzschlussströme im Hochspannungsnetz auftreten, wenn die Spannung $U_{b,K0-HS}$ maximal ist. Fast alle Werte liegen bei 100 % und wenige Ausreißer liegen bei minimal 93 %. Die wenigen Ausreißer treten alle in Netzen mit T-Typ2 und DU-Typ1 und bei Einspeisung maximal kapazitiver Ströme durch die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf. Für Spannungen, die höher als 93 % des Suchbereichs beziehungsweise 1,1 p.u. sind, treten Spannungsbandverletzungen im Mittelspannungsnetz auf.

Der Suchbereich der Sollspannung des Transformator-Stufenschalters $U_{b,K1-MS}$ ist durch das zulässige Spannungsband Du-Typ1 oder Du-Typ2 eingeschränkt. Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass sich insbesondere hohe Werte der Sollspannung einstellen. Der Median aller berechneten Werte liegt mit 87,4 % im oberen Suchbereich. Ein hoher Prozentwert entspricht einem nahe an der oberen Schwelle der zulässigen Betriebsspannungen gemäß Du-Typ1 oder Du-Typ2 liegenden Wert der Sollspannung. Dies entspricht einem niedrigen Übersetzungsverhältnis t

des Transformators und hat somit zur Folge, dass die auf die Hochspannungsseite transformierten Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter I''_{skPFr} vergleichsweise hoch und die transformierte aggregierte Impedanz der Leitungen und Verbraucher im Mittelspannungsnetz vergleichsweise niedrig ist. In einigen Fällen treten maximale Kurzschlussströme allerdings bei niedrigen Werten der Sollspannung des Transformator-Stufenschalters $U_{\text{b,K1-MS}}$ auf. Dies ist gleichbedeutend mit größeren Übersetzungsverhältnissen t des Transformators und wirkt sich derart aus, dass sich der Beitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter zum Kurzschlussstrom verringert. Der Grund für dieses Optimierungsergebnis ist die Beschränkung der Spannungen im Mittelspannungsnetz durch das zulässige Spannungsband Du-Typ1 oder Du-Typ2. Die Spannung an der Kurzschlussstelle beeinflusst gemäß Gleichung 4.34 unmittelbar die Höhe der Kurzschlussströme, wobei hohe Spannungen zu maximalen Kurzschlussströmen führen. Eine hohe Spannung kann sich im überlagerten Netz nur einstellen, wenn sie keine unzulässig hohen Spannungen im Mittelspannungsnetz bewirkt. Bei bestimmten Transformatortypen und zulässigen Spannungsbändern kann dies nur durch ein höheres Übersetzungsverhältnis t realisiert werden.

Für die im Netz vorhandenen Verbraucher gilt im Allgemeinen, dass ein hoher Leistungsbezug vor Eintritt des Kurzschlusses zu hohen Kurzschlussströmen führt. So liegt der Median des Leistungsbezugs von Verbraucher V1 bei 90,5 % sowie für V2.1 und V3.1 bei 100,0 % des durch den Suchraum festgelegten Bereichs. Einzelne Ausreißer treten insbesondere für Verbraucher V2.1 verteilt über den gesamten Suchraum auf. Bei den Erzeugungsanlagen zeigt sich, dass eine hohe Einspeisung kapazitiver Blindströme und eine geringe bis mittlere Wirkleistungseinspeisung die höchsten Kurzschlussströme zur Folge haben. In der Mehrzahl der Fälle resultiert eine Wirkleistungseinspeisung im unteren Drittel, beziehungsweise in der unteren Hälfte des Suchraums. Die Werte sind dabei weit gestreut und weisen keine klare Tendenz auf. Der Median der Blindleistungseinspeisung liegt bei $-100,0\%$ und wie die Abbildung zeigt, liegen fast alle Werte im Bereich des negativen Maximums. Dies entspricht der Einspeisung eines kapazitiven Blindstroms. Die Höhe der Kurzschlussströme wird gemäß Gleichung 4.34, neben der Spannung an der Kurzschlussstelle $U_{\text{-1bi}}$, von der Kurzschlussimpedanz Z''_{ii} , dem Änderungsstrom $I''_{\text{s}\Delta\text{PFj}}$ und dem Stromteiler beeinflusst. Die Einspeisung eines kapazitiven Stroms hat einen spannungssenkenden Effekt und bewirkt tendenziell die Einstellung eines geringeren Übersetzungsverhältnisses t durch die Transformator-Stufenschalterregelung. Dies bewirkt zum einen, dass die auf die Oberspannungsseite des Transformators transformierten Impedanzen des Mittelspannungsnetzes kleiner sind und damit

die Kurzschlussimpedanz insgesamt kleiner ist. Zum anderen sind dadurch die auf die Oberspannungsseite transformierten Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter größer. Ein weiterer Grund für dieses Optimierungsergebnis ist der Einfluss des Änderungsstroms. Bei Einbruch der Spannung am Netzanschlusspunkt, also zum Beispiel während eines Kurzschlusses, wird gemäß Netzanschlussregeln die Einspeisung eines induktiven Blindstroms gefordert. Speist die Erzeugungsanlage vor Eintritt des Kurzschlusses einen maximal kapazitiven Blindstrom und während des Kurzschlusses einen maximalen induktiven Blindstrom, so ist der Änderungsstrom maximal. Ob hieraus der maximale Kurzschlussstrom resultiert, hängt zudem von der Phasenlage der Teilkurzschlussströme $\underline{I''_{kPFO}}$ und $\underline{I''_{kPF}}$ ab.

Das Ergebnis der Optimierung für Kurzschlüsse am zentralen Knoten K1-MS im Mittelspannungsnetz ist in Abbildung 4.14 dargestellt. Es ist zu sehen, dass sich im Vergleich zu den Berechnungen für Kurzschlüsse an Knoten K0-HS insbesondere die Werte der Spannung $U_{b,K0-HS}$ der Netzeinspeisung vor Eintritt des Kurzschlusses unterscheiden. Niedrige Spannungen im Hochspannungsnetz führen tendenziell zu hohen Kurzschlussströmen an Knoten K1-MS. Wie in Kapitel 4.2 in Tabelle 4.1 gezeigt, ist die Summe der Impedanzen des überlagerten Netzes und des Transformators in den meisten Fällen minimal, wenn das Übersetzungsverhältnis des Transformators minimal ist: $t = t_{\min}$. Die entsprechenden Stufenschalterpositionen werden durch minimale Spannungen auf der Ober- und maximale Spannungen auf der Unterspannungsseite des Transformators begünstigt. Es zeigen sich allerdings auch einige Ausreißer der Spannung $U_{b,K0-HS}$ der Netzeinspeisung vor Eintritt des Kurzschlusses mit höheren Spannungen im Hochspannungsnetz. Diese Ausreißer sind allesamt und entsprechend der minimalen Impedanzen bei $t = t_r$ bzw. $t = t_{\max}$ gemäß Tabelle 4.1 dem Netztyp Q-Typ1 zuzuordnen. Bei dem Netztyp Q-Typ1 handelt es sich um ein überlagertes Netz mit geringer Kurzschlussleistung. Des Weiteren führen hohe Leistungsbezüge der Lasten zu maximalen Kurzschlussströmen. Die Betriebsbereiche der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter, die zu maximalen Kurzschlussströmen führen, liegen in ähnlichen Bereichen wie für die Kurzschlussströme an Knoten K0-HS. Die Einspeisung maximal kapazitiver Blindströme vor Eintritt des Kurzschlusses wirkt spannungssenkend und führt tendenziell zu geringen Übersetzungsverhältnissen t . Dies hat den in Tabelle 4.1 beschriebenen Einfluss auf die Impedanzen. Außerdem, und wie bereits weiter oben beschrieben, ist durch die kapazitive Einspeisung ein größerer Änderungsstrom möglich, der sich direkt auf die Höhe des Kurzschlussstroms gemäß Gleichung 4.34 auswirkt.

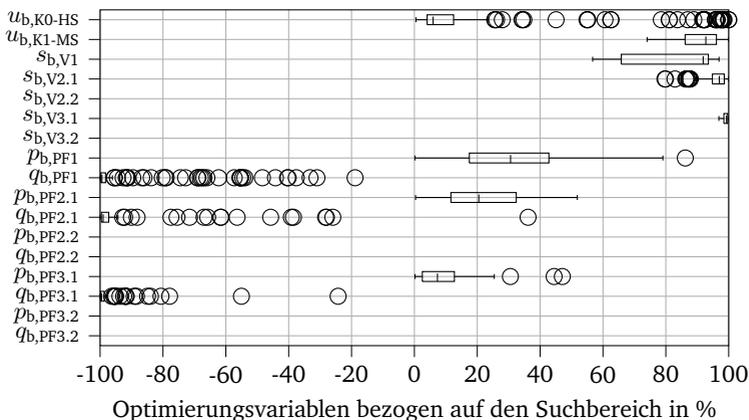


Abbildung 4.14: Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms I''_{kmax} an K1-MS bezogen auf den Suchbereich

Die Ergebnisse für die maximalen Kurzschlussströme an K4-MS sind in Abbildung 4.15 dargestellt. Es zeichnet sich ein ähnliches Bild der Optimierungsvariablen $U_{b,K0-HS}$ und $U_{b,K1-MS}$ wie für Kurzschlüsse an K1-MS ab. Vorwiegend niedrige Spannungen des Hochspannungsnetzes $U_{b,K0-HS}$ und hohe Spannungen an der Unterspannungsseite des Transformators $U_{b,K1-MS}$ begünstigen hohe Kurzschlussströme. Für die Verbraucher und Erzeugungsanlagen an den Knoten K2.1 und K3.1 ergeben sich qualitativ ähnliche Ergebnisse. Deutliche Unterschiede sind für die Verbraucher und Erzeugungsanlagen mit Anschluss an K1-MS zu erkennen. So ist bei maximalen Kurzschlussströmen die Verbraucherlast meist minimal und die Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen meist maximal.

Der Wertebereich der Blindleistungseinspeisungen der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und Netzanschlusspunkt unmittelbar am Umspannwerk erstreckt sich über den gesamten Suchraum. Die Spannungen $U_{b,K0-HS}$ und $U_{b,K1-MS}$ stellen sich so ein, dass sich das kritischste Übersetzungsverhältnis t einstellt. Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter an entfernten Knoten K2.1 und K3.1 werden spannungssenkend betrieben, sodass an $U_{b,K1-MS}$ die maximale Spannung eingestellt werden kann und es an den entfernten Knoten nicht zu Spannungsbandverletzungen kommt. Für

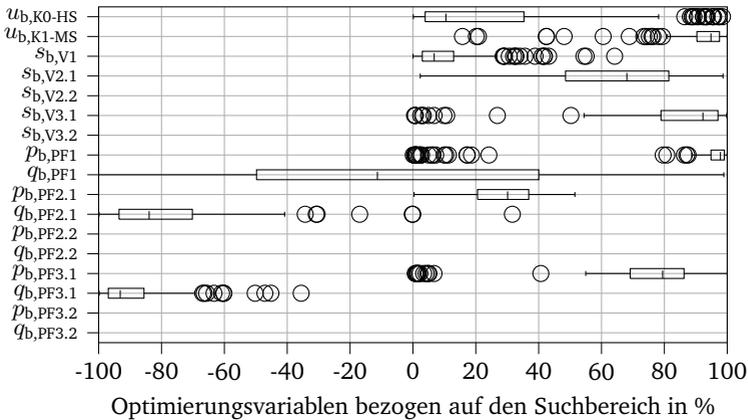


Abbildung 4.15: Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms I''_{kmax} an K4-MS bezogen auf den Suchbereich

die Erzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt unmittelbar am Umspannwerk gilt diese Vorgabe jedoch nicht. Da sich durch die Spannungsstützung ein Spannungstrichter ausbildet, sinkt die Spannung an den restlichen Netzknoten in geringerem Maße. In der Folge stellen sich an besagten Erzeugungsanlagen Betriebspunkte ein, die sich von den anderen, bereits untersuchten, Fällen unterscheiden. Der geringere Spannungseinbruch bewirkt gemäß der Blindstromstatiken eine geringere Spannungsstützung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Dadurch ist teilweise die Einspeisung von Blindleistung, also induktiver Blindströme, vor Eintritt des Kurzschlusses kritisch, weil dies während des Kurzschlusses zu dem höchsten Gesamt-Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle führt.

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass eine allgemeingültige und präzise Einschränkung der Optimierungsvariablen nicht möglich ist. Zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme ist eine Optimierung notwendig. Die getroffenen Aussagen basieren auf den $720 + 360 = 1.080$ untersuchten Varianten mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Die gewählten Betriebsmittel stehen, wie Kapitel 3.1 darlegt, stellvertretend für typische Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen. Die Vielfalt

der in der Praxis eingesetzten Kabeltypen, Freileitungstypen und insbesondere Transformatortypen ist jedoch groß, sodass die auf Basis der untersuchten Varianten getroffenen Aussagen nur mit Vorsicht verallgemeinert werden können.

4.3.2 Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

In diesem Kapitel wird die Erhöhung der Kurzschlussströme durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter im Modellnetz MS quantifiziert. Die Untersuchung in diesem Kapitel ist zweigeteilt. Im folgenden Abschnitt wird die Erhöhung der Kurzschlussströme für verschiedene Netzparameter und in dem darauffolgenden für verschiedene Regelstrategien der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter diskutiert.

Einfluss der Netzparameter

Der Anschluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in Mittelspannungsnetzen führt allgemein zu einer Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme. Tabelle 4.5 zeigt deren Wertebereich ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter (Parametersatz I und II). Im Hochspannungsnetz an Knoten K0-HS treten die höchsten Kurzschlussströme auf. Gemäß der vorgegebenen Kurzschlussstrombeiträge und aufgrund des hohen Einflusses der Netzeinspeisung auf den Kurzschlussstrom ist die Streuung der Kurzschlussströme an diesem Knoten am stärksten. Eine Netzeinspeisung mit hoher Kurzschlussstärke repräsentiert einen Knoten in der Nähe einer Schwerpunktstation und eine Netzeinspeisung mit geringer Kurzschlussstärke einen elektrisch weiter von einer Schwerpunktstation entfernten Knoten. Im Mittelspannungsnetz sind die Kurzschlussströme niedriger und streuen an den jeweiligen Knoten weniger stark. Dies ist bedingt dadurch, dass die Impedanzen der Transformatoren die Kurzschlussströme maßgeblich beeinflussen und ihrerseits weniger stark streuen als die Ersatzimpedanz der Netzeinspeisung.

Abbildung 4.16 zeigt die Erhöhung der Kurzschlussströme $\Delta I''_{kmax,P-II}$ im Modellnetz MS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mittels sogenannter Boxplots. Details zur Darstellung von Ergebnissen mittels Boxplots sind im Anhang A.2 beschrieben. Die Erhöhung der Kurzschlussströme berechnet sich aus der Differenz der maximalen Kurzschlussströme für Parametersatz II von den maximalen Kurzschlussströmen für Parametersatz I gemäß Gleichung 4.65. Die Differenz wird jeweils aus den Varianten mit gleichen Netzparametern gebildet. Der

Tabelle 4.5: Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz MS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Gegenüberstellung der Werte $I''_{kmax,P-I}$ für Parametersatz P-I und $I''_{kmax,P-II}$ für P-II.

Netzknoten	Wertebereich $I''_{kmax,P-I}$ in kA	Wertebereich $I''_{kmax,P-II}$ in kA
K0-HS	4,77 - 35,61	5,25 - 35,91
K1-MS	4,35 - 8,32	5,80 - 10,19
K2.1-MS	2,73 - 4,42	3,42 - 5,23
K3.1-MS	1,92 - 2,93	2,28 - 3,30
K4-MS	0,76 - 1,20	0,80 - 1,25

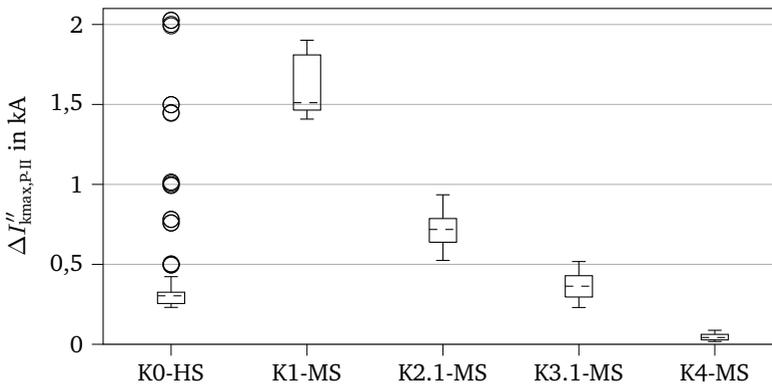


Abbildung 4.16: Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in kA bei Variation der Netzparameter

einzigster Unterschied ist, dass in den Netzen mit Parametersatzes II Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter betrieben werden. Die Differenz wird anhand der Beträge der maximalen Kurzschlussströme berechnet.

$$\Delta I''_{kmax,P-II} = I''_{kmax,P-II} - I''_{kmax,P-I} \quad (4.65)$$

Es zeigt sich, dass die maximalen Kurzschlussströme im Hochspannungsnetz an Knoten K0-HS um bis zu 2,02 kA steigen, wenn im unterlagerten Mittelspannungs-

netz Erzeugungsanlagen angeschlossen werden. Eine Erhöhung der Kurzschlussströme um mehr als 0,33 kA tritt ausschließlich in Netzen mit Transformatortyp T-Typ2 auf. Das hängt wie weiter unten beschrieben damit zusammen, dass dieser Transformator das kleinste Übersetzungsverhältnis t aufweist. Die Erzeugungsanlagen können in diesem Netz maximal den aufsummierten Kurzschlussstrombeitrag $I''_{\text{skPFmax},\Sigma}$ leisten. Unter Berücksichtigung der maximalen Bemessungsscheinleistung der Erzeugungsanlagen $S_{\text{rPF}} = S_{\text{rT}} = 31,5 \text{ MVA}$ und $i''_{\text{skPFmax}} = 1,3$ (PF-Typ3) beträgt dieser:

$$I''_{\text{skPFmax},\Sigma} = i''_{\text{skPFmax}} \cdot \frac{S_{\text{rPF}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,3 \cdot \frac{31,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} = 1,18 \text{ kA} \quad (4.66)$$

Bei Kurzschluss im Hochspannungsnetz ist der Teilkurzschlussstrom darüber hinaus durch das Übersetzungsverhältnis des Transformators und durch den Stromteiler über die Verbraucher/Lasten im Mittelspannungsnetz reduziert. Somit müssen weitere Faktoren die Erhöhung des Kurzschlussstroms bedingen. Alle Erhöhungen der Kurzschlussströme um mehr als 0,42 kA treten in Netzen mit Spannungsband DU-Typ1 auf. Dieses Spannungsband ist hinsichtlich der zulässigen Spannung im Mittelspannungsnetz restriktiver als das Spannungsband DU-Typ2. Es zeigt sich, dass die Spannung an der Kurzschlussstelle für diese Netze niedriger ist, wenn keine Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter im Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Diese werden durch den Optimierungsalgorithmus so eingesetzt, dass sie einen kapazitiven Strom einspeisen. Dieser Strom wirkt spannungssenkend und die Erzeugungsanlagen beeinflussen die Spannung im Mittelspannungsnetz so, dass das Spannungsband eingehalten wird während das Hochspannungsnetz im stationären Betrieb bei einer höheren Spannung U_{bi} betrieben werden kann. Gemäß Gleichung 4.34 beeinflusst die Spannung an der Kurzschlussstelle vor Eintritt des Kurzschlusses maßgeblich die Höhe des Kurzschlussstroms I''_k . Durch die höhere Spannung ist der Kurzschlussstrombeitrag der Netzeinspeisung erhöht. Dieser Effekt tritt wie beschrieben insbesondere bei Transformator T-Typ2 auf, da dieser das kleinste Übersetzungsverhältnis t aufweist. Die Erhöhung fällt besonders hoch aus, wenn das überlagerte Netz stark ist und somit ohnehin einen hohen Teilkurzschlussstrom liefert. Die Erhöhung der Kurzschlussströme $\Delta I''_{\text{kmax,P-II}}$ liegt überwiegend im Bereich 0,23 bis 0,42 kA und somit in dem nach Gleichung 4.66 zu erwartenden Bereich.

Der Median der Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme an Knoten K1-MS im Mittelspannungsnetz direkt am Umspannwerk beträgt 1,51 kA und ist somit unter allen Netzknoten mit Abstand der höchste. Die Erhöhung liegt für alle Vari-

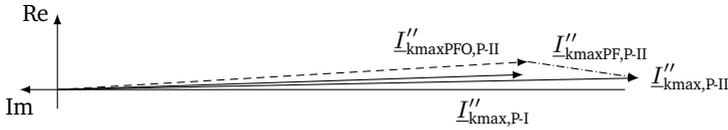


Abbildung 4.17: Zeigerdiagramm der Teilkurzschlussströme bei Kurzschluss an K1-MS - Vergleich der Varianten von Parametersatz P-I und P-II (vgl. Tabelle A.3 in Anhang A.4) mit der höchsten absoluten Erhöhung der Kurzschlussströme um 1,90 kA (1 cm $\hat{=}$ 1,25 kA)

anten zwischen 1,41 und 1,90 kA. Erwartungsgemäß fällt die absolute Erhöhung der Kurzschlussströme in Netzen mit 40-MVA-Transformator am höchsten aus, da diese auch die höchste Bemessungsleistung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter aufweisen. In diesem Fall beträgt der maximale Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter $I''_{skPFmax} = 1,50$ kA. In Abbildung 4.17 sind die Teilkurzschlussströme für den Fall der stärksten Erhöhung des maximalen Kurzschlussstroms um 1,90 kA dargestellt. In Anhang A.4 ist beschrieben um welche Variante also Parametrierung des des Netzes es sich dabei handelt. Die Erhöhung ist bedingt durch die Erhöhung des Teilkurzschlussstroms $I''_{kmaxPFO,P-II}$ ⁷ und den zusätzlichen Teilkurzschlussstrom $I''_{kmaxPF,P-II}$. Die Erhöhung des maximalen Kurzschlussstroms wird im Folgenden anhand dieser Variante erläutert.

Der maximale Kurzschlussstrom tritt bei der gemäß DU-Typ1 maximalen Spannung $U_{bi} = 1,05$ p.u. an der Kurzschlussstelle vor Eintritt des Kurzschlusses auf. Der Transformator-Stufenschalter beeinflusst die Kurzschlussimpedanz Z''_{ii} und somit den Teilkurzschlussstrom $I''_{kmaxPFO}$. Der Optimierer setzt den Transformator-Stufenschalter so ein, dass die Spannung U_{bi} an der Kurzschlussstelle maximal wird. Gleichzeitig werden die Erzeugungsanlagen spannungssenkend eingesetzt und die Spannung im überlagerten Netz so gering wie möglich gewählt. Dies bedingt, dass der Stufenschalter eingreift, um das Übersetzungsverhältnis t zu reduzieren. Dies bewirkt gemäß Kapitel 4.1 eine Verkleinerung der Transformatorimpedanz Z_T und eine Vergrößerung der transformierten Netzimpedanz Z_{Qt} . Für die Kombination Q-Typ3 und T-Typ3 gilt gemäß Tabelle 4.1, dass die Verringerung des Übersetzungs-

⁷Der Zeiger $I''_{kmaxPFO,P-II}$ ist länger als der Zeiger $I''_{kmax,P-I}$ und entspricht somit einem höheren Teilkurzschlussstrom.

verhältnisses t zur Verringerung der Summenimpedanz $|\underline{Z}_{Qt} + \underline{Z}_T|$ führt und somit zur Erhöhung des Kurzschlussstroms $I''_{k\max PFO}$ führt.

Es zeigt sich außerdem, dass der Teilkurzschlussstrom $I''_{k\max PF}$ größer als der maximale Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter $I_{skPF\max}$ ist. Wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben, wird im Änderungszustand des Überlagerungsverfahrens der Änderungsstrom der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter $I''_{s\Delta PFj}$ gemäß Gleichung 4.33 berücksichtigt. Während des Kurzschlusses wird von den Erzeugungsanlagen eine Stützung der Spannung gefordert. Diese wird durch Einspeisung eines induktiven Stroms erreicht. In der betrachteten Variante werden die Erzeugungsanlagen vor Eintritt des Kurzschlusses spannungssenkend betrieben. Dies entspricht der Einspeisung eines kapazitiven Stroms. Bei starkem Einbruch der Spannungen an den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen ergibt sich mit der Blindstromstatik $k_{PF} = 1,3$ ein Änderungsstrom $I''_{s\Delta PFj}$, der größer als $I_{skPF\max}$ ist.

Die Analyse der Zusammenhänge im Originalsystem nach Abbildung 4.1a und 4.7a liefert weitere Erkenntnisse.⁸ Die Einspeisung eines kapazitiven Stroms der Erzeugungsanlage mit Vollumrichter vor Eintritt des Kurzschlusses führt zur Erhöhung der internen Spannung der Netzeinspeisung U''_Q , da das Netz mit zusätzlicher Blindleistung versorgt werden muss. Die höhere interne Spannung führt bei Eintritt des Kurzschlusses zu einem höheren Kurzschlussstrombeitrag der Netzeinspeisung.⁹

Hinsichtlich der Erhöhung der Kurzschlussströme $\Delta I''_{k\max, P-II}$ ist an den Netzknoten K2.1-MS, K3.1-MS und K4-MS ein abnehmender Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter festzustellen. Insbesondere an Knoten K4-MS beträgt die Erhöhung lediglich zwischen 0,02 und 0,09 kA. So wird zum Beispiel die Kurzschlussimpedanz an Netzknoten K4-MS maßgeblich von der Leitungsimpedanz \underline{Z}_{L1-4} beeinflusst, weil es sich bei dieser um eine Freileitung mit kleinem Querschnitt handelt. Somit haben

⁸Die Berechnungen im Originalsystem werden wie in Kapitel 4.1 beschrieben durchgeführt. Das bedeutet, dass nicht mit einer Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle, sondern den internen Spannungen der Einspeisungen gerechnet wird. Für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ist nicht der Änderungsstrom, sondern der tatsächlich eingespeiste Strom in der Berechnung des Kurzschlussstroms zu berücksichtigen.

⁹Die geometrische Summe der Teilkurzschlussströme $I''_{k\max PFO}$ und $I''_{k\max PF}$ des Originalsystems unterscheidet sich nicht im Ergebnis, aber in der Zusammensetzung von Abbildung 4.17. Der Teilkurzschlussstrom der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter $I''_{k\max PF}$ bildet im Überlagerungsverfahren die Wirkung der Änderungsströme an der Kurzschlussstelle ab. Bei der Berechnung im Originalsystem hingegen bildet der Teilkurzschlussstrom $I''_{k\max PF}$ die Wirkung der tatsächlich eingespeisten Kurzschlussströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ab. Somit unterscheiden sich die Zeiger der Teilkurzschlussströme in Länge und Winkel von denen in Abbildung 4.17.

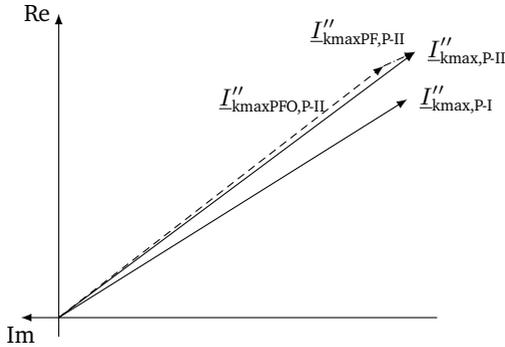


Abbildung 4.18: Zeigerdiagramm der Teilkurzschlussströme bei Kurzschluss an K4-MS - Vergleich der Variante von Parametersatz P-I und P-II (vgl. Tabelle A.4 in Anhang A.4) ($1 \text{ cm} \hat{=} 0,20 \text{ kA}$)

die beschriebenen Effekte bezüglich der Summe der Transformatorimpedanz \underline{Z}_T und der Netzimpedanz \underline{Z}_{Qt} gemäß Tabelle 4.1 eine untergeordnete Wirkung.

In Abbildung 4.18 ist die Variante dargestellt, die mit $0,09 \text{ kA}$ die höchste Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme an Knoten K4-MS aufweist. In Anhang A.4 ist beschrieben um welche Variante also Parametrierung des Netzes es sich dabei handelt. Der Betrag des Teilkurzschlussstroms $I''_{kmaxPFO,P-II}$ entspricht annähernd dem Betrag $I''_{kmax,P-I}$. Dies liegt wie beschrieben daran, dass die Leitungsimpedanz \underline{Z}_{L1-4} den Teilkurzschlussstrom des Netzes maßgeblich beeinflusst. Aufgrund des höheren resistiven Anteils der Impedanz der Leitung L1-4 weist der Kurzschlussstrom einen Wirkanteil auf. Der Phasenwinkel der Spannung im Mittelspannungsnetz wird durch die Einspeisung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter beeinflusst. Dies führt zu der in der Abbildung erkennbaren Änderung des Phasenwinkels des Kurzschlussstroms um zirka 6° .

Der Kurzschluss an K4-MS führt lediglich zu einem Spannungseinbruch von $21,7\%$ an den restlichen Netzknoten des Mittelspannungsnetzes. Der zusätzlich einzuspeisende Blindstrom der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter $I''_{s\Delta PFj,B,\Sigma}$ beträgt mit $k_{PF} = 2$ zirka:

$$I''_{s\Delta PFj,B,\Sigma} = k_{PF} \cdot \Delta u'' \cdot I_{rPF} = k_{PF} \cdot \Delta u'' \cdot \frac{S_{rPF}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 2 \cdot 0,2 \cdot \frac{31,5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 20 \text{ kV}} = 0,36 \text{ kA}$$

Der Stromteiler bestehend aus der Parallelschaltung der Leitungsimpedanz Z_{L1-4} mit der Reihenschaltung der Netz- und Transformatorimpedanz $Z_{Qt} + Z_T$ führt dazu, dass nur ein Teil dieses Stromes an der Kurzschlussstelle als Teilkurzschlussstrom wirksam ist: $I''_{kmaxPF} = 0,09 \text{ kA}$.

Abbildung 4.19 zeigt die Erhöhung der Kurzschlussströme $\Delta i''_{kmax,P-II}$ durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in %. Die Abweichung wird anhand von Gleichung 4.67 bestimmt:

$$\Delta i''_{kmax,P-II} = \frac{\Delta I''_{kmax,P-II}}{I''_{kmax,P-I}} \cdot 100 \% \quad (4.67)$$

Qualitativ zeichnet sich ein ähnliches Bild wie in Abbildung 4.16 ab. An Knoten K0-HS in Abbildung 4.16 treten vergleichsweise hohe absolute Erhöhungen der Kurzschlussströme auf, insbesondere die Ausreißer weisen hohe Werte auf. In Abbildung 4.19 zeigt sich, dass die relative Erhöhung der Kurzschlussströme an K0-HS im Vergleich zu den anderen Knoten gering ist und maximal 10,6 % beträgt. Die Erhöhung der Kurzschlussströme liegt bei der Hälfte der Varianten im Bereich von 0,9 und 5,2 %. Dies ist dadurch zu erklären, dass die hohen absoluten Erhöhungen wie bereits beschrieben in Netzen mit hohen Kurzschlussstrombeiträgen der Netzeinspeisung auftreten. Die Höchstwerte der relativen Erhöhung treten bei schwachen überlagerten Netzen und Transformatortyp T-Typ2 auf.

An Netzknoten K1-MS kommt es zu der stärksten Erhöhung der Kurzschlussströme um bis zu 33,1 %, wobei der Median der Erhöhungen bei 25,7 % liegt. Die Erhöhung ist am höchsten, wenn das überlagerte Netz schwach ist. Ansonsten sind keine klaren Korrelationen zu erkennen. Die Kurzschlussströme an den Knoten K2.1-MS, K3.1-MS und K4-MS werden von den Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter weniger stark beeinflusst. Bei Kurzschlüssen an elektrisch ferneren Knoten ist der Spannungstrichter weniger stark ausgeprägt. Dies führt dazu, dass die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter gemäß Blindstromstatik ihre Blindstromeinspeisung weniger stark erhöhen. Wie in den vorigen Abschnitten beschrieben, teilt sich die Stromeinspeisung dieser Erzeugungsanlagen auf den Strompfad über die Leitung hin zur Kurzschlussstelle und die Summe aus Transformator- und Netzimpedanz auf. Dieser Stromteiler führt bei längeren zu der Kurzschlussstelle führenden Leitungen dazu, dass ein größerer Teil des Stromes der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter über den Pfad des Transformators fließt und somit den Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle nicht erhöht.

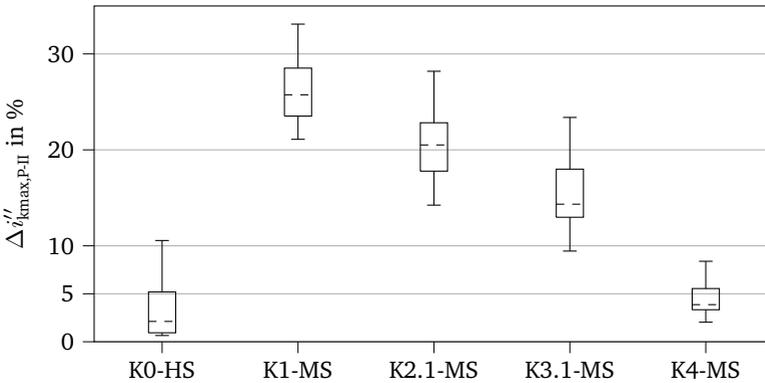


Abbildung 4.19: Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in % bei Variation der Netzparameter

Einfluss der Regelstrategien der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Der Vergleich von Parametersatz III mit den entsprechenden Einträgen aus Parametersatz I gibt Aufschluss über den Einfluss der Regelstrategien der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die Höhe der maximalen Kurzschlussströme. Grundlage der Untersuchung ist entsprechend Tabelle 4.4 das Mittelspannungsnetz mit der Konfiguration Netzeinspeisung Q-Typ2, Transformator T-Typ3, Leitungen L-Typ1 für die Abgänge mit Erzeugungsanlagen und L-Typ2 für den Lastabgang. Die Kenndaten sind Kapitel 3.1 zu entnehmen. Alle weiteren Parameter werden variiert.

Tabelle 4.6 zeigt die maximalen Kurzschlussströme für P-III und den entsprechenden Varianten in P-I. Das bedeutet, dass beispielsweise alle maximalen Kurzschlussströme der Varianten in P-I mit Q-Typ1 und Q-Typ3 nicht dargestellt werden. Die maximalen Kurzschlussströme an K0-HS liegen im Bereich der vorgegebenen maximalen Kurzschlussströme des überlagerten Netzes. Im Mittelspannungsnetz treten aufgrund der höheren Transformatorimpedanz geringere maximale Kurzschlussströme auf. Die Kurzschlussströme nehmen hin zu elektrisch entfernteren Netzknoten ab und sind an K4-MS am geringsten.

Tabelle 4.6: Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz MS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Gegenüberstellung der Werte $I''_{k_{\max,P-I}}$ für Parametersatz P-I und $I''_{k_{\max,P-III}}$ für P-III.

Netzknoten	Wertebereich $I''_{k_{\max,P-I}}$ in kA	Wertebereich $I''_{k_{\max,P-III}}$ in kA
K0-HS	15,26 - 15,28	15,26 - 15,63
K1-MS	7,18 - 7,34	7,21 - 9,41
K2.1-MS	3,99 - 4,04	4,18 - 5,23
K3.1-MS	2,70 - 2,72	2,80 - 3,31
K4-MS	1,13 - 1,14	1,14 - 1,27

In Abbildung 4.20 ist für alle untersuchten Varianten die Erhöhung der Kurzschlussströme in Abhängigkeit der Kurzschlussstelle und des k_{PF} -Faktors dargestellt. Für maximale Kurzschlussströme an Knoten K0-HS und K4-MS ist der geringste relative Anstieg der maximalen Kurzschlussströme festzustellen. Die Erhöhung $\Delta I''_{k_{\max,P-III}}$ in kA und die Erhöhung $\Delta i''_{k_{\max,P-III}}$ in % berechnen sich analog zu den Gleichungen 4.65 und 4.67 im Vergleich mit Parametersatz I. Die Erhöhung $\Delta I''_{k_{\max,P-III}}$ in kA und die Erhöhung $\Delta i''_{k_{\max,P-III}}$ in % korrelieren im Gegensatz zu der Untersuchung des Einflusses der Netzparameter, weshalb zum Zwecke der Übersichtlichkeit nur die prozentuale Abweichung in Abbildung 4.20 analysiert wird.

In der Abbildung werden zusätzlich die k_{PF} -Faktoren unterschieden. Im Extremfall bei $k_{PF} = 0$, also ohne zusätzlichen von dem Spannungseinbruch abhängigen Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen, beträgt die Erhöhung der Kurzschlussströme an K0-HS 0%. Die zugrundeliegenden Netzanschlussregeln und der maximale Kurzschlussstrombeitrag sind in diesem Fall nicht von Bedeutung. Je höher der k_{PF} -Faktor, desto höher fällt die Erhöhung der Kurzschlussströme aus. Die stärkste Erhöhung der Kurzschlussströme an K0-HS um bis zu 2,3 % tritt bei Erzeugungsanlagen mit den größten maximalen Kurzschlussstrombeiträgen $i''_{skPF_{\max}} = 1,5$ p.u. und einer Steigung der Blindstromstatik $k_{PF} = 5$ auf.

Kurzschlüsse an K4-MS bewirken an den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter einen geringeren Einbruch der Spannung. Der maximale Kurzschlussstrombeitrag $i''_{skPF_{\max}}$ wird für diese Kurzschlussstelle von keiner Erzeugungsanlage erreicht und somit ist dieser Parameter in diesem Fall nicht von Bedeutung. Die Blindstromstatik hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Kurzschlussströme. Je höher der k_{PF} -Faktor, desto stärker fällt die Erhöhung der Kurzschlussströme aus. Außerdem beeinflusst die Gestaltung der Blindstromstatik

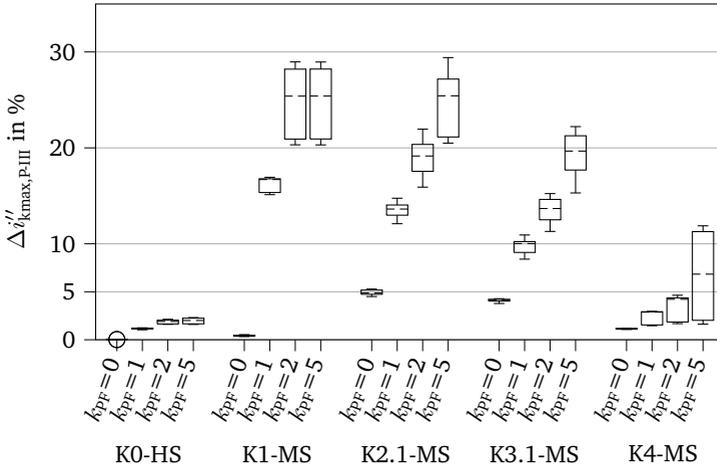


Abbildung 4.20: Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in % bei Variation der Parameter aller Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der Kurzschlussstelle und der Steigung der Blindstromstatik k_{PF}

PF-NAR die Höhe der Kurzschlussströme. Sie sind gemäß Abbildung 4.21 höher, wenn die Blindstromstatik nach VDE-AR-N 4110 definiert ist und wenn kein Totband vorhanden ist. Die vergleichsweise geringen Erhöhungen der Kurzschlussströme bei $k_{PF} = 5$ treten auf, wenn der Erzeugungsanlage die Blindstromkennlinie der SDLWindV [36] zugrunde liegt. Ein Totband und die Verschiebung der Blindstromcharakteristik in Richtung der Abszisse nach SDLWindV bewirken einen geringeren Kurzschlussstrombeitrag, bzw. Blindstrom, und führt somit zu niedrigeren Summen-Kurzschlussströmen I''_{skPF} .

Die Streuung der Erhöhungen der maximalen Kurzschlussströme an K1-MS, K2.1-MS und K3.1-MS ist groß. Die Erhöhung der Kurzschlussströme bei $k_{PF} = 0$ ist deutlich geringer als in den anderen Fällen. Erwartungsgemäß fällt die Erhöhung am höchsten aus, wenn für die Blindstromstatik $k_{PF} = 5$ gewählt wird. An Knoten K1-MS liegt der Median aller Kurzschlussströme (für alle Faktoren k_{PF}) bei 1,36 kA und 18,6%. Die Ergebnisse für $k_{PF} = 2$ und $k_{PF} = 5$ sind identisch, da in beiden

Fällen jeweils Blindströme in Höhe der höchsten maximalen Kurzschlussstrombeiträge i''_{skPFmax} eingespeist werden. Dementsprechend ist hier der Parameter i''_{skPFmax} entscheidend für die Erhöhung der Kurzschlussströme. Bei $k_{\text{PF}} = 1$ erreicht die Blindstromeinspeisung nicht ihr Maximum und aus diesem Grund fällt die Erhöhung der Kurzschlussströme geringer aus. Der Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die Kurzschlussströme nimmt hin zu den Knoten weiter im Abgang K2.1-MS und K3.1-MS ab. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung der Blindstromstatik zu, sodass die Fälle $k_{\text{PF}} = 2$ und $k_{\text{PF}} = 5$ zu deutlich stärkeren Erhöhungen führen.

Es ist bemerkenswert, dass bei $k_{\text{PF}} = 0$ die geringste Erhöhung der Kurzschlussströme an K2.1-MS größer ist als an K1-MS. Dies ist darin begründet, dass ein Kurzschluss an K2.1-MS dazu führt, dass sich an den Knoten K1-MS und K2.2-MS die Winkel $\angle \underline{U}_{\text{k,K1-MS}} = -16,7^\circ$ und $\angle \underline{U}_{\text{k,K2.2-MS}} = -15,2^\circ$ einstellen. Im stationären Zustand vor Kurzschlusseintritt betragen die Winkel $\angle \underline{U}_{\text{b,K1-MS}} = 5,9^\circ$ und $\angle \underline{U}_{\text{b,K2.2-MS}} = 6,7^\circ$. Dies führt dazu, dass die Einspeisung der Erzeugungsanlagen auf den neuen Winkel eingeregelt wird. Der Teilkurzschlussstrom dieser Erzeugungsanlagen wird in Richtung des Teilkurzschlussstroms des Netzes I''_{kmaxPFO} gedreht und führt somit zu einer Erhöhung der Kurzschlussströme. Bei einem Kurzschluss an Knoten K1-MS hingegen fällt die Spannung so stark ab, dass statt der Messung und des tatsächlichen Winkels der Spannung am Netzanschlusspunkt der Winkel der Spannung vor Eintritt des Kurzschlusses als Referenz verwendet wird. Dies führt nicht zu einer Erhöhung der Kurzschlussströme, da es nicht zu einer Anpassung der Stromeinspeisung kommt. Analog hierzu fällt die Erhöhung der Kurzschlussströme an K3.1-MS bei $k_{\text{PF}} = 0$ geringer aus als an K2.1-MS, da sich die Spannungswinkel weniger stark ändern. Im stationären Zustand vor Kurzschlusseintritt betragen die Winkel $\angle \underline{U}_{\text{b,K1-MS}} = 5,3^\circ$ und $\angle \underline{U}_{\text{b,K3.2-MS}} = 6,0^\circ$. Während des Kurzschlusses stellen sich an den Knoten K1-MS und K3.2-MS die Winkel $\angle \underline{U}_{\text{k,K1-MS}} = -9,6^\circ$ und $\angle \underline{U}_{\text{k,K3.2-MS}} = -8,6^\circ$ ein.

Die vollständige dynamische Netzstützung soll mit der Einspeisung eines Blindstroms bei Spannungseinbruch dafür sorgen, dass die Spannung optimal gestützt wird. Dies ist der Fall, wenn die Phasenlagen der Teilkurzschlussströme des Netzes I''_{kmaxPFO} und der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter I''_{kmaxPF} übereinstimmen. Forschungsarbeiten zeigen, dass die Forderung nach Blindstromeinspeisung nicht immer zu einer idealen Spannungsstützung führt [69]. Die Phasenlage wird im Allgemeinen nicht mit der Lage des Teilkurzschlussstroms des Netzes übereinstimmen. Nichtsdestotrotz zeigen die Ergebnisse, dass höhere k_{PF} -Faktoren und höhere Blindströme zu höheren Kurzschlussströmen und einer besseren Spannungsstüt-

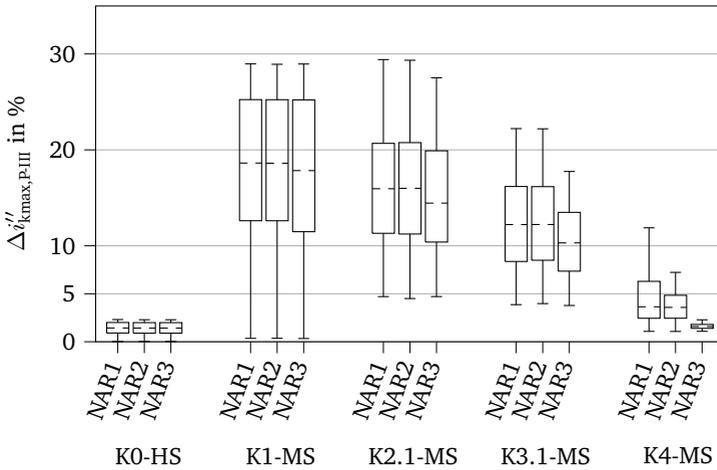


Abbildung 4.21: Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz MS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in % bei Variation der Parameter der Erzeugungsanlage aufgeteilt nach Kurzschlussstelle und Ausgestaltung der Blindstromstatik gemäß Netzanschlussregeln

zung führen. Für $k_{PF} \geq 2$ ist teilweise keine Erhöhung der Kurzschlussströme mehr festzustellen, weil der Blindstrom die Grenze $i''_{skPFmax}$ erreicht hat.

Als ergänzende Betrachtung sind in Abbildung 4.21 die Erhöhungen der Kurzschlussströme nach Ausgestaltung der Blindstromstatik dargestellt. Es zeigt sich, dass die Auswirkung der Ausgestaltung der Blindstromstatik bei Kurzschlüssen an zentralen Knoten des Netzes K0-HS und K1-MS unwesentlich ist. Der Einfluss nimmt für elektrisch fernere Knoten K2.1-MS, K3.1-MS und K4-MS zu und ist für Kurzschlüsse am Knoten K4-MS am größten. Dies liegt darin begründet, dass der Spannungseinbruch an den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen am geringsten ist, wenn der Kurzschluss am entfernten Knoten K4-MS auftritt. In diesem Fall wird die Blindstromstatik nach Abbildung 2.4 in der Nähe der Ordinate angesteuert und somit haben ein Totband und die Verschiebung der Kennlinie einen großen Einfluss. Die Blindstromstatik nach SDLWindV verringert in allen Fällen die

Höhe der Kurzschlussströme. Falls unbekannt ist, ob die Blindstromstatik nach SDL-WindV oder den aktuellen Netzanschlussregeln konfiguriert ist und ob ein Totband vorhanden ist, liefert die Annahme PF-NAR1, also einer kontinuierlichen Blindstromstatik ohne Totband, eine konservative Abschätzung. Die Kurzschlussströme werden somit nie unterschätzt.

Zusammenfassende qualitative Bewertung der Ergebnisse

Aufbauend auf den Untersuchungen können die eingangs formulierten Thesen überprüft werden. Es zeigt sich, dass der Anschluss von Erzeugungsanlagen für alle möglichen Kombinationen der Parametersätze II und III zu einer Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme führt. Die stärkste absolute Erhöhung ist an der Oberspannungsseite des HS-/MS-Transformators festzustellen. Diese starken Erhöhungen sind allerdings Einzelfälle und wurden für einen der drei Transformatortypen identifiziert. Der Grund hierfür ist die Einhaltung des Spannungsbands im Mittelspannungsnetz und die Limitierung durch den Stellbereich des Transformator-Stufenschalters. Die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ermöglichen in solchen Fällen einen flexiblen Betrieb des Mittelspannungsnetzes und können zur Senkung der Spannung eingesetzt werden, was hohe Spannungen und somit hohe Kurzschlussströme im Hochspannungsnetz ermöglicht.

Die stärksten absoluten Erhöhungen der maximalen Kurzschlussströme treten mehrheitlich im Mittelspannungsnetz auf. Dies gilt im Allgemeinen auch für die prozentuale Erhöhung der Kurzschlussströme. Dies hängt damit zusammen, dass ein Kurzschluss im Mittelspannungsnetz zu einem starken Spannungseinbruch führt. Insbesondere bei Kurzschluss an der Unterspannungsseite des HS-/MS-Transformators bricht die Spannung im gesamten Mittelspannungsnetz ein und alle Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter liefern hohe Kurzschlussstrombeiträge, die aufgrund der elektrischen Nähe fast vollständig als Teilkurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle den Kurzschluss speisen.

Außerdem führen höhere k_{PF} -Faktoren auch zu stärkeren Erhöhungen der Kurzschlussströme an elektrisch weiter entfernten Kurzschlussstellen im Mittelspannungsnetz, insbesondere an denjenigen, die über Kabel L-Typ1 oder L-Typ3, also Kabel mit größerem Querschnitt, mit dem Umspannwerk verbunden sind. Weiterhin zeigen die Untersuchungsergebnisse, dass die Erhöhung der Kurzschlussströme nicht nur durch die zusätzlichen Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bedingt ist. Denn der stationäre Betriebspunkt dieser Erzeugungsanlagen beeinflusst außerdem den Teilkurzschlussstrom der Netzeinspeisung.

Insbesondere der spannungssenkende Betrieb der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ermöglicht in einigen Fällen den Betrieb des Transformator-Stufenschalters in Positionen, die ohne Erzeugungsanlagen zur Verletzung des Spannungsbands führen würden. Die sich einstellenden kritischeren Betriebspunkte führen zu einer Erhöhung des Teilkurzschlussstroms der Netzeinspeisung.

Allgemein ist anzumerken, dass die Spannungsbänder vor Eintritt des Kurzschlusses in den Untersuchungen in vielen Fällen voll ausgeschöpft werden, was zu hohen Kurzschlussströmen führt. Details zu den Betriebspunkten, die zu maximalen Kurzschlussströmen führen, sind in Kapitel 4.3.1 beschrieben. Insbesondere sehr niedrige Spannungen wird der Netzbetreiber in der Regel im Betrieb vermeiden, um Verluste in seinem Netz zu optimieren. Insofern sind die berechneten maximalen Kurzschlussströme in den Tabellen 4.5 und 4.6 als Extremwerte zu betrachten.

Die Anfangs-Kurzschlusswechselströme für die Auslegung von Schaltanlagen in Deutschland sind in Tabelle 4.7 dargestellt. Solange die maximalen Kurzschlussströme im entsprechenden Netz nicht die Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströme der Schaltanlage und Schaltgeräte übersteigen, gilt das Netz als kurzschlussfest. Der Vergleich mit den Tabellen 4.5 und 4.6 zeigt, dass dies im Modellnetz MS für alle Mittelspannungsknoten erfüllt ist. Hierbei ist zu beachten, dass zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme die Konfiguration des Netzes zu wählen ist, die zu den höchsten Kurzschlussströmen führt. In der Praxis werden häufig zwei der in Abbildung 3.1 dargestellten Mittelspannungsnetze parallel betrieben, wobei im Umspannwerk beispielsweise ein Doppelsammelschienensystem für die beiden Transformatoren verwendet wird. Es gilt dann zu überprüfen, ob es durch Schaltaktionen zur Kopplung dieser Doppelsammelschiene im Mittelspannungsnetz kommen kann. Falls ja, wäre dieser Fall eventuell auslegungsrelevant, weil dies zu einer Reduzierung der Kurzschlussimpedanz und Erhöhung der Kurzschlussströme führen würde. Der Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter wird für diesen Fall in dieser Arbeit nicht untersucht.

Bei dem Knoten im Hochspannungsnetz kann es sich um eine Sammelschiene in der Nähe einer Schwerpunktstation handeln, oder um einen Knoten in größerer elektrischer Entfernung von dieser. An Knoten K0-HS treten Kurzschlussströme auf, die einige Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströme in Tabelle 4.7 übersteigen. Bei Kurzschlussströmen im Bereich von $I''_{k_{\max}} = 35 \text{ kA}$ ist von einer Sammelschiene in der Nähe einer Schwerpunktstation auszugehen. In diesem Fall wäre das Umspannwerk ohnehin für Kurzschlussströme $I''_{k_{\max}} = 40 \text{ kA}$ ausgelegt, sodass eine Erhöhung der Kurzschlussströme auf $35,9 \text{ kA}$ die Kurzschlussfestigkeit nicht gefährden würde.

Tabelle 4.7: Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströme I''_{kmax} für die Auslegung von Schaltanlagen in Deutschland [9, S. 388]

Netzennspannung U_n in kV	Kurzschlussstrom I''_{kmax} in kA
20,0	16,0; 20,0; 31,5
110,0	20,0; 25,0; 31,5; 40,0
380,0	50,0; 63,0; 80,0

4.3.3 Vereinfachte Ermittlung der kritischen Leistungsflüsse

Die Berechnung der maximalen Kurzschlussströme nach dem bisher verwendeten Verfahren ist sehr aufwendig. Reale Netze sind in der Regel komplexer als das Modellnetz MS und die Optimierung somit aufwendiger, da eine Vielzahl von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen im Netz verteilt angeschlossen sind. Mit deren Anzahl wächst der Berechnungsaufwand, wodurch die Notwendigkeit entsteht das Optimierungsproblem in seiner Komplexität zu reduzieren. Dabei sind verschiedene Ansätze möglich.

Es können beispielsweise die Wirk- und Blindleistungseinspeisung aller Erzeugungsanlagen sowie der Leistungsbezug aller Verbraucher als Optimierungsvariablen $s_{b,v}$, $p_{b,pf}$ und $q_{b,pf}$ definiert werden und jeweils gemeinsam optimiert werden. Dies entspricht einer sogenannten *Clustering* und unterstellt, dass sich alle Verbraucher und Erzeugungsanlagen in dem Netz gleich verhalten und die Kurzschlussströme auf gleiche Weise beeinflussen. Basierend auf den ermittelten kritischen Betriebspunkten bei Kurzschlüssen an K0-HS und K1-MS wäre es vorstellbar, dass dieses Verfahren zu guten Ergebnissen führt, da sich die jeweiligen Bereiche der Optimierungsvariablen überschneiden, beziehungsweise nahe beieinander liegen (vgl. Abbildungen 4.13 und 4.14). Für maximale Kurzschlussströme an K4-MS und K3.1-MS ist dieser Zusammenhang aber nicht gegeben (siehe Abbildungen 4.15 sowie A.6 im Anhang A.3).

Somit ist zu erwarten, dass für diese Fälle eine derartige Vereinfachung des Verfahrens nicht zu zufriedenstellenden Ergebnissen führt. Ein weiterer Nachteil in realen Netzen ist dadurch gegeben, dass der Betriebsbereich aller Erzeugungsanlagen beispielsweise durch eine einzige Erzeugungsanlage geringer Leistung am Ende eines Abgangs eingeschränkt werden kann. Falls z.B. ein hoher induktiver Strom der Erzeugungsanlage PF1 an Knoten K1-MS zu maximalen Kurzschlussströmen führen würde, dieser Betriebspunkt jedoch für Erzeugungsanlage PF3.1 an Knoten

K3.1-MS unzulässig ist, dann ist durch dieses Vorgehen ein nicht optimales Ergebnis wahrscheinlich.

Eine weitere Möglichkeit zur Vereinfachung der Komplexität, dessen Genauigkeit nachfolgend demonstriert wird, ist die ausschließliche Optimierung einzelner Erzeugungsanlagen und Verbraucher. Da die Ergebnisse für die Erzeugungsanlagen und Verbraucher an Knoten K1-MS am stärksten variieren und zudem in den meisten Netzen die Erzeugungsanlagen mit der größten Leistung direkt am Umspannwerk angeschlossen werden, liegt es nahe, diese in der Optimierung als Variablen zu berücksichtigen. Basierend auf den Erkenntnissen aus Kapitel 4.3.1 werden für alle anderen Verbraucher und Erzeugungsanlagen die Werte nach Tabelle 4.8 festgelegt. Die Annahme der Wirkleistungseinspeisung zu 30 % und der Blindleistungseinspeisung zu –100 % ihres Maximalwerts ist hinsichtlich der Auswirkung der Erzeugungsanlage auf das Spannungsband konservativ, denn der Bezug induktiver Blindleistung wirkt der Spannungsanhebung durch die Wirkleistungseinspeisung entgegen. Da sich die kritischen Spannungen an der Kurzschlussstelle vor Eintritt des Kurzschlusses fast in allen Fällen im oberen Suchbereich bewegen, ist durch diese Festlegung keine starke Einschränkung zu erwarten.

Tabelle 4.8: Festlegung der Leistungsbezüge der Verbraucher V2.a, V3.a sowie der Leistungseinspeisungen der Erzeugungsanlagen PF2.a und PF3.a im stationären Betrieb vor Eintritt des Kurzschlusses

Variable	Festlegung der Leistung in %
$s_{b,V2.a}$	100,0
$s_{b,V3.a}$	100,0
$p_{b,PF2.a}$	30,0
$q_{b,PF2.a}$	-100,0
$p_{b,PF3.a}$	30,0
$q_{b,PF3.a}$	-100,0

Die Abweichungen von dem Ergebnis der Optimierung mit dem reduzierten Variablensatz und den festgelegten Leistungsbezügen und Leistungseinspeisungen nach Tabelle 4.8 von dem Ergebnis mit dem vollständigen Variablensatz aus den vor-

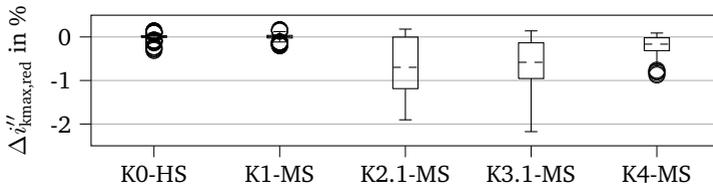


Abbildung 4.22: Genauigkeit der Optimierung mit reduziertem Variablensatz zur Bestimmung maximaler Kurzschlussströme im Modellnetz MS. Abweichungen der Kurzschlussströme im Vergleich zu den Kurzschlussströmen entsprechend Kapitel 4.3.2 in %.

ausgegangenen Kapiteln 4.3.2 sind in Abbildung 4.22 dargestellt. Die Abweichung berechnet sich wie folgt:

$$\Delta I''_{kmax,red} = \frac{I''_{kmax,red} - I''_{kmax}}{I''_{kmax}} \cdot 100 \%$$

Es zeigt sich in einigen Fällen eine positive Abweichung von bis zu 0,2%. Dies bedeutet, dass die mit dem reduzierten Variablensatz berechneten maximalen Kurzschlussströme größer als die des vollständigen Variablensatzes sind. Diese Abweichung ist dadurch zu erklären, dass die Optimierung mit dem vollständigen Variablensatz „frühzeitig“ konvergiert. In diesem Extremfall entspricht das einer Abweichung von maximal 0,007 kA und ist somit der mit einer Ungenauigkeit behafteten Metaheuristik geschuldet. Darüber hinaus ist die Berechnung der maximalen Kurzschlussströme an K0-HS und K1-MS sehr genau, wohingegen die Abweichungen für Kurzschlussströme an den elektrisch entfernten Knoten größer sind.

Die größten Abweichungen von bis zu -2,2% treten bei der Berechnung maximaler Kurzschlussströme an dem Knoten K3.1-MS und bei PF-Typ1 und PF-Pos1 auf. In den Abbildungen im Anhang A.3 für Kurzschlüsse an K3.1-MS ist gezeigt, dass teilweise hohe induktive Blindströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vor Kurzschlusseintritt kritisch sind. Außerdem sind die kritischen Wirkleistungseinspeisungen vor Eintritt des Kurzschlusses über einen großen Wertebereich verteilt. Die vereinfachenden Annahmen für die Wirk- und Blindstromeinspeisung der Erzeugungsanlagen vor Eintritt des Kurzschlusses führen in diesen Fällen zu den größten Unterschätzungen der Kurzschlussströme. Die Abweichungen für PF-Pos2, also Varianten bei denen sich zwischen 60,6% und 79,5% der installierten Leistung der

Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter direkt am Umspannwerk befinden, beträgt maximal $-1,3\%$.

Die mit dem reduzierten Variablensatz berechneten Kurzschlussströme sind somit mit einer gewissen Ungenauigkeit behaftet, die bei der Bewertung der entsprechenden Optimierungsergebnisse berücksichtigt werden muss. Der Median aller Abweichungen beträgt jedoch lediglich $-0,3\%$. Bei der Kurzschlussstromberechnung nach Norm IEC 60909-0 wird hingegen eine Genauigkeit von 5% angestrebt [70, S. 44]. Die Abweichungen können aber insbesondere in Netzen mit Netztransformatoren auch deutlich größer sein [21, S. 155]. In Anbetracht dieser Tatsache ist die gefundene Näherungslösung trotz der Abweichungen bis maximal $-2,2\%$ nützlich und kann zur Reduzierung der Komplexität der Berechnungen genutzt werden.

4.3.4 Kritische Netzkonfigurationen und Netzaggregation

Zur Vorbereitung der Untersuchungen am Hochspannungsnetz in Kapitel 4.4 wird die aggregierte Modellierung des Mittelspannungsnetzes validiert. Das aggregierte Netz entspricht in seinem grundlegenden Aufbau Abbildung 4.11. Zur Validierung werden die maximalen Kurzschlussströme im Modellnetz MS für die Parametersätze P-II und P-III (vgl. 4.3.2) mit denen im aggregierten Mittelspannungsnetz verglichen und der Fehler berechnet.

$$\Delta i''_{kmax,agg} = \frac{I''_{kmax,agg} - I''_{kmax}}{I''_{kmax}} \cdot 100\%$$

Abbildung 4.23 zeigt die prozentuale Abweichung der maximalen Kurzschlussströme an den Knoten K0-HS und K1-MS für das aggregierte Mittelspannungsnetz von denjenigen im Modellnetz MS aufgeschlüsselt nach den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen und Verbraucher gemäß PF-Pos1 und PF-Pos2. In der Variante PF-Pos2 befinden sich die Netzanschlusspunkte der Erzeugungsanlagen näher am Umspannwerk als in PF-Pos1.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Kurzschlussströme im aggregierten Mittelspannungsnetz größer sind als im vollständigen Modellnetz MS. Der Vergleich zwischen PF-Pos1 und PF-Pos2 zeigt, dass die Kurzschlussströme im aggregierten Mittelspannungsnetz stärker überschätzt werden, wenn die Netzanschlusspunkte der Erzeugungsanlagen elektrisch weit vom Umspannwerk entfernt sind. Somit werden die Kurzschlussströme für die Varianten PF-Pos1 besonders stark überschätzt. Im

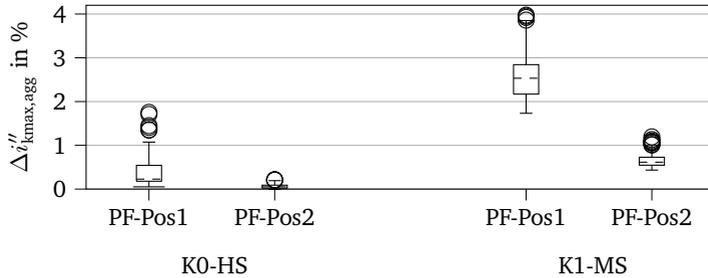


Abbildung 4.23: Einfluss der Netzanschlusspunkte der Erzeugungsanlagen und Verbraucher auf die Höhe der maximalen Kurzschlussströme im Modellnetz MS

Mittelspannungsnetz beträgt die Überschätzung der maximalen Kurzschlussströme im Extremfall bis zu 4,3 % und im Hochspannungsnetz bis zu 1,8 %.

Die Gründe für die Abweichungen sind vielfältig. Ein wichtiger Faktor ist die Beschränkung des Betriebsbereichs durch das Spannungsband im Mittelspannungsnetz. Wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben, muss das Spannungsband im Mittel- und Hochspannungsnetz eingehalten werden. Im Modellnetz MS, also im nicht-aggregierten Mittelspannungsnetz, führt die Einspeisung der Erzeugungsanlagen zu einem Spannungsfall über die Verbindungsleitung mit dem Umspannwerk. Es tritt in der Regel ein Spannungshub am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage auf. Dies beschränkt den Lösungsraum des vollständigen Netzes und führt dazu, dass sich Betriebszustände wie beispielsweise ein geringeres Übersetzungsverhältnis t des Transformators nicht einstellen können, weil sonst an den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen das Spannungsband nicht eingehalten werden würde. Außerdem bestehen im vollständigen Mittelspannungsnetz Stromteiler, die bewirken, dass sich Stromkreise über die Verbraucher im Mittelspannungsnetz schließen und somit nicht an der Kurzschlussstelle auftreten. Dies führt zur Reduktion des Teilkurzschlussstroms der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter I''_{kPF} .

Zur Reduktion der Komplexität des Netzes kann das Modellnetz MS aggregiert modelliert werden. Es kommt dadurch in keinem Fall zu einer Unterschätzung der maximalen Kurzschlussströme.

4.4 Beeinflussung der Kurzschlussströme in benachbarten Netzgebieten

Aufbauend auf den Erkenntnissen zu maximalen Kurzschlussströmen im Modellnetz MS wird in diesem Kapitel der Einfluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf Kurzschlussströme in benachbarten Netzen quantifiziert. Die Untersuchungen werden anhand des Modellnetzes HS aus Kapitel 3.2 durchgeführt. Der Aufbau des Modellnetzes HS entspricht Abbildung 3.2, wobei die Mittelspannungsnetze entsprechend der Ausführungen in diesem Kapitel aggregiert modelliert sind. Im Fokus der Untersuchung steht die Fragestellung, wie Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit Anschluss in Mittelspannungsnetzen die Kurzschlussströme im Hochspannungsnetz und in benachbarten Mittelspannungsnetzen beeinflussen. Aus diesem Grund werden die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in dem Mittelspannungsnetz deaktiviert, in dem der Kurzschluss auftritt. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu beachten, dass es sich hierbei um ein Hochspannungsnetz mit nahezu maximaler Anschlussleistung dezentraler Erzeugungsanlagen handelt. Während diese Annahme für Mittelspannungsnetze wie Modellnetz MS durch eine Vielzahl realer Netze mit entsprechender Erzeugungsleistung begründet ist, handelt es sich bei Hochspannungsnetzen in dieser Ausprägung um Extremfälle.

Entsprechend Kapitel 4.3 sind die Untersuchungen in die Variation der Netzparameter (Parametersatz II) und der Parameter der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter (Parametersatz III) aufgeteilt. Tabelle 4.9 gibt den Überblick über die Parametersätze. Die Anzahl unterschiedlicher Ausführungen der jeweiligen Parameter wird im Vergleich zu Modellnetz MS reduziert, weil die Optimierung im Modellnetz HS aufgrund der hohen Anzahl an Variablen rechenintensiv ist. Es werden die maximalen Kurzschlussströme an einem Knoten im Höchstspannungsnetz sowie jeweils drei Knoten im Hoch- und Mittelspannungsnetz ausgewertet.

Bei der Optimierung im Modellnetz HS werden dessen Symmetrieeigenschaften genutzt. Die Leistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen, der Leistungsbezug von Verbrauchern und die Sollspannung des Transformator-Stufenschalters an der Unterspannungsseite der HS-/MS-Transformatoren in parallelen Abgängen werden gemeinsam optimiert und in jeweils einer Optimierungsvariablen zusammengefasst. Die Spannungen im überlagerten Netz $U_{b,K1-H6S}$ und $U_{b,K2-H6S}$ werden gemeinsam optimiert, die Sollspannungen des Transformator-Stufenschalters an der Unterspannungsseite der HöS-/HS-Transformatoren $U_{b,K1-HS}$ und $U_{b,K5-HS}$ stehen jeweils

Tabelle 4.9: Parametersätze des Modellnetzes HS. Parametersatz P-I: Mittelspannungsnetze ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter, P-II: Mittelspannungsnetze mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei Variation der Netzparameter und P-III: Mittelspannungsnetze mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei Variation der EZA-Parameter.

Parametersatz	Ausführungen						
P-I: Keine Erzeugungsanlagen - Variation Netzparameter							
Q-Typ	Q-Typ1	Q-Typ2					
T-Typ	T-Typ1	T-Typ2					
L-Typ	L-Typ1						
PF-Pos		PF-Pos2					
DU-Typ	DU-Typ1	DU-Typ2					
Ks-Pos	K1-HöS	K1-HS	K1.1-MS	K3-HS	K3.1-MS	K4-HS	K4.1-MS
P-II: Inkl. Erzeugungsanlagen - Variation Netzparameter							
Q-Typ	Q-Typ1	Q-Typ2					
T-Typ	T-Typ1	T-Typ2					
L-Typ	L-Typ1						
PF-Pos	PF-Pos1						
DU-Typ	DU-Typ1	DU-Typ2					
PF-Typ			PF-Typ3				
PF-NAR	PF-NAR1						
PF-Imax		PF-Imax2					
Ks-Pos	K1-HöS	K1-HS	K1.1-MS	K3-HS	K3.1-MS	K4-HS	K4.1-MS
P-III: Inkl. Erzeugungsanlagen - Variation Regelung Erzeugungsanlagen							
Q-Typ	Q-Typ1						
T-Typ	T-Typ1						
L-Typ	L-Typ1						
PF-Pos	PF-Pos1						
DU-Typ	DU-Typ1						
PF-Typ	PF-Typ1	PF-Typ2	PF-Typ3	PF-Typ4			
PF-NAR	PF-NAR1		PF-NAR3				
PF-Imax		PF-Imax2					
Ks-Pos	K1-HöS	K1-HS	K1.1-MS	K3-HS	K3.1-MS	K4-HS	K4.1-MS

einzelnen als Optimierungsvariablen zur Verfügung. Insgesamt sind somit 23 Variablen bei der Optimierung zu berücksichtigen.

4.4.1 Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

In diesem Kapitel wird die Erhöhung der Kurzschlussströme durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter im Modellnetz HS quantifiziert. Im folgenden Abschnitt wird der Einfluss der Netzparameter auf die Erhöhung maximaler Kurzschlussströme aufgezeigt. Im darauffolgenden Kapitel wird der Einfluss der Regelstrategien dieser Erzeugungsanlagen diskutiert.

Einfluss der Netzparameter

Tabelle 4.10 zeigt die Höhe der maximalen Kurzschlussströme im Modellnetz HS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Die höchsten Kurzschlussströme treten im Höchstspannungsnetz auf. Die maximalen Kurzschlussströme im Hoch- und Mittelspannungsnetz sind jeweils geringer. Die maximalen Kurzschlussströme im Höchstspannungsnetz liegen im unteren Bereich der Werte, die in Tabelle 4.5 für Modellnetz MS ermittelt wurden. Die Kurzschlussströme im Mittelspannungsnetz im Modellnetz HS liegen im oberen Bereich der in Tabelle 4.5 ermittelten maximalen Kurzschlussströme im Modellnetz MS.

Tabelle 4.10: Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz HS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Gegenüberstellung der Werte $I''_{kmax,P-I}$ für Parametersatz P-I und $I''_{kmax,P-II}$ für P-II.

Netzknoten	Wertebereich $I''_{kmax,P-I}$ in kA	Wertebereich $I''_{kmax,P-II}$ in kA
K1-H6S	20,55 - 60,79	21,17 - 61,38
K1-HS	9,63 - 11,62	12,07 - 13,78
K1.1-MS	6,91 - 7,44	7,19 - 7,67
K3-HS	7,89 - 9,02	9,88 - 10,70
K3.1-MS	6,72 - 7,18	7,01 - 7,42
K4-HS	6,21 - 7,02	7,54 - 8,13
K4.1-MS	6,42 - 6,86	6,64 - 7,04

Die absolute Erhöhung der Kurzschlussströme ist in Abbildung 4.24a und die prozentuale Erhöhung in Abbildung 4.24b dargestellt. Die Darstellung erfolgt in Box-plots. Details hierzu sind im Anhang A.2 beschrieben. Die absolute und prozentuale Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme gemäß Gleichung 4.65 und 4.67 ist an den Knoten der Höchst- und Mittelspannungsebene am geringsten. Am Höchstspannungsknoten K1-HöS beträgt die Erhöhung maximal 0,64 kA beziehungsweise 3,0 % und ist somit trotz des hohen Anteils dezentraler Erzeugung gering. In den Mittelspannungsnetzen beträgt die Erhöhung maximal 0,34 kA beziehungsweise 4,8 % und ist somit ebenfalls relativ gering. Die Kurzschlussströme werden an Knoten K4.1-MS, welcher elektrisch am weitesten von den anderen Knoten entfernt ist, am geringsten beeinflusst.

Am stärksten ist die Zunahme der maximalen Kurzschlussströme im Hochspannungsnetz, wobei die Zunahme in absoluten Werten unterschiedlich stark ausfällt. So führt ein Kurzschluss an dem zentralen Knoten K1-HS zum Einbruch der Spannungen an vielen Knoten des Netzes mit Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Netzen. Dies bewirkt einen hohen Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und somit einen hohen Teilkurzschlussstrom I''_{kPF} an der Kurzschlussstelle. Die Kurzschlussströme werden an diesem Knoten um bis zu 2,50 kA beziehungsweise 25,9 % erhöht. K4-HS ist elektrisch weniger stark mit den weiteren Knoten des Hochspannungsnetzes gekoppelt und daher bricht bei einem Kurzschluss an diesem Knoten die Spannung hauptsächlich an den Knoten K5-HS und K4-HS sowie den unterlagerten Mittelspannungsnetzen ein. Der Spannungseinbruch an den anderen Knoten ist vergleichsweise gering. Die Spannung wird insbesondere durch den Teilkurzschlussstrom über Transformator T2 gestützt. Der kleinere Spannungstrichter führt dazu, dass der Teilkurzschlussstrom I''_{kPF} der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter geringer ist. Die Erhöhung beträgt 1,34 kA und 21,5 %. Die prozentuale Erhöhung ist vergleichsweise hoch, weil die elektrisch weniger stark gekoppelten Knoten ohnehin ein geringeres Kurzschlussniveau aufweisen.

Einfluss der Regelstrategien der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Abschließend werden verschiedene Regelstrategien für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter gegenübergestellt. Im Gegensatz zu Kapitel 4.3.2 wird der Maximalstrom nicht variiert, sondern fest mit PF-Imax2 parametrisiert. Weiterhin wird lediglich die Ausführung der Blindstromstatik nach VDE-AR-N 4110 ohne Totband und SDLWindV untersucht. Das Modellnetz ist mit Netzeinspeisung Q-Typ1, Trans-

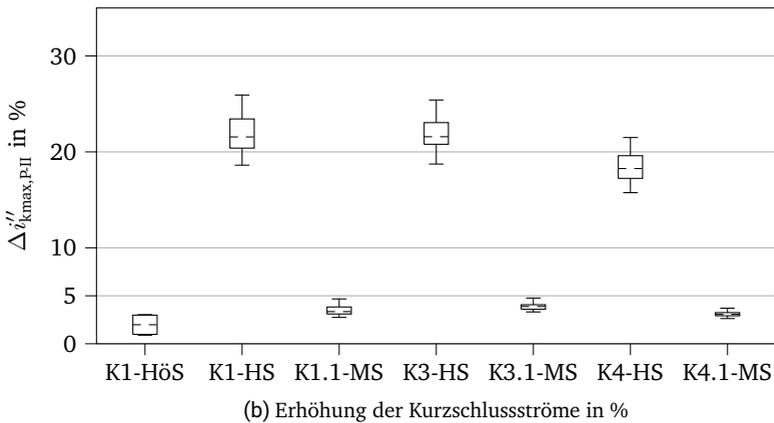
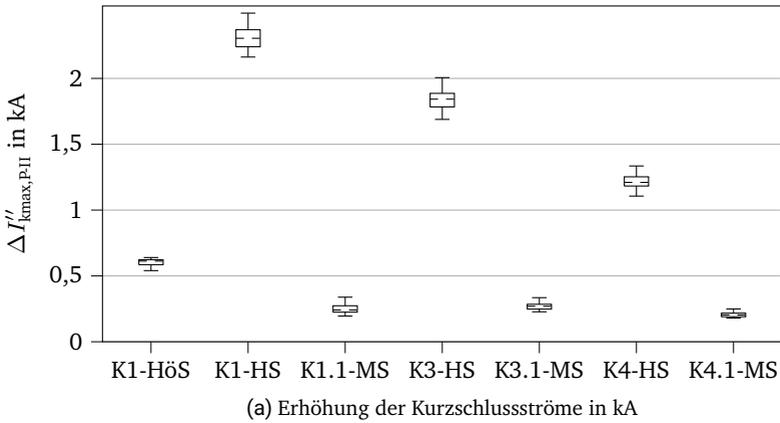


Abbildung 4.24: Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz HS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei Variation der Netzparameter

formator T-Typ1, Leitungstyp L-Typ1, Position der Erzeugungsanlagen PF-Pos1 und

Spannungsband DU-Typ1 konfiguriert. In Tabelle 4.11 sind die Kurzschlussströme in kA pro Netzknoten für die Varianten in P-III im Vergleich zu den entsprechenden Varianten in P-I dargestellt. Die höchsten Kurzschlussströme treten im Höchstspannungsnetz auf. Im Hochspannungsnetz nehmen die Kurzschlussströme mit der elektrischen Entfernung zur Schwerpunktstation ab. Die Kurzschlussströme in den Mittelspannungsnetzen variieren weniger stark.

Tabelle 4.11: Wertebereiche der maximalen Kurzschlussströme in kA im Modellnetz HS ohne und mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Gegenüberstellung der Werte $I''_{kmax,P-I}$ für Parametersatz P-I und $I''_{kmax,P-III}$ für P-III.

Netzknoten	Wertebereich $I''_{kmax,P-I}$ in kA	Wertebereich $I''_{kmax,P-III}$ in kA
K1-HöS	20,60	20,67 - 21,60
K1-HS	10,75	10,78 - 13,64
K1.1-MS	7,04	7,04 - 7,43
K3-HS	8,54	8,66 - 11,25
K3.1-MS	6,81	6,80 - 7,28
K4-HS	6,69	6,76 - 8,74
K4.1-MS	6,51	6,50 - 6,89

Die Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ist in Abbildung 4.25 als Streudiagramm dargestellt. Es zeigt sich, dass die Erhöhung der Kurzschlussströme im Höchstspannungsnetz mit maximal 4,8% am geringsten ausfällt. In Hochspannungsnetzen zeigt sich in allen Fällen, wenn die Erzeugungsanlagen eine vollständige dynamische Netzstützung leisten, eine bedeutende Erhöhung der Kurzschlussströme. Wenn die Erzeugungsanlagen eine eingeschränkte dynamische Netzstützung leisten ($k_{PF} = 0$), fällt die Erhöhung der Kurzschlussströme gering aus. Je höher der k_{PF} -Faktor, desto höher ist der Beitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter.

Es zeigt sich weiterhin, dass die Erhöhung der Kurzschlussströme in benachbarten Mittelspannungsnetzen maximal 7,0% beträgt. Lediglich sehr hohe installierte Leistungen von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und hohe k_{PF} -Faktoren ($k_{PF} = 5$) führen demnach zu einer nennenswerten Erhöhung der Kurzschlussströme in benachbarten Mittelspannungsnetzen. Der Einfluss der Blindstromstatik PF-NAR nimmt in niedrigeren Spannungsebenen zu. Während bei Kurzschluss an K1-HöS kein Einfluss festzustellen ist, ist der Unterschied bei Kurzschlüssen in

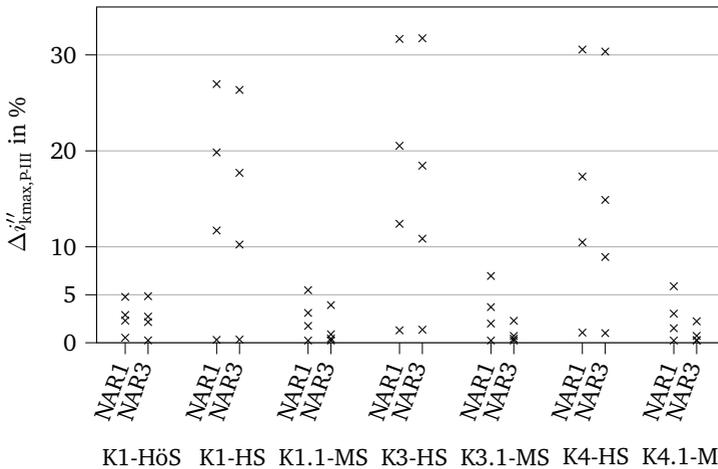


Abbildung 4.25: Erhöhung der Kurzschlussströme im Modellnetz HS durch Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in % bei Variation der Regelstrategie der Erzeugungsanlage aufgeteilt nach Kurzschlussstelle

Mittelspannungsnetzen deutlich erkennbar. Das liegt daran, dass Kurzschlüsse in Mittelspannungsnetzen maximal zu Spannungseinbrüchen von zirka 15 % in weiten Teilen des Netzes führen, und das Totband sowie die Verschiebung der Kennlinie gemäß SDLWindV somit einen verhältnismäßig großen Einfluss haben. Wenn $k_{PF} = 5$ ausgeschlossen wird, liegt die maximale Erhöhung der Kurzschlussströme in benachbarten Netzen bei 3,7 %.

Zusammenfassende qualitative Bewertung der Ergebnisse

Die eingangs definierten Thesen 2 und 3 sind anhand der Ergebnisse abschließend zu bewerten. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz und bei hoher installierter Leistung zu einer starken Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme in Hochspannungsnetzen führen und somit bei Kurzschlussstromberechnungen in

Hochspannungsnetzen nicht vernachlässigt werden können. In Anbetracht der Erkenntnisse in Kapitel 4.3.4 ist es möglich, dass die Kurzschlussströme aufgrund der Aggregation aller Verbraucher und Erzeugungsanlagen an die Mittelspannungssammelschiene um 2 % überschätzt werden. Eine derartige Überschätzung ist gemäß Abbildung 4.23 jedoch eine Ausnahme und gilt zudem für einen Kurzschluss direkt an der Hochspannungssammelschiene des Umspannwerks, in dem die Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Bei eingeschränkter dynamischer Netzstützung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ist die Erhöhung der Kurzschlussströme gering. Diese Aussage gilt für die Vernachlässigung transienter Effekte der Umrichterregelung und bei Annahme einer perfekten Regelung mit dem in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Verhalten. Insgesamt ist der Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die Kurzschlussströme im Hochspannungsnetz hoch und führt zu einer Erhöhung um bis zu zirka 30 %. Es ist jedoch einschränkend festzuhalten, dass der Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in dem untersuchten Netz hoch ist. Die installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen in allen Mittelspannungsnetzen entspricht jeweils 100 % der Transformator-Scheinleistung. Außerdem werden Varianten mit hoher Blindstromstatik $k_{\text{PF}} = 5$ untersucht, die in der Praxis einen Extremfall darstellen. Die quantitativen Erkenntnisse für das Modellnetz HS können daher nicht unmittelbar auf andere Netze übertragen werden.

Der Teilkurzschlussstrom von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in benachbarten Mittelspannungsnetzen ist nur bedeutend, wenn die vollständige dynamische Netzstützung nach VDE-AR-N 4110 mit $k_{\text{PF}} = 5$ und ohne Totband parametrisiert ist. Gemäß IEC 60909-0:2016 können Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vernachlässigt werden, wenn ihr Kurzschlussstrombeitrag weniger als 5 % des Kurzschlussstroms ohne deren Beitrag beträgt [12, S. 35]. Diese Definition bezieht sich auf einzelne Erzeugungsanlagen, trifft im vorliegenden Fall aber sogar auf die Summe aller Erzeugungsanlagen zu, wenn besagter Fall ausgeschlossen werden kann. Für Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Mittelspannungsnetz wird in der aktuell gültigen Version der Netzanschlussregel VDE-AR-N 4110 $k_{\text{PF}} = 2$ empfohlen und $k_{\text{PF}} = 5$ ist eher als Ausnahmefall zu bewerten [11, S. 97]. Werden diese Ausnahmefälle ausgeschlossen, übersteigt die Erhöhung weder in den Mittelspannungsnetzen mit Anschluss an zentralen Knoten des Hochspannungsnetzes K1-HS und K3-HS, noch in dem Mittelspannungsnetz mit Anschluss an dem dezentralen Knoten K4-HS den Wert von fünf Prozent. In der Regel ist nach diesem Kriterium also die Vernachlässigung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in benachbarten Mittelspannungsnetzen bei der Kurzschlussstromberechnung in einem Mittelspannungsnetz zulässig.

Bei der Kurzschlussstromberechnung in Höchstspannungsnetzen führen die dezentralen Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in den unterlagerten Mittelspannungsnetzen in keinem Fall zu einer Erhöhung der Kurzschlussströme um mehr als 5 %. Deren Vernachlässigung ist somit zulässig. Diese Aussagen gelten insbesondere angesichts der hohen installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen in dem untersuchten Netz. Bei Kurzschlüssen im Hochspannungsnetz ist der Einfluss der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in Mittelspannungsnetzen und mit vollständiger dynamischer Netzstützung in allen Fällen so hoch, dass ihre Kurzschlussstrombeiträge zu berücksichtigen sind.

Tabelle 4.7 zeigt die Anfangs-Kurzschlusswechselströme für die Auslegung von Schaltanlagen und Schaltgeräten in Deutschland. Wenn die Kurzschlussströme diese Werte nicht überschreiten, gilt das Netz als kurzschlussfest. Es wird angenommen, dass die Schaltanlagen und Schaltgeräte im Modellnetz HS so ausgelegt sind, dass die Kurzschlussfestigkeit ohne den zusätzlichen Teilkurzschlussstrom der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter gewährleistet ist. Der Vergleich der maximalen Kurzschlussströme in Tabelle 4.10 und 4.11 mit den Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströmen in Tabelle 4.7 zeigt, dass die Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nicht dazu führen wird, dass ein vorher kurzschlussfestes Netz seine Kurzschlussfestigkeit verliert.

4.5 Diskussion des exakten Verfahrens und der Kurzschlussstrombeiträge von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

Ziel der Untersuchungen in diesem Kapitel war die Ermittlung des Einflusses dezentraler Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die maximalen Kurzschlussströme und die Ermittlung der Reichweite ihrer Wirkung. Zu diesem Zweck wurden Untersuchungen in einem generischen Mittelspannungsnetz und einem generischen Hochspannungsnetz mit hoher installierter Leistung dieser Erzeugungsanlagen und bei Variation zentraler Parameter und Betriebsmittel durchgeführt. Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Verteilnetze, Betriebsmittel und Verhalten von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter muss die Anzahl der Kombinationen eingeschränkt werden. Die Wahl der Parameter und Betriebsmittel wurde deshalb auf Basis einer Literaturrecherche getroffen und ist somit so divers wie möglich. Aus den Untersuchungen werden folgende allgemeingültige Aussagen abgeleitet. Diese Aussagen sind insbesondere für Netzbetreiber von Interesse, die Netze in örtlicher und elek-

trischer Nähe über Randnetze nachbilden und nicht in ihrem Netzmodell integriert simulieren. Dies kann beispielsweise notwendig sein, wenn die Konzessionen bei verschiedenen Verteilnetzbetreibern liegen oder wenn eine integrierte Modellierung nicht gewünscht ist. Zur Bewertung der zentralen Erkenntnisse werden die am Anfang des Kapitels aufgestellten Thesen beantwortet:

1. Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter erhöhen die Kurzschlussströme in Mittelspannungsnetzen bei vollständiger dynamischer Netzstützung in jedem Fall und diese Erhöhung ist teilweise stark ausgeprägt. Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung erhöhen die maximalen Kurzschlussströme nur geringfügig und nur in einigen Fällen. Sie können bei der Berechnung von Kurzschlussströmen vernachlässigt werden.
2. Eine hohe installierte Leistung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in unterlagerten Mittelspannungsnetzen führt zu einer signifikanten Erhöhung der maximalen Kurzschlussströme in Hochspannungsnetzen. Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und Anschluss in unterlagerten Mittelspannungsnetzen sind bei hoher Durchdringung bei der Berechnung maximaler Kurzschlussströme in Hochspannungsnetzen zu berücksichtigen.
3. Selbst eine hohe installierte Leistung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in benachbarten Mittelspannungsnetzen führt nur in Ausnahmefällen zu einer signifikanten Erhöhung der Kurzschlussströme im betrachteten Mittelspannungsnetz. Die Vernachlässigung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in benachbarten Mittelspannungsnetzen in elektrischer Nähe zum betrachteten Mittelspannungsnetz ist zulässig, wenn deren Blindstromstatik mit maximal $k_{PF} = 2$ parametrisiert ist.
4. Je näher sich die Netzanschlusspunkte von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter an der Verteilstation, also den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene befinden, desto stärker beeinflussen sie die Höhe der Kurzschlussströme.
5. Der Betriebsbereich von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und Lasten, der zu maximalen Kurzschlussströmen führt, kann in Abhängigkeit der Lage der Kurzschlussstelle eingeschränkt werden. Bei Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ist in den meisten Fällen der untererregte Betrieb und bei Verbrauchern ein hoher Leistungsbezug vor Eintritt des Kurzschlusses kritisch. Mittels Optimierung der Leistungseinspeisung der größten Erzeugungsanlage im Netz werden jedoch höhere Kurzschlussströme ermittelt als bei maximal

untererregtem Betrieb vor Eintritt des Kurzschlusses auftreten würden. Weitere Variablen, wie beispielsweise die Stufenschalterposition des Transformators und die Spannung der Netzeinspeisung müssen zudem durch Optimierung ermittelt werden. Es ist somit möglich die Komplexität einer Optimierung zum Auffinden kritischer Leistungsflüsse durch Festlegung der beschriebenen Variablen zu reduzieren und dabei eine akzeptable Genauigkeit zu erreichen. Im Modellnetz MS wurde der maximale Fehler zu 2,2 % bestimmt. Der Fehler liegt somit unterhalb der angestrebten Genauigkeit des Verfahrens IEC 60909-0:2016 von 5 %.

6. In den Modellnetzen bewirkt die Integration von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nicht, dass die Kurzschlussfestigkeit eines Netzes gefährdet wird. Dies zeigt der Vergleich mit typischen Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströmen von Schaltanlagen und Schaltgeräten. Die Auslegungs-Anfangs-Kurzschlusswechselströme unterscheiden sich um mindestens 4 kA. Die Erhöhung der Kurzschlussströme durch die Erzeugungsanlagen beträgt in den Modellnetzen maximal 2,89 kA. In anderen Netzen, die mit einer geringen Sicherheitsmarge ausgelegt wurden oder betrieben werden, ist prinzipiell eine Verletzung der Kurzschlussfestigkeit möglich.

5 Vereinfachte Verfahren für die Berechnung maximaler Kurzschlussströme

In diesem Kapitel steht die Ermittlung geeigneter vereinfachter Verfahren zur Berechnung von Kurzschlussströmen in aktiven Verteilnetzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter im Fokus. Der Vorteil vereinfachter Verfahren ist, dass der Betriebszustand des Netzes vor Eintritt des Kurzschlusses zur Berechnung der maximalen Kurzschlussströme nicht bekannt sein muss. Aus diesem Grund ist keine Leistungsflussberechnung notwendig und kritische Betriebspunkte, die zu maximalen Kurzschlussströmen führen, müssen nicht ermittelt werden. Gemäß der Norm IEC 60909-0:2016 werden Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als Stromquellen modelliert [12, S. 43]. Allerdings sind diese nicht spannungsgesteuert, sodass die dynamische Netzstützung gemäß Abbildung 2.4 nicht abgebildet werden kann.

In der Literatur sind darüber hinaus Verfahren zu finden mit denen eine Abbildung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter möglich ist [9, S. 748ff.][16, S. 332ff.]. Den Verfahren liegt die Annahme zugrunde, dass alleine die zusätzlichen Blindströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die Kurzschlussströme beeinflussen. Dabei wird außerdem angenommen, dass die Spannungen, auf deren Grundlage die zusätzlichen Blindströme bestimmt werden, in dem vereinfachten Verfahren nach IEC 60909-0:2016 korrekt berechnet werden. Die verwendeten Korrekturfaktoren und die Vernachlässigung nichtmotorischer Lasten sind jedoch eine potenzielle Quelle der Ungenauigkeit für die Berechnungen dieser Spannungen.

Eine weitere Annahme ist, dass einzig der Änderungszustand (vgl. Kapitel 4.1) den Kurzschlussstrombeitrag beeinflusst. Im Gegensatz zu der Modellierung von beispielsweise Synchrongeneratoren, werden für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter keine Korrekturfaktoren definiert, um den Einfluss des stationären Betriebs vor Eintritt des Kurzschlusses abzubilden. Außerdem wird davon ausgegangen, dass einzig anhand dieses Änderungszustands und der Änderungsspannung u''_{Δ} zusätzliche Blindströme bestimmt werden können. Gemäß Netzanschlussregeln hängen diese jedoch von der Spannungsänderung $\Delta u''$ nach Gleichung 4.26 ab.

Auf der anderen Seite werten die Autoren eines Zeitschriftenaufsatzes die Modellierung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als konstante Stromquelle als vorteilhaft [17]. Es wird darin festgestellt, dass die Abbildung der dynamischen Netzstützung einen nicht unerheblichen Modellierungs- und Berechnungsaufwand darstellt. Zum einen werden mehr Daten der Erzeugungsanlagen benötigt. Dies sind zum Beispiel die Gestaltung der hinterlegten Blindstromstatik und der k_{PF} -Faktor. Zum anderen ist zur Abbildung der nichtlinearen Beziehung zwischen Spannungsänderung und zusätzlichem Blindstrom ein iteratives Vorgehen notwendig. Es wird argumentiert, dass Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei elektrisch nahen Kurzschlüssen ohnehin die maximalen Kurzschlussstrombeiträge liefern. Bei elektrisch fernem Kurzschlüssen führt laut den Autoren der Stromteiler dazu, dass nur ein Teil dieses Stroms in die Kurzschlussstelle fließt und sich somit der Fehler durch die Vernachlässigung der Spannungsabhängigkeit reduziert.

In diesem Kapitel wird die Genauigkeit verschiedener Verfahren mit unterschiedlichen Berechnungsansätzen und unterschiedlichem Detailgrad der Modellierung der dynamischen Netzstützung überprüft. Zur Bewertung der Eignung der vereinfachten Verfahren werden diese mit dem *Referenzverfahren* verglichen. Als Referenzverfahren dient das Überlagerungsverfahren unter Berücksichtigung der kritischen Leistungsflüsse gemäß Kapitel 4.2.2. Die erstrebenswerte Genauigkeit der vereinfachten Verfahren liegt im Bereich $\pm 5\%$. Es wird außerdem gezeigt, ob in gewissen Fällen genauere Verfahren, die die Leistungsflüsse berücksichtigen, den vereinfachten Verfahren vorzuziehen sind. Diese Frage wird in [25, S. 11, 18] aufgeworfen.

In Kapitel 5.1 wird die Kurzschlussstromberechnung nach IEC 60909-0:2016 behandelt. Kapitel 5.2 stellt verschiedene Möglichkeiten zur Abbildung der Blindstromstatik der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in vereinfachten Verfahren vor. Die vereinfachten Verfahren werden in Kapitel 5.3 anhand von Berechnungen im Modellnetz MS und HS überprüft. In Kapitel 5.4 werden die Untersuchungen in einem realen Netz validiert. Abschließend werden die Erkenntnisse in Kapitel 5.5 zusammengefasst und ein vereinfachtes Verfahren für die Berechnung maximaler Kurzschlussströme empfohlen.

5.1 Norm IEC 60909-0:2016

Die Normung der Kurzschlussstromberechnung innerhalb des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) hat ihre Anfänge im Jahr 1962 [71, S. 177]. In der Neuauflage VDE 0102:1990-01 wurden die Berechnungen für verschiedene Spannungsebenen vereinheitlicht. Im Jahr 2001 erschien die IEC 60909-0:2001 der Internationalen Elektrotechnischen Kommission [72]. In der internationalen Version der Norm wurden Impedanzkorrekturfaktoren für Kraftwerksblöcke und Netztransformatoren eingeführt. Die zum Zeitpunkt der Entstehung dieser Arbeit gültige Norm ist die IEC 60909-0:2016 [12]. Die Ausführungen dieses Kapitels basieren auf der genannten Norm. In dieser Version wurden insbesondere Modelle für erneuerbare Energien wie zum Beispiel Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen eingeführt [14]. Für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter wurde wie bereits erwähnt ein Stromquellenmodell definiert, welches im nachfolgenden Kapitel beschrieben wird.

Das Verfahren mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle basiert auf dem Überlagerungsverfahren aus Kapitel 4.1 und macht sich zunutze, dass der Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle alleine durch den Änderungszustand bestimmt ist. Zur Berechnung des Kurzschlussstroms ist grundsätzlich die Kenntnis der Impedanzmatrix \mathbf{Z}'' , bzw. dessen Diagonale $\text{diag}(\mathbf{Z}'')$ und die Kenntnis der Spannung an der Kurzschlussstelle U_{b_i} vor Eintritt des Kurzschlusses notwendig.¹ Diese Werte hängen von dem stationären Zustand vor Eintritt des Kurzschlusses ab, sodass der Leistungsfluss abgeschätzt werden muss, wenn auf eine Leistungsflussberechnung verzichtet werden soll. Das Verfahren mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle ermöglicht die Abschätzung dieser Größen mittels Korrekturfaktoren für Spannungen und Betriebsmittel. Bei der Berechnung werden nichtmotorische Lasten und Queradmittanzen vernachlässigt, Impedanzen der Betriebsmittel anhand ihrer Bemessungsgrößen berechnet und zur Umrechnung von Impedanzen auf andere Spannungsebenen das Bemessungs-Übersetzungsverhältnis $t_T = U_{TOS}/U_{TUS}$ der Transformatoren verwendet. [9, S. 546]

Die Maxime des Verfahrens mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle ist die Ermittlung der maximalen und minimalen Kurzschlussströme mit einer ausreichenden Genauigkeit. Die Berechnung maximaler Kurzschlussströme, die im

¹In der Norm IEC 60909-0:2016 wird das Symbol Z statt Z'' verwendet. Die Kennzeichnung als subtransiente Größe wird in dieser Arbeit gewählt, um zu verdeutlichen, dass das Netz mit subtransienten Reaktanzen, wie zum Beispiel x_d' des Synchrongenerators, abgebildet wird. Selbiges gilt für den nachfolgend eingeführten Kurzschlussstrombeitrag $I''_{skPFmaxj}$.

Fokus dieser Arbeit steht, geschieht unter Berücksichtigung von Sicherheitsaspekten und nach Möglichkeit von wirtschaftlichen Gesichtspunkten [70, S. 13]. Dreipolige maximale Anfangs-Kurzschlusswechselströme werden anhand von Gleichung 5.1 berechnet:

$$I''_{k\max} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z''_{ii}} + \frac{1}{Z''_{ii}} \cdot \sum_{j=1}^n Z''_{ij} \cdot I''_{skPF\max j} = I''_{k\max PFO} + I''_{k\max PF} \quad (5.1)$$

Durch den Spannungsfaktor c_{\max} wird die Vernachlässigung nichtmotorischer Lasten kompensiert und mögliche zulässige Betriebsspannungen des Netzes berücksichtigt. Er wird gemäß Tabelle 1 in IEC 60909-0:2016 gewählt [12, S. 22]. Die Kurzschlussimpedanz Z''_{ii} ist ein Diagonalelement der Impedanzmatrix \underline{Z}'' . U_n ist die Nennspannung des Netzes. Der Summand $I''_{k\max PFO}$ fasst die Teilkurzschlussströme aller aktiven als Impedanz modellierten Betriebsmittel zusammen. Der Summand $I''_{k\max PF}$ hingegen fasst alle Teilkurzschlussströme zusammen, die durch Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter verursacht werden. Diese werden als Stromquellen mit konstantem Kurzschlussstrombeitrag $I''_{skPF\max j}$ modelliert.² Der maximale Kurzschlussstrombeitrag $I''_{skPF\max j}$ ist vom Hersteller anzugeben. Über den Stromteiler Z''_{ij}/Z''_{ii} und die Summe aller Erzeugungsanlagen j mit Vollumrichter wird der Teilkurzschlussstrom $I''_{k\max PF}$ berechnet.

Impedanzen und Korrekturfaktoren für Betriebsmittel

Die Herleitungen der Korrekturfaktoren aus dem Überlagerungsverfahren sind in dem Beiblatt IEC 60909-1:2002 beschrieben [70]. Neben dem Spannungsfaktor c_{\max} werden Korrekturfaktoren für Synchrongeneratoren K_G , für Kraftwerksblöcke mit automatischem Stufenschalter K_S , für Kraftwerksblöcke ohne automatischen Stufenschalter K_{SO} und für Netztransformatoren K_T definiert. Die Berechnung der Impedanzen von Netztransformatoren ist in den Gleichungen 5.2 bis 5.4 beschrieben. Im Vergleich zu dem Modell des Transformators im Überlagerungsverfahren aus Abbildung 4.4 werden die Querelemente vernachlässigt und die Impedanz wird

²Der Zusatz „max“ in $I''_{skPF\max j}$ dient in dieser Arbeit der Kennzeichnung des festen, maximalen Kurzschlussstrombeitrags nach IEC 60909-0:2016. Im Gegensatz dazu kennzeichnet $I''_{skPF,j}$ spannungsabhängige Kurzschlussstrombeiträge unter Berücksichtigung der dynamischen Netzstützung.

nur anhand der Bemessungswerte des Transformators und bei Mittelstellung des Stufenschalters berechnet. Der Korrekturfaktor ist durch Gleichung 5.5 gegeben.

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (5.2)$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad (5.3)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (5.4)$$

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0,6 \cdot x_T} \quad (5.5)$$

Der Einfluss eines Netztransformators auf den Kurzschlussstrom hängt wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben von vielen Faktoren ab und lässt sich analytisch nicht herleiten. Der Korrekturfaktor wurde deshalb in einer statistischen Studie mit 150 Transformatoren unter den Gesichtspunkten Sicherheit und Wirtschaftlichkeit ermittelt [21]. Darin wird gezeigt, dass es aus vielerlei Gründen nicht möglich ist, einen Korrekturfaktor zu definieren, der in allen Fällen eine gute Genauigkeit aufweist. Es treten außerdem Fälle auf, in denen das Ziel verfehlt wird, die Abweichung auf maximal $\pm 5\%$ zu begrenzen. Für die meisten Transformatoren und Konfigurationen des Netzes ist anhand der vorgestellten Gleichung jedoch eine Begrenzung der Abweichung auf $\pm 5\%$ möglich.

Faktoren zur Berechnung von Kenngrößen des Kurzschlussstromverlaufs

Aus dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom können weitere wichtige Kenngrößen des Kurzschlussstromverlaufs berechnet werden. Gemäß Kapitel 2.3 sind dies der Stoßkurzschlussstrom, der symmetrische Ausschaltwechselstrom, der Gleichstromanteil des Kurzschlussstroms, der Dauerkurzschlussstrom und der thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der quantitativen Untersuchung des Einflusses von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom. Deren Einfluss auf den Stoßkurzschlussstrom i_p und den Ausschaltwechselstrom I_b wird qualitativ beschrieben. [12]

Der Stoßkurzschlussstrom i_p gemäß Gleichung 5.6 hängt von dem Teilkurzschlussstrom $I''_{kmaxPFO}$ ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und dem Teilkurzschlussstrom I''_{kPF} von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ab:

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{kmaxPFO} + \sqrt{2} \cdot I''_{kPF} \quad (5.6)$$

Betriebsmittel ohne Vollumrichter, wie beispielsweise direkt gekoppelte Synchron- und Asynchrongeneratoren, weisen die Besonderheit auf, dass ihr Kurzschlussstrombeitrag sowohl einen abklingenden Gleich- als auch Wechselstromanteil aufweist. Ein hoher Wechselstromanteil unmittelbar nach Kurzschlusseintritt wird beispielsweise beim Synchrongenerator durch die bezogene subtransiente Reaktanz des Generators x_d'' berücksichtigt. Der Faktor κ modelliert den Gleichanteil des Kurzschlussstroms und außerdem das Abklingen des Wechselanteils während der ersten Halbperiode nach Kurzschlusseintritt. Dabei wird angenommen, dass der Kurzschluss im Spannungsnulldurchgang eintritt, i_p also nach zirka 10 ms erreicht wird, sodass der höchstmögliche Augenblickswert des Kurzschlussstroms ermittelt wird. κ wird nach Gleichung 5.7 berechnet:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot R/X} \quad (5.7)$$

Das R/X -Verhältnis ist entweder bei unvermaschten Netzen über die Generator- bzw. Motordaten zu bestimmen oder in vermaschten Netzen über eine von drei Näherungsmethoden [12, S. 49]. Der Teilkurzschlussstrom I''_{kPF} von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter weist weder einen Gleichanteil noch einen abklingenden Wechselanteil auf, weil der Kurzschlussstrombeitrag von der schnellen Stromregelung abhängt [9, S. 748]. Der Stoßfaktor κ kann Werte von bis zu maximal 2 annehmen. Der Einfluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf den Stoßkurzschlussstrom ist somit im Vergleich zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom geringer.

Der Ausschaltwechselstrom in vermaschten Netzen mit mehreren Kurzschlussquellen wird gemäß Gleichung 5.8 durch die Summe der Beträge der Ausschaltwechselströme aller Quellen bestimmt. Der Ausschaltwechselstrom berechnet sich nach Gleichung 5.9:

$$I_b = \sum_j I_{bj} \quad (5.8)$$

$$I_{bG} = \mu \cdot I''_{\text{kmax}} \quad (5.9)$$

Der Faktor μ beschreibt das Abklingen des Kurzschlussstroms und unterscheidet sich je nach Schaltverzug des Leistungsschalters. Für einen Mindestschaltverzug von 100 ms gilt für Synchrongeneratoren beispielsweise Gleichung 5.10:

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \cdot I''_{\text{kG}}/I_{\text{rG}}} \quad (5.10)$$

Der Quotient I''_{kG}/I_{rG} gibt an, dass der Kurzschlussstrom schneller und stärker bei einem generatornahen Kurzschluss abklingt, also wenn I''_{kG} vergleichsweise groß ist.

Neben Synchronmaschinen ist auch das Abklingen des Kurzschlussstroms von Asynchronmaschinen und doppelt-gespeisten Asynchronmaschinen zu berücksichtigen. Der Ausschaltwechselstrom I_{bPF} von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter entspricht dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{skPF} nach Herstellerangabe, weil er von der Regelung und nicht von dem intrinsischen Verhalten der Erzeugungsanlage abhängt [14]. Es ist somit möglich, dass der Einfluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf den Ausschaltwechselstrom größer ist, als auf den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom.

5.2 Berücksichtigung der spannungsabhängigen Blindstromspeisung

In IEC 60909-0:2016 wird gemäß Gleichung 5.1 ein konstanter und von der Spannung unabhängiger Kurzschlussstrombeitrag $I''_{skPFmaxj}$ von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter angenommen. Dieser Strom entspricht dem maximalen Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt. Da in Gleichung 5.1 die Beträge der Teilkurzschlussströme von Erzeugungsanlagen mit und ohne Vollumrichter addiert werden, ist es nicht von Bedeutung, ob es sich bei dem Kurzschlussstrombeitrag um einen Wirk- oder Blindstrom handelt. Die Annahme eines konstanten Kurzschlussstrombeitrags $I''_{skPFmaxj}$ ist somit plausibel, denn dieser liegt in der Größenordnung des maximalen Stroms im fehlerfreien Betrieb. Die Beiträge der Erzeugungsanlagen, die nicht über Vollumrichter an das Netz angeschlossen sind, werden untereinander phasengerecht überlagert, da die Impedanz $Z_{ii} = |\underline{Z}_{ii}|$ in einer komplexen Berechnung bestimmt wird.

Der Teilkurzschlussstrom von Erzeugungsanlagen ohne Vollumrichter ist in der Regel stark induktiv, sodass in [9, S. 752] die ausschließliche Modellierung der Blindströme und die Vernachlässigung der Wirkströme von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vorgeschlagen wird. Zur Erhöhung der Genauigkeit wird weiterhin die Modellierung der vollständigen dynamischen Netzstützung nach Netzanschlussregeln, wie zum Beispiel VDE-AR-N 4110 [11], diskutiert. Anstatt für die Stromquelle den festen Wert $I''_{skPFmaxj}$ festzulegen, wird der Strom I''_{skPFj} aus der Änderungs-

spannung $u''_{\Delta j}$ und der Blindstromstatik $k_{\text{PF}j}$ bestimmt. Nach Gleichung 5.11 wird zunächst der Änderungsstrom berechnet:

$$I''_{s\Delta\text{PF}j} = k_{\text{PF}j} \cdot u''_{\Delta j} \cdot I_{\text{rPF}j} \quad (5.11)$$

Der Änderungsstrom wird auf den maximalen Wert $I''_{\text{skPFmax}j}$ entsprechend Gleichung 5.12 begrenzt:

$$I''_{\text{skPF}j} = \min(I''_{s\Delta\text{PF}j}, I''_{\text{skPFmax}j}) \quad (5.12)$$

In diesem Verfahren wird lediglich die Änderung der Stromeinspeisung berücksichtigt. Blindströme aus dem stationären Betrieb werden vernachlässigt, sodass keine Abhängigkeit der Kurzschlussströme vom Vorfehlerzustand besteht. Außerdem wird im Gegensatz zum Referenzverfahren und falls in den Untersuchungen nicht anderweitig definiert, die Blindstromstatik ohne Totband und ohne Verschiebung der Kennlinie modelliert. Es stellt sich die Frage, ob die Unterscheidung von Wirk- und Blindströmen einen entscheidenden Einfluss auf die Genauigkeit der Berechnungen hat und welcher Referenzwinkel der Einspeisung zu Grunde zu legen ist.

Einschränkend ist anzumerken, dass die Spannungen und auch die Änderungsspannungen mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle nicht korrekt berechnet werden. In dem Verfahren wird keine Leistungsflussberechnung durchgeführt, um den stationären Betrieb vor Eintritt des Kurzschlusses zu bestimmen. Aus diesem Grund ist es ausgeschlossen, dass wie in Kapitel 4.1 gezeigt anhand des Überlagerungsverfahrens korrekte Spannungen während des Kurzschlusses berechnet werden. Die Berechnung der Spannungsänderungen Δu_j nach Gleichung 4.26 ist somit per se nicht möglich, weil die Spannungen $\underline{u}_{b,j}$ nicht vorliegen.

Des weiteren ermöglichen die Korrekturfaktoren zwar die Berechnung maximaler Kurzschlussströme, verfälschen aber die Spannungen, denn ein höherer Kurzschlussstrom verkleinert den Spannungstrichter und führt zu geringeren Änderungsspannungen $U''_{\Delta j}$. Darüber hinaus werden nichtmotorische Lasten und Queradmittanzen vernachlässigt, wodurch die Strom- und Spannungsverteilung verfälscht wird.

Im nächsten Unterkapitel werden verschiedene Verfahren zur Modellierung der Spannungsabhängigkeit von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vorgestellt. Ziel der darauffolgenden Kapitel 5.3 und 5.4 ist es zu zeigen, ob die Modellierung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als spannungsgesteuerte Stromquelle zu einer Verbesserung der Berechnungsergebnisse gegenüber der Norm IEC 60909-0:2016 führt und wie die Spannungsabhängigkeit am besten abgebildet wird. Dabei wird auch gezeigt, ob die Wirkströme vernachlässigbar sind, die im stationären Betrieb

vor Eintritt des Kurzschlusses und gegebenenfalls während des Kurzschlusses weiter eingespeist werden.

5.2.1 Modellierung als Stromquelle und Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme

Die Berechnungsvorschrift in Gleichung 5.1 wird gemäß Gleichung 5.13 erweitert, sodass die Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter I''_{skPF_j} von den Änderungsspannungen U''_{Δ_j} an den jeweiligen Netzanschlusspunkten abhängen. Zunächst folgen allgemeine Erläuterungen zu Verfahren dieser Art, die dann nachfolgend namentlich eingeführt und beschrieben werden. Zur Bestimmung der Kurzschlussstrombeiträge ist das in Abbildung 5.1 dargestellte iterative Vorgehen notwendig, weil die Änderungsspannung nach Eintritt des Kurzschlusses durch die dynamische Netzstützung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter beeinflusst wird.

$$I''_{\text{kmax}} = \frac{c_{\text{max}} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z''_{\text{ii}}} + \frac{1}{Z''_{\text{ii}}} \cdot \sum_{j=1}^n Z''_{ij} \cdot I''_{\text{skPF}_j} (U''_{\Delta_j}) \quad (5.13)$$

Es werden zwei Verfahren unterschieden:

Verfahren I- \mathbb{R} -It-Ref0

Im ersten Schritt in Abbildung 5.1 wird der Teilkurzschlussstrom ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter I''_{kmaxPF0} bestimmt. Anhand dieses Teilkurzschlussstroms werden die Änderungen der Knotenspannungen $\vec{U}''_{\Delta,l}$ berechnet, die wiederum zur Berechnung der Kurzschlussstrombeiträge $\vec{I}''_{\text{skPF},l}$ verwendet werden. Der Index l beschreibt die Laufvariable der Iteration. Über den Stromteiler gemäß Gleichung 5.13 wird der Teilkurzschlussstrom $I''_{\text{kmaxPF},l}$ an der Kurzschlussstelle berechnet. Der maximale Summen-Kurzschlussstrom $I''_{\text{kmax},l}$ ergibt sich aus der Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme. Anhand des Summen-Kurzschlussstroms und der Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter wird die Änderungsspannung $\vec{U}''_{\Delta,l}$ neu berechnet. Solange sich die Änderungsspannungen von der letzten zur aktuellen Iteration stärker unterscheiden als das Fehlertoleranzmaß ε_U wird der Prozess ab der Bestimmung der Kurzschlussstrombeiträge $\vec{I}''_{\text{skPF},l}$ wiederholt. Sobald die gesetzte Fehlertoleranz unterschritten wird, ist der Summen-Kurzschlussstrom I''_{kmax} gefunden. Der Name des Verfahrens setzt sich wie

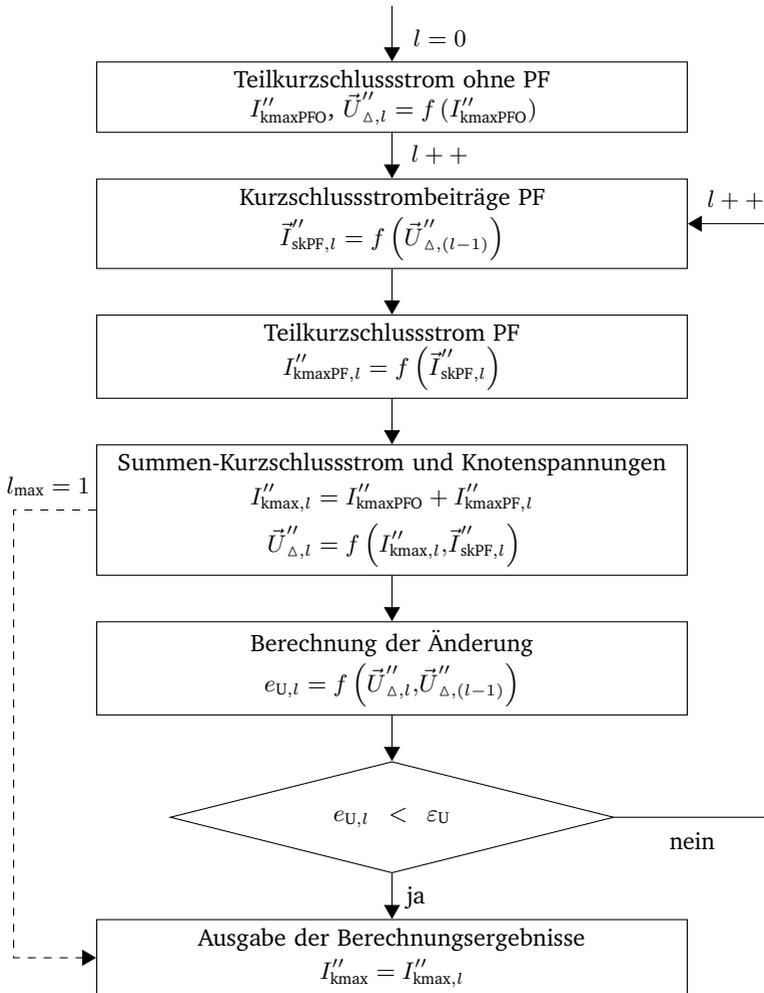


Abbildung 5.1: Flussdiagramm zur iterativen Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms I''_{kmax} in Netzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Vereinfachtes Verfahren aufbauend auf IEC 60909:0-2016 [12] und Bildung der Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme.

folgt zusammen: I kennzeichnet die Stromquelle, \mathbb{R} die Überlagerung der Beträge der Teilkurzschlussströme, It steht für die Iteration und Ref0 dafür, dass der Referenz-Spannungswinkel für die Einspeisung fest zu 0° gewählt wird. Bei der Rechnung mit Beträgen ist der Referenz-Spannungswinkel automatisch 0° .

Verfahren I- \mathbb{R} -It1-Ref0

Eine Alternative zu dem vorgenannten Verfahren ist der Abbruch der Stromiteration nach der ersten Berechnung des Summen-Kurzschlussstroms. In dem Flussdiagramm ist diese durch die gestrichelte Verbindung angedeutet. Die Netzstützung durch die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bewirkt eine Verringerung der Änderungsspannungen und somit ergeben sich im nächsten Iterationsschritt bei der Neuberechnung der Kurzschlussstrombeiträge geringere Werte. Wird dieser Schritt ausgelassen und die Stromiteration nach der ersten Berechnung des Summen-Kurzschlussstroms abgebrochen, ist somit davon auszugehen, dass höhere Kurzschlussströme berechnet werden. Der Fehler wird in Kapitel 5.3 diskutiert und quantifiziert. Vorteil dieses Verfahrens gegenüber der iterativen Variante ist der reduzierte Berechnungsaufwand. It1 im Namen kennzeichnet, dass die Iteration nach Schritt 1 abgebrochen wird. Es findet keine Iteration statt.

5.2.2 Modellierung als Stromquelle und komplexe Summe der Teilkurzschlussströme

Es ist weiterhin möglich die Teilkurzschlussströme komplex zu überlagern und somit die Phasenlage der Stromeinspeisung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter zu berücksichtigen [9, S. 750]. Eine Erweiterung zu den vorigen Verfahren besteht somit in der komplexen Berechnung des Summen-Kurzschlussstroms I''_{kmax} nach Gleichung 5.14. Zunächst folgen allgemeine Erläuterungen zu Verfahren dieser Art, die dann nachfolgend namentlich eingeführt und beschrieben werden. Der Ablauf des in Abbildung 5.2 dargestellten Flussdiagramms entspricht dem des vorigen Unterkapitels. Die komplexe Summe der Teilkurzschlussströme von Erzeugungsanlagen ohne und mit Vollumrichter folgt der Logik der Kurzschlussstromberechnung ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Die komplexe Impedanz \underline{Z}'' wird nämlich mittels

komplexer Rechnung bestimmt und somit werden die Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen ohne Vollumrichter komplex überlagert.

$$\underline{I}_{\text{kmax}}'' = \frac{c_{\text{max}} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_{\text{ii}}''} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ii}}''} \cdot \sum_{j=1}^n \underline{Z}_{\text{ij}}'' \cdot \underline{I}_{\text{skPFj}}'' (U_{\Delta j}'') \quad (5.14)$$

$$I_{\text{kmax}}'' = |\underline{I}_{\text{kmax}}''| \quad (5.15)$$

In der vorgeschlagenen komplexen Berechnung des Kurzschlussstroms besteht die Möglichkeit, die in den Netzanschlussregeln definierte und in Kapitel 4.1 beschriebene Spannungsänderung

$$\Delta u_j'' = |\underline{u}_{kj}''| - |\underline{u}_{bj}''| \quad (5.16)$$

zur Berechnung des Kurzschlussstrombeitrags I_{skPF}'' der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter zu verwenden. Die Spannungsänderung $\Delta u_j''$ wird in dem Verfahren I-C-It-RefKs³ statt der Änderungsspannung $u_{\Delta j}''$ verwendet. Die entsprechende Berechnungsvorschrift ist in Gleichung 5.17 gegeben.

$$I_{\text{s}\Delta\text{PFj}}'' = k_{\text{PFj}} \cdot \Delta u_j'' \cdot I_{\text{rPFj}} \quad (5.17)$$

Alle anderen Verfahren verwenden die Änderungsspannung $u_{\Delta j}''$ zur Bestimmung der Kurzschlussstrombeiträge nach Gleichung 5.11.

Zur Berechnung der Spannungsänderung $\Delta u_j''$ ist nach Gleichung 5.16 die Kenntnis der komplexen Spannung vor Eintritt des Kurzschlusses \underline{u}_{bj} und der Kurzschlussspannung \underline{u}_{kj}'' notwendig. Da das vorgeschlagene Verfahren ohne Leistungsflussberechnung funktioniert, muss diese Spannung abgeschätzt werden. Für den Kurzschlussknoten als auch für alle Knoten, die über Leitungen mit diesem verbunden sind, wird die Spannung $U_{bj} = c_{\text{max}} \cdot U_n$ gesetzt. Die Spannungen der Knoten, die galvanisch getrennt über einen Transformator mit der Kurzschlussstelle verbunden sind, werden mittels des entsprechenden Bemessungs-Übersetzungsverhältnisses bestimmt:

$$U_{bj} = \frac{U_{\text{rTOS}}}{U_{\text{rTUS}}} \cdot c_{\text{max}} \cdot U_n \quad (5.18)$$

$$u_{bj} = \frac{U_{\text{rTOS}}}{U_{\text{rTUS}}} \cdot c_{\text{max}} \quad (5.19)$$

³Das Verfahren I-C-It-RefKs wird in diesem Kapitel eingeführt.

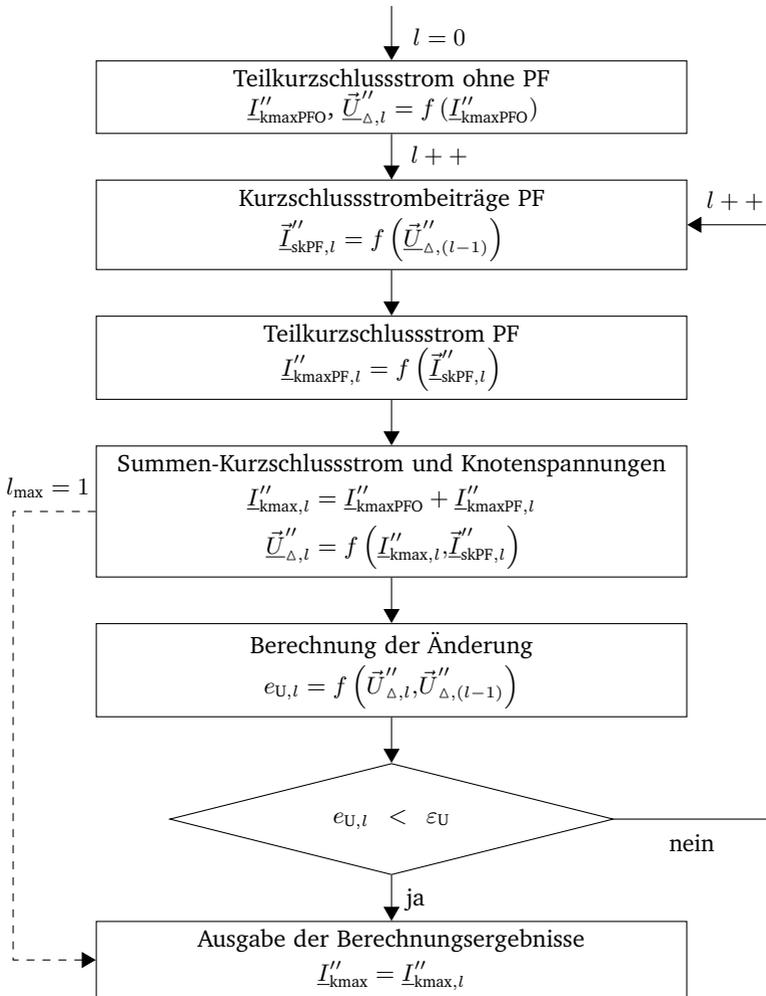


Abbildung 5.2: Flussdiagramm zur iterativen Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms I''_{kmax} in Netzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Vereinfachtes Verfahren aufbauend auf IEC 60909:0-2016 [12] und Bildung der komplexen Summe der Teilkurzschlussströme.

Die Gleichungen 5.18 und 5.19 sind exemplarisch. Wenn zwischen einem Knoten und dem Kurzschlussknoten mehrere Transformatoren liegen, sind die Übersetzungsverhältnisse aller auf diesem Pfad liegenden Transformatoren zu berücksichtigen. Die Abschätzung der Spannungen vor Eintritt des Kurzschlusses ermöglicht außerdem die Berechnung der Kurzschlussspannungen \underline{U}_{kj}'' :

$$\underline{U}_{kj}'' = \underline{U}_{bj} + \underline{U}_{\Delta j}'' = U_{bj} + \underline{U}_{\Delta j}'' \quad (5.20)$$

Die Änderungsspannungen $\underline{U}_{\Delta j}''$ resultieren aus der Kurzschlussstromberechnung. Die Winkel der Kurzschlussspannungen an den Netzanschlusspunkten der Erzeugungsanlagen dienen als Referenz für die Einspeisung der Kurzschlussströme. Durch die Berechnung der Kurzschlussspannungen \underline{U}_{kj}'' ist es weiterhin möglich, die untere Schwelle für die Spannungen am Netzanschlusspunkt von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter zu berücksichtigen. Bei Unterschreitung dieser Schwelle wird der Referenz-Spannungswinkel aus der Spannung vor Eintritt des Kurzschlusses \underline{U}_{bj} bestimmt. In dem vorgestellten Verfahren wird kein Lastfluss berechnet, sondern die Spannung U_{bj} vor Eintritt des Kurzschlusses gemäß Gleichung 5.18 initialisiert. Somit ist in diesem Fall der Referenz-Spannungswinkel 0° . Mit dem Ziel der Reduzierung des Berechnungsaufwandes werden vier Varianten dieses Verfahrens untersucht:

Verfahren I-C-It-Ref0

Entsprechend der Berechnung mit Beträgen werden die Referenzwinkel für die Einspeisung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf 0° gesetzt und zur Berechnung der zusätzlichen Blindstromeinspeisung die Änderungsspannungen $|\underline{u}_{\Delta j}''|$ des Änderungszustands und nicht die Spannungsänderungen $\Delta u_j''$ gemäß VDE-AR-N 4110 verwendet. Die Stromiteration gemäß Abbildung 5.2 wird zur Verbesserung der Genauigkeit genutzt. Das \mathbb{C} im Namen kennzeichnet, dass es sich um eine komplexe Rechnung handelt.

Verfahren I-C-It1-Ref0

Entsprechend der Berechnung mit Beträgen werden die Referenzwinkel für die Einspeisung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf 0° gesetzt. Zur Berechnung der zusätzlichen Blindstromeinspeisung werden die Änderungsspannungen $|\underline{u}_{\Delta j}''|$

des Änderungszustands anstatt der Spannungsänderungen $\Delta u_j''$ gemäß VDE-AR-N 4110 verwendet. Die Stromiteration gemäß Abbildung 5.2 wird nach der ersten Iteration abgebrochen. Es findet keine Iteration statt.

Verfahren I-C-It-Ref Δ

Die Ströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter werden so eingespeist, dass sie um 90° versetzt zu dem Winkel der Änderungsspannungen $\left| \underline{u}_{\Delta j}'' \right|$ liegen. Aus diesem Grund steht der Zusatz Ref Δ im Namen des Verfahrens. Der zusätzliche Blindstrom wird anhand dieser Änderungsspannungen $\left| \underline{u}_{\Delta j}'' \right|$ und nicht anhand der Spannungsänderungen $\Delta u_j''$ gemäß VDE-AR-N 4110 berechnet. Die Stromiteration gemäß Abbildung 5.2 wird zur Verbesserung der Genauigkeit genutzt.

Verfahren I-C-It-RefKs

Die Referenzwinkel ergeben sich aus der Überlagerung der geschätzten Spannung vor Eintritt des Kurzschlusses \underline{u}_{bj} mit der Änderungsspannung \underline{u}_{kj}'' . Dies kennzeichnet RefKs im Namen des Verfahrens. Die Spannungsänderungen $\Delta u_j''$ zur Bestimmung des zusätzlich einzuspeisenden Blindstroms werden gemäß den Vorgaben in VDE-AR-N 4110 berechnet. Die Stromiteration gemäß Abbildung 5.2 wird zur Verbesserung der Genauigkeit genutzt.

5.2.3 Modellierung als Impedanz

Die Modellierung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mittels Impedanzen stellt eine weitere Möglichkeit zur Abbildung der Blindstromstatik dar. Erzeugungsanlagen, die in der Kurzschlussstromberechnung als Impedanzen modelliert werden, speisen intrinsisch einen Kurzschlussstrom in Abhängigkeit ihrer Klemmenspannung am Netzanschlusspunkt ein. Es ist in diesem Fall allerdings wie bereits in Kapitel 4.1.2 beschrieben nicht möglich eine Strombegrenzung zu implementieren. Außerdem kann in diesem Modell weder die Spannungsänderung Δu_j zur Bestimmung des zusätzlich einzuspeisenden Blindstroms nach VDE-AR-N 4110 berücksichtigt werden, noch der Referenzwinkel der Spannung am Netzanschlusspunkt genauer bestimmt werden. Zwei Verfahren zur Berechnung der Impedanz sind zu unterscheiden:

Verfahren Z- \mathbb{R} -kFaktor

Die Impedanz wird gemäß Gleichung 5.21 so bestimmt, dass Gleichung 5.11 abgebildet wird:

$$X''_{\text{PF}j} = \frac{1}{k_{\text{PF}j}} \cdot \frac{U_{nj}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{rPF}j}} \quad (5.21)$$

$$\underline{Z}''_{\text{PF}j} = jX''_{\text{PF}j} \quad (5.22)$$

Diese Impedanz kann in der Berechnung der Impedanzmatrix \underline{Z}'' berücksichtigt werden. Der zweite Summand aus Gleichung 5.1 ist somit null und das iterative Vorgehen aus den vorigen Unterkapiteln somit nicht nötig. Es ist zu erwarten, dass es bei starken Spannungseinbrüchen zur Überschätzung der Kurzschlussströme kommt, insbesondere bei hohen k_{PF} -Faktoren. Im Namen verweist der Buchstabe Z darauf, dass Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als Impedanz abgebildet werden. Das Kürzel kFaktor steht dafür, dass die Impedanz basierend auf den k_{PF} -Faktoren bestimmt wird.

Z- \mathbb{R} -Max

Eine weitere Möglichkeit zur Bestimmung der Kurzschlussimpedanz orientiert sich an der Modellierung von Netzeinspeisungen gemäß Norm IEC 60909-0:2016 und basiert auf dem maximalen Kurzschlussstrombeitrag von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Mittels dieses Wertes, der Nennspannung und des c_{max} -Faktors wird die Impedanz berechnet, die in der Berechnung der Impedanzmatrix zu berücksichtigen ist:

$$X''_{\text{PF}j} = \frac{I_{\text{rPF}j}}{I''_{\text{skPFmax}j}} \cdot \frac{U_{nj}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{rPF}j}} \quad (5.23)$$

$$\underline{Z}''_{\text{PF}j} = jX''_{\text{PF}j} \quad (5.24)$$

Der zweite Summand aus Gleichung 5.1 ist somit auch bei diesem Verfahren null und ein iteratives Vorgehen ist nicht nötig. Nachteil dieses Verfahrens ist, dass bei geringen Einbrüchen der Spannungen und insbesondere bei Erzeugungsanlagen mit hohem k_{PF} -Faktor die Kurzschlussströme evtl. unterschätzt werden. Die Kennung Max steht dafür, dass die Impedanz basierend auf dem maximalen Kurzschlussstrombeitrag $I''_{\text{skPFmax}j}$ bestimmt wird.

5.3 Vergleich der vereinfachten Verfahren

Die in Tabelle 5.1 aufgelisteten vereinfachten Verfahren werden dem Überlagerungsverfahren unter Berücksichtigung der kritischen Leistungsflüsse gemäß Kapitel 4.2 gegenübergestellt. Das Überlagerungsverfahren unter Bestimmung maximaler Kurzschlussströme wird als Referenzverfahren bezeichnet, die maximalen Kurzschlussströme nach dem Referenzverfahren als Referenzkurzschlussströme. Grundlage der Untersuchungen sind das Modellnetz MS aus Kapitel 3.1 und das Modellnetz HS aus Kapitel 3.2 sowie deren Varianten (Tabelle 4.4 in Kapitel 4.3 und Tabelle 4.9 in Kapitel 4.4). Die angestrebte Genauigkeit der vereinfachten Verfahren liegt im Bereich $\pm 5\%$.

Die Eigenschaften der vereinfachten Verfahren entsprechen den Ausführungen des vorigen Kapitels. Zusätzlich werden die Verfahren I- \mathbb{R} , I- \mathbb{R} -lokal und KeinePF untersucht. Bei I- \mathbb{R} handelt es sich um die Berechnung nach Norm IEC 60909-0:2016, wobei alle Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter berücksichtigt werden. I- \mathbb{R} -lokal modelliert Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ebenfalls nach dieser Norm, jedoch werden nur lokale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter berücksichtigt. Das bedeutet, dass bei einem Kurzschluss im Mittelspannungsnetz nur diejenigen Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in der Kurzschlussstromberechnung berücksichtigt werden, deren Netzanschlusspunkt in diesem Mittelspannungsnetz liegt. Bei Kurzschlüssen im Hochspannungsnetz werden entsprechend die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in den Mittelspannungsnetzen vernachlässigt und nur diejenigen mit Netzanschlusspunkt im Hochspannungsnetz berücksichtigt. KeinePF bedeutet, dass alle Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vernachlässigt werden.

Die prozentuale Abweichung der maximalen Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von dem Referenzverfahren wird nach Gleichung 5.25 berechnet:

$$\Delta i''_{\text{kmax}} = \frac{I''_{\text{kmax}} - I''_{\text{kmax,ref}}}{I''_{\text{kmax,ref}}} \cdot 100\% \quad (5.25)$$

In Abbildung 5.3 sind die Abweichungen der maximalen Kurzschlussströme des Verfahrens I- \mathbb{R} von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS und HS der Varianten ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter dargestellt. Diese Ergebnisse werden vorab zur Einordnung der Genauigkeit der Norm IEC 60909-0:2016 [12] in Netzen ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter diskutiert. Die Darstellung erfolgt in Boxplots. Details hierzu sind im Anhang A.2 beschrieben. Es ist zu erkennen,

Tabelle 5.1: Überblick über die vereinfachten Verfahren zur Berechnung der maximalen Kurzschlussströme

Verfahren	Beschreibung
I- \mathbb{R}	<ul style="list-style-type: none"> • Konstante Stromquelle nach IEC 60909-0:2016 [12] • Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme
I- \mathbb{R} -lokal	<ul style="list-style-type: none"> • Konstante Stromquelle nach IEC 60909-0:2016 [12] • Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme • Ausschließliche Berücksichtigung elektrisch naher Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter
KeinePF	<ul style="list-style-type: none"> • Vernachlässigung aller Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter
I- \mathbb{R} -It1-Ref0	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgesteuerte Stromquelle • Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme • Keine Stromiteration • Referenz-Spannungswinkel für die Stromeinspeisung: 0°
I- \mathbb{R} -It-Ref0	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgesteuerte Stromquelle • Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme • Stromiteration • Referenz-Spannungswinkel für die Stromeinspeisung: 0°
I-C-It1-Ref0	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgesteuerte Stromquelle • Komplexe Summe der Teilkurzschlussströme • Keine Stromiteration • Referenz-Spannungswinkel für die Stromeinspeisung: 0°
I-C-It-Ref0	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgesteuerte Stromquelle • Komplexe Summe der Teilkurzschlussströme • Stromiteration • Referenz-Spannungswinkel für die Stromeinspeisung: 0°
I-C-It-Ref Δ	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgesteuerte Stromquelle • Komplexe Summe der Teilkurzschlussströme • Stromiteration • Referenz-Spannungswinkel für die Stromeinspeisung: Winkel der Änderungsspannung $\underline{U}'_{\Delta j}$
I-C-It-RefKs	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgesteuerte Stromquelle • Komplexe Summe der Teilkurzschlussströme • Stromiteration • Referenz-Spannungswinkel für die Stromeinspeisung: Winkel der Kurzschlussspannung \underline{U}'_{kj} • Berücksichtigung der Spannungsänderung nach VDE-AR-N 4110
Z- \mathbb{R} -Max	<ul style="list-style-type: none"> • Impedanz auf Basis des maximalen Kurzschlussstrombeitrags
Z- \mathbb{R} -kFaktor	<ul style="list-style-type: none"> • Impedanz auf Basis des k_{PF}-Faktors

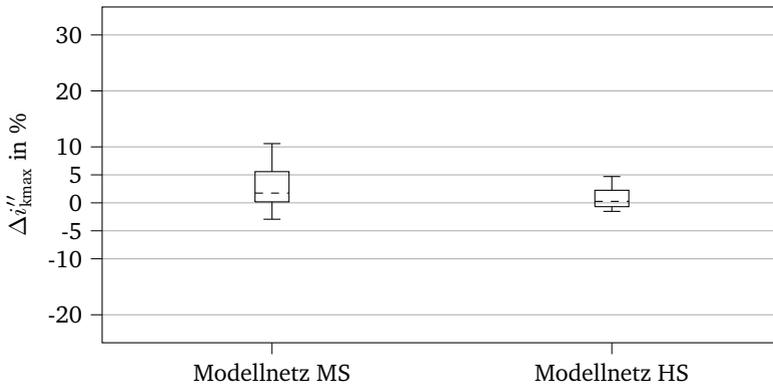


Abbildung 5.3: Abweichung der maximalen Kurzschlussströme $\Delta i''_{kmax}$ nach IEC 60909-0:2016 von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS und Modellnetz HS ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter bei Variation der Netzparameter

dass die Abweichungen im Modellnetz MS ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter teilweise hoch sind. Die Genauigkeit der Berechnung nach Norm ist somit für einige Fälle geringer als die angestrebte Genauigkeit der vereinfachten Verfahren von $\pm 5\%$. Die maximalen positiven Abweichungen im Modellnetz MS liegen bei 10,6% und die maximalen negativen Abweichungen bei $-2,9\%$. Im Modellnetz HS liegen die maximalen positiven Abweichungen bei 4,7% und die maximalen negativen bei $-1,5\%$. In den meisten Fällen werden maximale Kurzschlussströme somit überschätzt. Die Genauigkeit im Modellnetz MS wird insbesondere durch den Transformatortyp beeinflusst. Im Modellnetz MS kommt es bei Transformatortyp T-Typ2 zu den größten Abweichungen. In [21, S. 122] wird beschrieben, dass für maximale Kurzschlussströme unter Anwendung des Korrekturfaktors für Transformatoren K_T nach Norm IEC 60909-0:2016 [12] eine Genauigkeit von $\pm 13\%$ erreicht wird, wobei die Mehrzahl der Werte etwa im Bereich $\pm 5\%$ liegen. Dies trifft auch für die untersuchten Fälle zu. Eine Genauigkeit von $\pm 5\%$ wird also selbst in Netzen ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nicht in allen Fällen erreicht. Im Modellnetz HS ist keine klare Abhängigkeit der Genauigkeit von dem Transformatortyp festzustellen.

Es sei angemerkt, dass die maximalen Kurzschlussströme für den Normalschaltzustand gelten, da dieser auch der einzige Schaltzustand der vorgestellten Modellnetze ist. Wenn eine Versorgung von zwei Mittelspannungsnetzen durch einen HS-/MS-Transformator im (n-1)-Fall nicht ausgeschlossen werden kann, ist dies der auslegungsrelevante Fall. In den vorliegenden Netzen mit einer Verbraucherleistung pro Transformator von 50 % kann die Verbraucherleistung pro Transformator somit auf 100 % steigen, wodurch sich die Kurzschlussströme nach dem Referenzverfahren weiter erhöhen. Somit verschieben sich beide Boxplots weiter in den negativen Bereich, die Kurzschlussströme werden also seltener und weniger überschätzt, aber häufiger und stärker unterschätzt werden.

5.3.1 Untersuchung verschiedener Netzparameter

Die Abweichung maximaler Kurzschlussströme $\Delta i''_{kmax}$ nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS und unter Variation der Netzparameter nach Tabelle 4.4 (Parametersatz II) ist in Abbildung 5.4 dargestellt. Zudem ist als Vergleich der Boxplot der Abweichungen für das Modellnetz MS ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter aus der vorigen Abbildung in grau dargestellt.

Die Verfahren I- \mathbb{R} und I- \mathbb{R} -lokal führen teilweise zu starken Überschätzungen der maximalen Kurzschlussströme um bis zu 26,1 %. Die höchsten Abweichungen treten bei Kurzschlüssen an K4-MS auf. Wird dieser Knoten ausgenommen, liegen die höchsten Abweichungen bei 16,1 %. Bei Vernachlässigung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter treten mit dem Verfahren KeinePF Unterschätzungen der Kurzschlussströme von bis zu -23,1 % auf.

In den restlichen Verfahren ist der Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter von der Spannung am Netzanschlusspunkt abhängig und diese Verfahren weisen allesamt eine höhere Genauigkeit auf. Die größten Abweichungen dieser Verfahren von bis zu 15,1 % treten in dem Verfahren Z- \mathbb{R} -kFaktor auf. Dies liegt daran, dass in diesem Verfahren keine Strombegrenzung integriert ist. Bereits für $k_{PF} = 2$ ergibt sich somit eine Überschätzung der Kurzschlussströme. Bei den Verfahren, die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als spannungsgesteuerte Stromquellen abbilden, liegen die Abweichungen im Bereich von ± 10 % und die Mehrzahl der Werte im Bereich von ± 5 %. Die Iteration verbessert die Genauigkeit im Falle der Summierung der Beträge der Teilkurzschlussströme lediglich um 1,4 % und im Falle der komplexen Summe um 0,7 %.

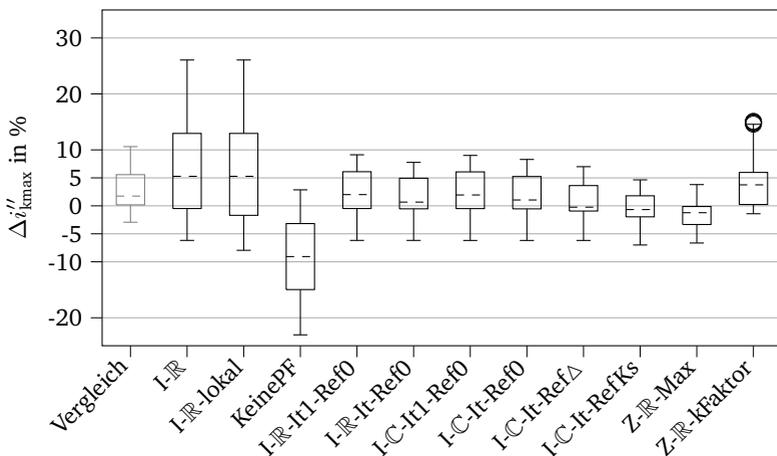


Abbildung 5.4: Abweichung der maximalen Kurzschlussströme $\Delta i''_{kmax}$ der vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS bei Variation der Netzparameter. Zusatzinformation links: „Vergleich“ aus Abbildung 5.3.

Es ist zu erkennen, dass das Verfahren I-ℂ-It-Ref0 nicht zur Erhöhung der Genauigkeit gegenüber I-℞-It-Ref0 führt, sondern die positiven Abweichungen leicht höher sind. Dies liegt daran, dass die Spannungsstützung durch die Blindstrom einspeisung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in der Betragsrechnung überschätzt wird, da der Einfluss des R/X -Verhältnisses auf die Spannungsstützung nicht abgebildet wird. In dem in der Grafik erkennbaren Extremfall beträgt das R/X -Verhältnis der Leitung 1,43. In der Betragsrechnung nach dem Verfahren I-℞-It-Ref0 stellen sich somit bedingt durch die überschätzte Spannungsstützung am Netzanschlusspunkt höhere Spannungen ein und die Erzeugungsanlage mit Vollumrichter speist einen geringeren Blindstrom ein. Der Summen-Kurzschlussstrom ist folglich nach dem Verfahren I-℞-It-Ref0 geringer als nach I-ℂ-It-Ref0.

Das Verfahren I-ℂ-It-Ref Δ verbessert die Genauigkeit im Vergleich zu I-ℂ-It-Ref0. Kurzschlussströme werden seltener überschätzt. Das Verfahren I-ℂ-It-RefKs stellt wiederum eine Verbesserung gegenüber dem vorgenannten Verfahren dar, wobei

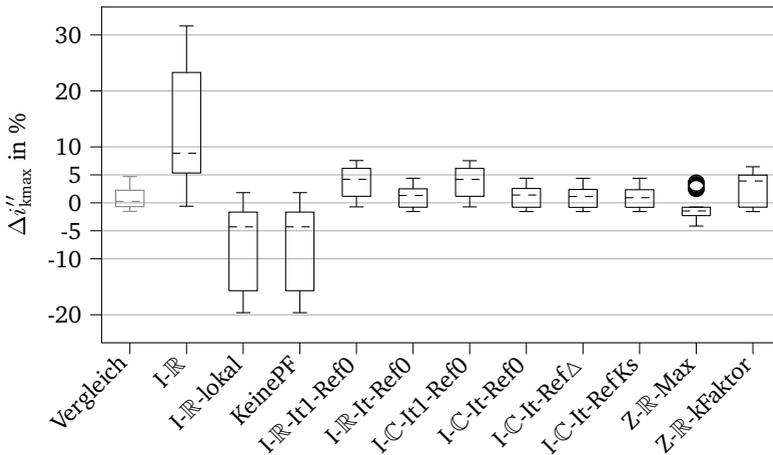


Abbildung 5.5: Abweichung der maximalen Kurzschlussströme Δ''_{kmax} der vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz HS bei Variation der Netzparameter. Zusatzinformation links: „Vergleich“ aus Abbildung 5.3.

der Median im negativen Bereich liegt und sich auch die maximalen negativen Abweichungen weiter in den negativen Bereich verschieben. Die Spanne der Abweichungen nach Verfahren Z-ℝ-Max ist am kleinsten. Die Werte liegen überwiegend im negativen Bereich. Die Verfahren I-C-It-RefKs und Z-ℝ-Max bieten für die Berechnung maximaler Kurzschlussströme in den 720 untersuchten Netzvarianten des Modellnetzes MS die höchste Genauigkeit.

In Abbildung 5.5 sind die Ergebnisse für die 56 Netzvarianten (Tabelle 4.9 (Parametersatz II)) des Modellnetzes HS dargestellt. Im Modellnetz HS werden Kurzschlussströme an einem Höchstspannungsknoten und jeweils drei Hoch- und Mittelspannungsknoten berechnet. Bei Kurzschlüssen im Mittelspannungsnetz sind in dieser Netzebene keine Erzeugungsanlagen aktiv. Als Vergleich ist in Abbildung 5.5 ebenfalls in grau der Boxplot der Abweichungen für Modellnetz HS ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter dargestellt.

Ähnlich wie im Modellnetz MS sind die Verfahren I- \mathbb{R} , I- \mathbb{R} -lokal und KeinePF mit Abstand am ungenauesten. Das Verfahren I- \mathbb{R} führt zu Überschätzungen der Kurzschlussströme um bis zu 31,6 %, wobei die höchsten Überschätzungen bei Kurzschlüssen in Mittelspannungsnetzen auftreten. Im Hochspannungsnetz betragen die Abweichungen 9,8 %. Die Verfahren I- \mathbb{R} -lokal und KeinePF unterschätzen die maximalen Kurzschlussströme insbesondere im Hochspannungsnetz um bis zu -19,6 %. Das Verfahren I- \mathbb{R} -lokal zeigt sich zudem als recht unbeständig, da maximale Kurzschlussströme im Modellnetz HS überwiegend unterschätzt werden, wohingegen sie im Modellnetz MS überwiegend überschätzt werden.

Alle anderen Verfahren bilden die spannungsabhängigen Kurzschlussstrombeiträge der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ab und weisen wesentlich geringere Abweichungen von den Referenzkurzschlussströmen auf. Die Abweichungen liegen im Bereich von -5,0 % bis +7,5 %. Die Stromiteration beeinflusst die Genauigkeit der Berechnungen stärker als im Modellnetz MS, da die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter den Spannungstrichter stärker beeinflussen. So reduzieren sich die maximalen positiven Abweichungen bei Summierung der Beträge der Teilkurzschlussströme um 3,2 % und bei komplexer Summe um 3,1 %. Die Ergebnisse der Betragsberechnung und der komplexen Berechnung unterscheiden sich nur unwesentlich.

Die Verfahren I- \mathbb{R} -It-Ref0, I-C-It-Ref0, I-C-It-Ref Δ und I-C-It-RefKs weisen eine vergleichbare Genauigkeit auf. Insgesamt liegen alle maximalen Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren mit spannungsgesteuerter Stromquelle im Bereich ± 5 % und somit im Bereich der Genauigkeit des Vergleichswerts in Netzen ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Die Abweichungen nach Verfahren Z- \mathbb{R} -Max und Z- \mathbb{R} -kFaktor sind größer als nach den Verfahren mit spannungsgesteuerter Stromquelle. Während die Kurzschlussströme nach Z- \mathbb{R} -Max überwiegend leicht unterschätzt werden, ist der Bereich der Abweichungen nach Z- \mathbb{R} -kFaktor vergleichsweise groß. Die Verfahren I- \mathbb{R} -It-Ref0, I-C-It-Ref0, I-C-It-Ref Δ , I-C-It-RefKs und Z- \mathbb{R} -Max liefern für die 56 untersuchten Netzvarianten des Modellnetzes HS die höchste Genauigkeit.

5.3.2 Untersuchung verschiedener Regelstrategien der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter

In den Untersuchungen in Kapitel 5.3.1 ist die Regelung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter fest mit dem Erzeugungsanlagentyp PF-Typ3, der Netzanschlussregel PF-NAR1 und dem maximalen Kurzschlussstrombeitrag PF-Imax2 parametrisiert. In

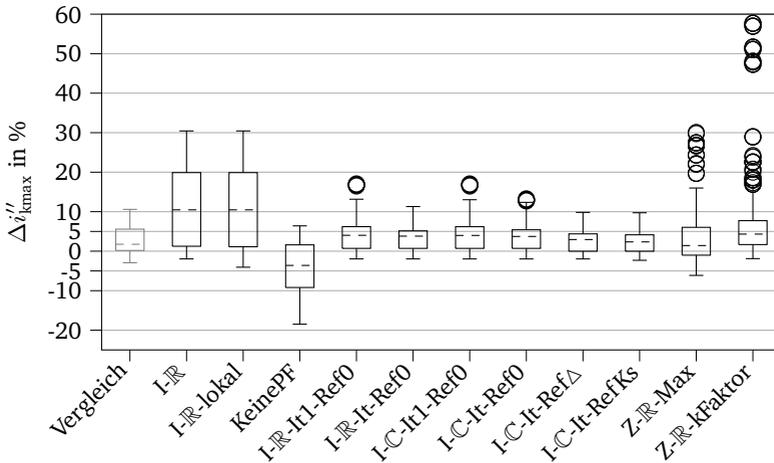


Abbildung 5.6: Abweichung der maximalen Kurzschlussströme Δ''_{kmax} der vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz MS bei Variation der Regelstrategie der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Zusatzinformation links: „Vergleich“ aus Abbildung 5.3.

diesem Kapitel wird gezeigt, wie sich eine Variation dieser Parameter hinsichtlich der Genauigkeit der vereinfachten Verfahren zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme auswirkt, denn die Verfahren müssen auch hierfür geeignet sein. Die Netzparameter werden in diesem Kapitel nicht variiert.

Abbildung 5.6 zeigt die Abweichungen der maximalen Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen für das Modellnetz MS und unter Variation der Regelstrategien gemäß Tabelle 4.4 in Kapitel 4.3 (Parametersatz III). Im Vergleich zu Abbildung 5.4 sind die Abweichungen größer.

Die Verfahren I-℞ und I-℞-lokal sind wiederum ungenau und führen zur Überschätzung der maximalen Kurzschlussströme um bis zu 30,4 %. Die höchsten Abweichungen treten auf, wenn die Erzeugungsanlagen eine eingeschränkte dynamische Netzstützung durchführen, in der Kurzschlussstromberechnung nach Norm IEC 60909-0:2016 aber maximale Kurzschlussstrombeiträge berücksichtigt werden. Das

gleiche gilt für das Verfahren Z- \mathbb{R} -Max, das zu Überschätzungen um bis zu 30,0 % führt. Mit dem Verfahren KeinePF werden maximale Kurzschlussströme um bis zu -18,5 % unterschätzt. Die größten Abweichungen treten mit Verfahren Z- \mathbb{R} -kFaktor auf. Kurzschlussströme werden in Extremfällen und insbesondere bei Erzeugungsanlagen mit hohem k_{PF} -Faktor um bis zu 57,7 % überschätzt.

Verfahren, die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als spannungsgesteuerte Stromquellen abbilden, verzeichnen eine höhere Genauigkeit als die vorgenannten Verfahren. Die Verfahren I-C-It-Ref Δ und I-C-It-RefKs sind jedoch die einzigen, deren Abweichungen im Bereich von $\pm 10\%$ und damit im Bereich der Vergleichswerte liegen. Die größten Abweichungen treten bei diesen Verfahren auf, wenn die Blindstromstatik als NAR-Typ3, also der Kennlinie nach SDLWindV [36], ausgeführt ist. Verfahren mit spannungsgesteuerten Stromquellen sind für die untersuchten Varianten der Regelstrategien von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter am besten geeignet.

Die Abweichungen der maximalen Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz HS und unter Variation der Regelstrategie der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Es werden die Parameter aus Parametersatz III in Tabelle 4.9 in Kapitel 4.4 variiert. Die Abweichungen sind im Vergleich zu Abbildung 5.5 größer. Verfahren I- \mathbb{R} führt zur Überschätzung der Kurzschlussströme um bis zu 33,7 %, insbesondere bei Erzeugungsanlagen mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung und Kurzschlüssen in Mittelspannungsnetzen. Die Kurzschlussströme werden um bis zu 23,7 % unterschätzt, wenn Verfahren I- \mathbb{R} -lokal oder KeinePF angewandt wird. Dieser Fall tritt insbesondere bei $k_{PF} = 5$ und Kurzschlüssen im Hochspannungsnetz auf.

Die Impedanzverfahren weisen ebenfalls hohe Abweichungen von bis zu 18,9 % für das Verfahren Z- \mathbb{R} -Max und 16,5 % für das Verfahren Z- \mathbb{R} -kFaktor auf. Bemerkenswert ist, dass das Verfahren Z- \mathbb{R} -kFaktor in vielen Fällen genauere Ergebnisse bei Kurzschlüssen im Hochspannungsnetz liefert als I- \mathbb{R} . Dies ist mit der Abbildung der Spannungsstützung in diesem Verfahren zu begründen. Bei Kurzschlüssen im Hochspannungsnetz liefern die Erzeugungsanlagen selbst bei hohen k_{PF} -Faktoren in vielen Fällen einen Kurzschlussstrombeitrag unter dem Maximalwert, weil die Spannung in den Mittelspannungsnetzen nicht so stark einbricht, dass der maximale Kurzschlussstrombeitrag erreicht wird.

Die Verfahren mit Abbildung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als spannungsabhängige Stromquelle profitieren von der Stromiteration, welche die maxima-

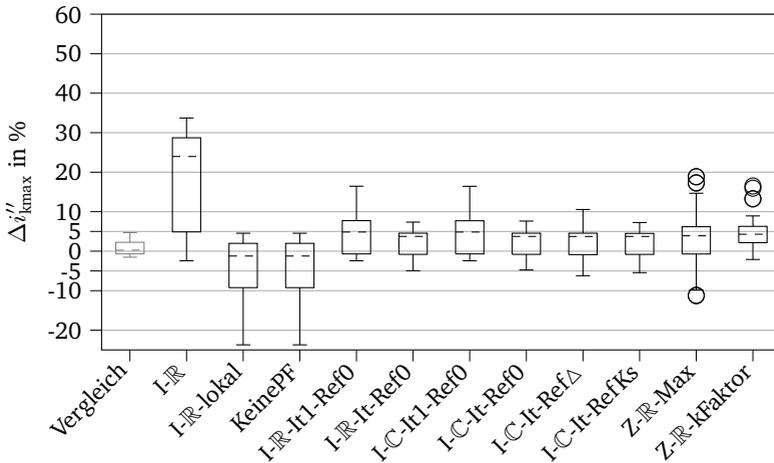


Abbildung 5.7: Abweichung der maximalen Kurzschlussströme $\Delta i''_{kmax}$ nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im Modellnetz HS bei Variation der Regelstrategie der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Zusatzinformation links: „Vergleich“ aus Abbildung 5.3.

len positiven Abweichungen um 9,1 % bei Rechnung mit Beträgen, beziehungsweise 8,8 % bei komplexer Rechnung reduziert. Die Abweichungen aller Verfahren mit Stromiteration liegen ungefähr im Bereich $\pm 10\%$. Das Verfahren I-C-It-Ref Δ ist dabei am ungenauesten. Die Genauigkeit ist wiederum am geringsten bei Blindstromstatiken nach SDLWindV. Die genauesten Verfahren für die 56 untersuchten Varianten der Regelstrategie im Modellnetz HS sind somit I-℞-It-Ref0, I-C-It-Ref0 und I-C-It-RefKs.

Zwischenfazit

Verfahren, die Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als spannungsgesteuerte Stromquellen abbilden und zur Bestimmung des Kurzschlussstrombeitrags die Stromiteration nutzen, sind für alle untersuchten Varianten der Modellnetze MS und HS am besten

geeignet sind. Die Mehrzahl der Abweichungen von den Referenzkurzschlussströmen liegen im Bereich $\pm 5\%$ und lediglich bei der Variation der Regelstrategien der Erzeugungsanlagen kommt es bei den Verfahren I- \mathbb{R} -It-Ref0 und I- \mathbb{C} -It-Ref0 zu Abweichungen außerhalb des Bereichs $\pm 10\%$. Über alle betrachteten Varianten hinweg zeichnet sich das aufwendigste Verfahren I-C-It-RefKs mit der höchsten Genauigkeit aus.

5.3.3 Detaillierte Modellierung der Blindstromstatik

Bei der Anwendung der Verfahren mit spannungsgesteuerter Stromquelle ist es möglich die Blindstromstatik so abzubilden, dass identisch zum Referenzverfahren das Totband und die Verschiebung der Blindstromstatik gemäß Netzanschlussregeln berücksichtigt werden. Der Modellierungsaufwand und der Aufwand der Datenbeschaffung ist damit erhöht, aber die Genauigkeit der Verfahren steigt. Wie im vorigen Unterkapitel gezeigt, weisen die vereinfachten Verfahren die höchsten Abweichungen auf, wenn die Kennlinie nach SDLWindV verschoben und ein Totband definiert ist. Es stellt sich die Frage, ob der zusätzliche Aufwand bei der Datenbeschaffung und Modellierung eine nennenswerte Verbesserung der Genauigkeit bewirkt.

Die detaillierte Modellierung der Blindstromstatik wirkt sich wie in Abbildung 5.8 zu sehen positiv auf die Genauigkeit der Kurzschlussstromberechnung im Modellnetz MS aus. Die in grau dargestellten Werte sind Abbildung 5.6 entnommen und die Vergleichswerte in schwarz sind die Ergebnisse bei detaillierter Modellierung der Blindstromstatik. Die maximalen Abweichungen und insbesondere die Ausreißer werden um 3,3 % bis 4,3 % reduziert. Die Mehrzahl der Werte wird nicht oder nur geringfügig beeinflusst. Für alle Verfahren mit Stromiteration liegen die Abweichungen somit im Bereich $\pm 10\%$ und das 25 %- und 75 %-Quartil im Bereich $\pm 5\%$.

Im Modellnetz HS führt die detaillierte Modellierung der Blindstromstatik ebenfalls zu einer sichtbaren Verbesserung der Genauigkeit. In Abbildung 5.9 sind in schwarz die Abweichungen bei detaillierter Modellierung der Blindstromstatik dargestellt. Zum Vergleich dazu sind in grau die Abweichungen ohne detaillierte Modellierung der Blindstromstatik abgebildet. Insbesondere die Extremwerte erfahren eine Reduktion um 2,5 % bis 5,1 %, aber auch die Abweichungen im mittleren Bereich werden leicht reduziert. Durch die detaillierte Modellierung liegen die Mehrzahl der Abweichungen im Bereich $\pm 5\%$ und die Extremwerte liegen nur

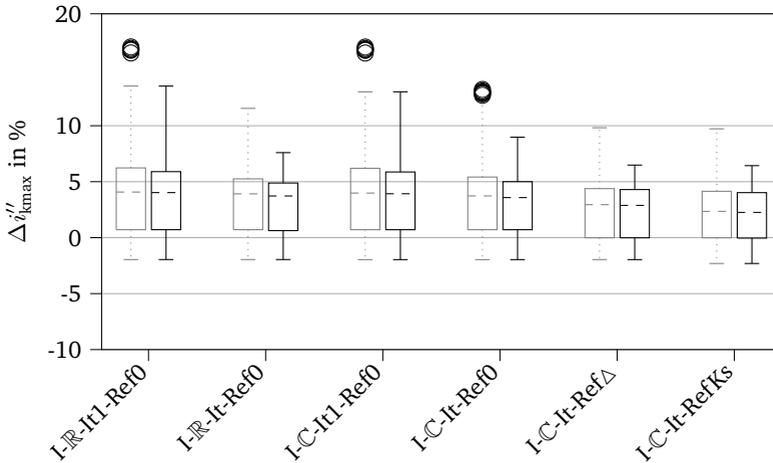


Abbildung 5.8: Verbesserung der vereinfachten Verfahren durch detaillierte Abbildung der Blindstromstatik im Modellnetz MS. In grau Wertebereich ohne detaillierte Abbildung der Blindstromstatik, in schwarz mit detaillierter Abbildung. Ordinate: Abweichungen der maximalen Kurzschlussströme von den Referenzkurzschlussströmen in %.

minimal außerhalb dieses Bereichs.

Es zeigt sich, dass die detaillierte Modellierung der Blindstromstatik zu einer deutlichen Verbesserung der Genauigkeit der vereinfachten Verfahren führt. Die vereinfachte Abbildung der Blindstromstatik führt in keinem Fall zu einer Unterschätzung der Kurzschlussströme im Vergleich zur detaillierten Modellierung. Sie ist somit als Vereinfachung zulässig. Die detaillierte Modellierung führt insbesondere für Fälle mit hoher Abweichung zu einer deutlichen Verbesserung der Genauigkeit. Aus diesem Grund ist diese Modellierung empfehlenswert.

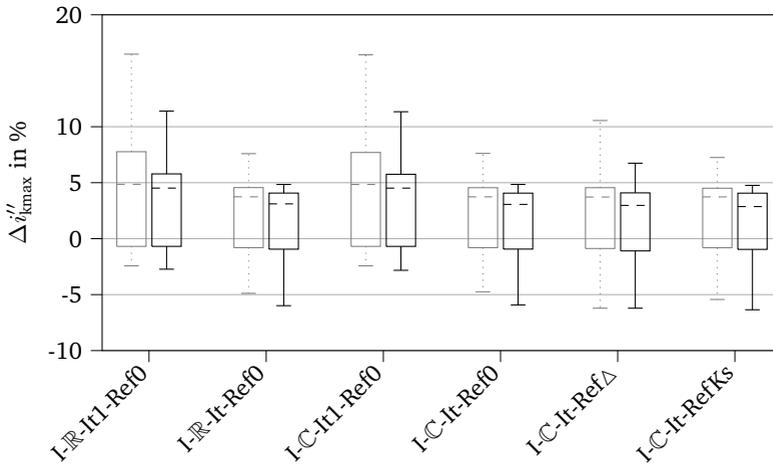


Abbildung 5.9: Verbesserung der vereinfachten Verfahren durch detaillierte Abbildung der Blindstromstatik im Modellnetz HS. In grau Wertebereich ohne detaillierte Abbildung der Blindstromstatik, in schwarz mit detaillierter Abbildung. Ordinate: Abweichungen der maximalen Kurzschlussströme von den Referenzkurzschlussströmen in %.

5.4 Anwendung der vereinfachten Verfahren in realen Verteilnetzen

Die Anwendbarkeit der vereinfachten Verfahren wird durch Kurzschlussstromberechnungen im realen Netz demonstriert. Die Details des Verteilnetzes sind in Anhang A.5 beschrieben. Im Gegensatz zu den vorausgegangenen Kapiteln wird das Netzrechnungsprogramm DiGSILENT PowerFactory [73] in der Version 2020 SP4 unter Einsatz der Programmierschnittstelle und Ansteuerung über Python verwendet. Die zugrundeliegende Motivation ist, dass dieses Tool in der Praxis verfügbar ist und von vielen Netzbetreibern eingesetzt wird. Die Berechnung exakter Kurzschlussströme mittels Überlagerungsverfahren sowie nach Norm und den vereinfachten Verfahren geschieht somit in PowerFactory anstatt in pandapower. Hieraus ergeben sich folgende Einschränkungen:

-
- Im Überlagerungsverfahren kann lediglich die Blindstromstatik nach SDL-WindV [36] abgebildet werden.
 - In den vereinfachten Verfahren können lediglich die Beträge der Teilkurzschlussströme von Erzeugungsanlagen mit und ohne Vollumrichter überlagert werden.
 - Der Referenzspannungswinkel der Kurzschlussstrombeiträge von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in den vereinfachten Verfahren ist immer 0° .
 - Die Spannungsänderung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter kann in den vereinfachten Verfahren nicht nach VDE-AR-N 4110 [11] berechnet werden.

Darüber hinaus ergeben sich keine Änderungen. Zur Optimierung und Berechnung der Referenzkurzschlussströme werden die Erkenntnisse zur vereinfachten Ermittlung der kritischen Leistungsflüsse aus Kapitel 4.3.3 genutzt. In jedem Mittelspannungsnetz steht pro Sammelschiene jeweils eine Erzeugungsanlage als Optimierungsvariable zur Verfügung. Deren installierte Leistungen betragen jeweils zwischen 24,3 % und 68,4 % der in diesem Mittelspannungsnetz insgesamt installierten Leistung der Erzeugungsanlagen. Außerdem werden die größten Verbraucher in der Nähe des Umspannwerks und im Hochspannungsnetz als Optimierungsvariablen berücksichtigt. Die Annahmen aus Tabelle 4.8 $s_{b,V} = 1,0$ p.u., $p_{b,PF} = 0,3$ p.u. und $q_{b,PF} = -1,0$ p.u. gelten für alle anderen Erzeugungsanlagen und Verbraucher. Außerdem wird die Spannung an den Kopplungspunkten des Höchstspannungsnetzes innerhalb der Grenzen aus Tabelle 3.19 optimiert.

Für die Untersuchungen werden 60 Kurzschlussknoten identifiziert, von denen jeweils 20 drei verschiedenen Kategorien zugeordnet werden:

1. MS-UW: Bei dieser Kategorie handelt es sich um Kurzschlussknoten im Mittelspannungsnetz, die sich in elektrischer Nähe des Umspannwerks befinden und an denen ein dreipoliger Kurzschluss einen starken Spannungseinbruch im gesamten Mittelspannungsnetz bewirkt. Nach IEC 60909-0:2016 und ohne Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ergibt sich ein Einbruch der Spannung an der Mittelspannungs-Sammelschiene des Umspannwerks auf einen Wert zwischen 0,00 p.u. und 0,25 p.u..
2. MS-Abgang: Diese Kurzschlussknoten sind elektrisch weiter vom Umspannwerk entfernt, sodass ein dreipoliger Kurzschluss nach IEC 60909-0:2016 und ohne Berücksichtigung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter zu

einem Einbruch der Spannung an der Mittelspannungs-Sammelschiene des Umspannwerks auf einen Wert zwischen 0,73 p.u. und 1,01 p.u. führt.

3. HS: Die dritte Kategorie umfasst Knoten im Hochspannungsnetz. Diese sind nicht nach ihrer elektrischen Lage klassifiziert.

An besagten Knoten werden maximale dreipolige Kurzschlussströme nach dem Referenzverfahren sowie den vereinfachten Verfahren I-ℝ, I-ℝ-lokal, KeinePF und I-ℝ-It-Ref0 berechnet. Verfahren I-ℝ-It-Ref0 bildet entsprechend Kapitel 5.3.3 die Blindstromstatik detailliert ab.

Die Abweichungen der maximalen Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen an 60 Knoten im Hoch- und Mittelspannungsnetz sind in Abbildung 5.10 dargestellt. Die Ergebnisse sind in die drei beschriebenen Kategorien aufgeteilt. An den Kurzschlussknoten MS-UW werden Kurzschlussströme nach Verfahren I-ℝ um bis zu 25,3 % überschätzt. Gemäß Verfahren I-ℝ-lokal fällt die Überschätzung geringer aus und liegt bei maximal 13,5 % und gemäß Verfahren I-ℝ-It-Ref0 ist die Überschätzung mit 12,4 % am geringsten. Mit dem Verfahren KeinePF werden maximale Kurzschlussströme um bis zu -20,5 % unterschätzt.

Die Überschätzung der Kurzschlussströme ist an Knoten der Kategorie MS-Abgang am höchsten. Nach Verfahren I-ℝ beträgt die Überschätzung 46,7 %. Die Verfahren I-ℝ-lokal und I-ℝ-It-Ref0 reduzieren den Fehler auf 34,9 beziehungsweise 12,8 %. Für einen Ausreißer liegt die Genauigkeit nach I-ℝ-It-Ref0 bei 14,6 %. Außerdem kommt es in einem Fall nach I-ℝ-lokal zur Unterschätzung der maximalen Kurzschlussströme um -3,2 %. Der Grund liegt darin, dass der Knoten zwar in DIGSILENT PowerFactory in einem Mittelspannungsnetz gepflegt ist, aber tatsächlich über eine Kuppelstelle von einem anderen Mittelspannungsnetz versorgt wird. Es zeigt sich somit für Verfahren I-ℝ-lokal die Problematik den Schaltzustand des Netzes und somit die Zuordnung eines Netzknotens zu einer Verteilstation zu bestimmen. Verfahren KeinePF liefert mit einer Überschätzung der maximalen Kurzschlussströme um maximal 5 % die genauesten Ergebnisse. Es kommt aber nach diesem Verfahren auch zur Unterschätzung der Kurzschlussströme um bis zu -6,9 %.

Die Genauigkeit aller vereinfachten Verfahren ist für die Berechnung von Kurzschlussströmen im Hochspannungsnetz am höchsten. Während die Überschätzung nach Verfahren I-ℝ 17,0 % beträgt, führt Verfahren I-ℝ-It-Ref0 maximal zu einer Überschätzung um 12,4 %. Am genauesten sind Verfahren I-ℝ-lokal und KeinePF, die Abweichungen zwischen -4,5 % und 6,7 % bewirken. Ein Großteil dieser Ab-

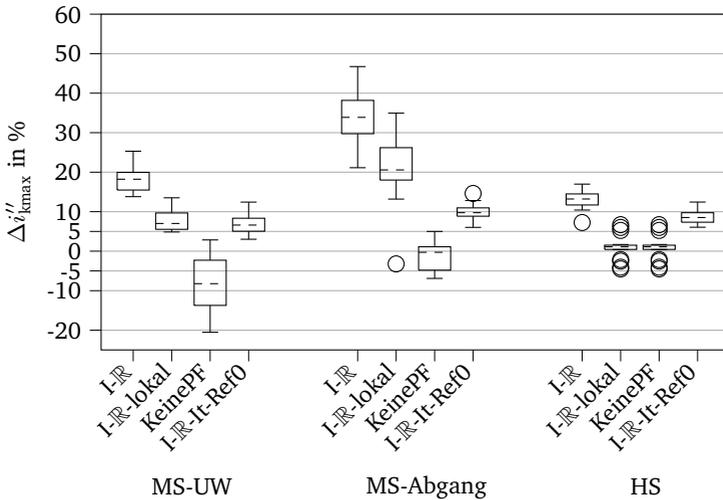


Abbildung 5.10: Abweichung der maximalen Kurzschlussströme $\Delta i''_{kmax}$ nach den vereinfachten Verfahren von den Referenzkurzschlussströmen im realen Verteilnetz in % für jeweils 20 Kurzschlussstellen in der Nähe des Umspannwerks und im Abgang des Mittelspannungsnetzes und im Hochspannungsnetz

weichungen liegt sogar im Bereich um 0 %.

Generell gilt festzuhalten, dass die Abweichungen im Vergleich zum vorigen Kapitel in den positiven Bereich verschoben sind. Der Hauptgrund dafür ist, dass im üblichen Netzbetrieb nicht der gesamte Betriebsbereich ausgenutzt wird. So führt insbesondere die Festlegung der Sollspannung des Transformator-Stufenschalters zu geringeren Referenzkurzschlussströmen, wohingegen die Kurzschlussströme nach den vereinfachten Verfahren davon nicht beeinflusst werden.

Die Ergebnisse belegen, dass das Verfahren I-℞ nach Norm nicht empfehlenswert ist. Es führt in dem realen Netz mit erhöhter, aber keinesfalls maximaler installierter Leistung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter zu einer sehr starken Überschätzung der maximalen Kurzschlussströme. Insbesondere an Mittelspannungs-Knoten

in elektrisch größerer Entfernung vom Umspannwerk sind die Ergebnisse ungenau. Das Verfahren I- \mathbb{R} -lokal erhöht die Genauigkeit, offenbart aber Probleme, wenn der Schaltzustand des Netzes vom Normalzustand abweicht und Teile eines Mittelspannungsnetzes über andere Mittelspannungsnetze versorgt werden. Zudem werden Kurzschlussströme an Knoten stark überschätzt, die elektrisch weit vom Umspannwerk entfernt sind.

Die Vernachlässigung aller Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter nach Verfahren KeinePF ist im vorliegenden Netz für die Kurzschlussstromberechnung in Mittelspannungsnetzen nicht zulässig. Insbesondere an Knoten in der Nähe des Umspannwerks werden Kurzschlussströme nach diesem Verfahren teils stark unterschätzt. Im Hochspannungsnetz hingegen liefert das Verfahren Ergebnisse mit einer hohen Genauigkeit und könnte im vorliegenden Fall empfohlen werden.

Das genaueste und zuverlässigste Verfahren ist I- \mathbb{R} -It-Ref0. Die erzielte Genauigkeit ist für Kurzschlussknoten aller drei Kategorien am höchsten und es kommt in keinem Fall zu einer Unterschätzung der Kurzschlussströme.

5.5 Diskussion der vereinfachten Verfahren

Ziel der Untersuchungen ist die Ermittlung eines oder mehrerer vereinfachter Verfahren, die zur Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms in Netzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter geeignet sind. Zu diesem Zweck wird das Verfahren nach IEC 60909-0:2016 [12] beschrieben und mehrere erweiterte vereinfachte Verfahren definiert, die den Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter als konstante Stromquelle, spannungsgesteuerte Stromquelle oder Impedanz modellieren. Bei der Modellierung als spannungsgesteuerte Stromquellen werden weiterhin folgende Aspekte unterschieden:

- Die Stromiteration zur Ermittlung der spannungsabhängigen Blindströme oder der Verzicht auf die Iteration.
- Die Summe der Beträge oder der komplexen Werte der Teilkurzschlussströme aller aktiven Betriebsmittel ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter mit den Teilkurzschlussströmen der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter.
- Der Referenz-Spannungswinkel am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter: 0° , Winkel der Änderungsspannung, Winkel der Kurzschlussspannung.

- Die detaillierte Abbildung der Blindstromstatik, inklusive Totband und stückweise Parallelverschiebung der Kennlinie, beispielsweise nach SDLWindV [36].

Als Referenzverfahren zur Überprüfung der Genauigkeit der vereinfachten Verfahren dient das Überlagerungsverfahren unter Berücksichtigung der kritischen Leistungsflüsse gemäß Kapitel 4.2.2.

Die Genauigkeit der vereinfachten Verfahren zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme im Modellnetz MS und HS ist abschließend in Tabelle 5.2 zusammen-

Tabelle 5.2: Genauigkeit der vereinfachten Verfahren zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme für alle untersuchten Varianten der Modellnetze MS und HS. Gegenüberstellung der Ergebnisse bei detaillierter Abbildung der Blindstromstatik (Kapitel 5.3.3) und bei einheitlicher Annahme der Blindstromstatik nach [11] ohne Totband mit $k_{PF} = 2$ (Kapitel 5.3.1 und 5.3.2).

Verfahren	Blindstromstatik einheitlich Max. Abweichungen in %	Blindstromstatik detailliert Max. Abweichungen in %	Empfehlung
I-ℝ	[-6,2 ... 33,7]	-	nein
I-ℝ-lokal	[-23,7 ... 30,4]	-	nein
KeinePF	[-23,7 ... 6,4]	-	nein
I-ℝ-It1-Ref0	[-6,2 ... 17,0]	[-6,2 ... 13,5]	eingeschränkt
I-ℝ-It-Ref0	[-6,2 ... 11,6]	[-6,2 ... 7,8]	ja, insbesondere detaillierte Blindstromstatik
I-C-It1-Ref0	[-6,2 ... 17,0]	[-6,2 ... 13,0]	eingeschränkt
I-C-It-Ref0	[-6,2 ... 13,2]	[-6,2 ... 9,0]	ja, insbesondere detaillierte Blindstromstatik
I-C-It-Ref Δ	[-6,2 ... 10,6]	[-6,2 ... 7,0]	ja, insbesondere detaillierte Blindstromstatik
I-C-It-RefKs	[-7,0 ... 9,7]	[-7,0 ... 6,4]	ja, insbesondere detaillierte Blindstromstatik
Z-ℝ-Max	[-11,3 ... 30,0]	-	nein
Z-ℝ-kFaktor	[-2,1 ... 57,7]	-	nein

gefasst. Die Verfahren werden anhand der Vorgabe der Norm IEC 60909-0:2016 bewertet. Kurzschlussströme sollen mit einer ausreichenden Genauigkeit und unter Berücksichtigung von Sicherheitsaspekten und nach Möglichkeit unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten berechnet werden.

Die Verfahren I- \mathbb{R} , I- \mathbb{R} -lokal, KeinePF, Z- \mathbb{R} -Max und Z- \mathbb{R} -kFaktor weisen teilweise eine sehr hohe Ungenauigkeit auf und deren Anwendung kann nicht empfohlen werden. Insbesondere die Verfahren I- \mathbb{R} -lokal, KeinePF und Z- \mathbb{R} -Max können zur Unterschätzung der Kurzschlussströme um mehr als 10 % führen und sind aus Sicherheitsgründen nicht empfehlenswert.

Besser geeignet sind Verfahren, welche die Blindstromstatik gemäß Netzanschlussregeln für Erzeugungsanlagen abbilden. Auf die Stromiteration zur Bestimmung des Kurzschlussstrombeitrags der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter sollte nach Möglichkeit nicht verzichtet werden, weil dadurch die Genauigkeit gesteigert werden kann. Es ist zudem vorteilhaft, wenn die Blindstromstatik detailliert abgebildet wird, also ein Totband oder eine stückweise Parallelverschiebung der Kennlinie wie zum Beispiel in SDLWindV vorgeschrieben, berücksichtigt wird. Entsprechende Verfahren weisen eine Genauigkeit von $\pm 10\%$ auf und sind empfehlenswert. In den Verfahren I-C-It-Ref Δ und I-C-It-RefKs werden Teilkurzschlussströme in komplexer Rechnung überlagert und die Stromiteration zur Bestimmung der spannungsabhängigen Blindströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter eingesetzt. Sie sind die genauesten Verfahren und besonders empfehlenswert.

Es ist einschränkend anzumerken, dass die abgeleiteten Aussagen für die repräsentativ für Verteilnetze gewählten Netzvarianten gelten. Die getroffenen Aussagen sind qualitativ valide, allerdings verschieben sich die untersuchten Abweichungen bei anderen Transformatortypen und der Variation weiterer Parameter möglicherweise in den positiven oder negativen Bereich. Aus diesem Grund ist es ohne eine noch komplexere Untersuchung vieler weiterer Varianten nicht möglich eine Bevorzugung eines der Verfahren I- \mathbb{R} -It-Ref0, I-C-It-Ref0, I-C-It-Ref Δ oder I-C-It-RefKs auszusprechen, da die Unterschiede vergleichsweise gering sind.

Die hohe Genauigkeit der vereinfachten Verfahren unter Abbildung der Blindstromstatik lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- Allein die zusätzlichen Blindströme beeinflussen die maximalen Kurzschlussströme.
- Durch die Korrekturfaktoren und die Vernachlässigung der nichtmotorischen Lasten, Queradmittanzen und Transformator-Stufenschalter werden die Span-

nungen nicht derart verfälscht, dass der zusätzliche Blindstrom falsch berechnet wird.

- Wirkströme und Ströme vor Eintritt des Kurzschlusses müssen nicht durch einen Korrekturfaktor berücksichtigt werden. Hohe Abweichungen im negativen Bereich, die dies bedingt hätten, treten nicht auf. Die negativen Abweichungen im einstelligen Prozentbereich sind insbesondere auf den Einfluss der Netztransformatoren zurückzuführen.
- Der zusätzliche Blindstrom kann anhand der Änderungsspannung u''_{Δ} berechnet werden. Die Berechnung des zusätzlichen Blindstroms gemäß Netzanschlussregeln (z.B. [11]) und somit auf Basis der Spannungsänderung $\Delta u''$ ist nicht notwendig, erhöht allerdings die Genauigkeit der Berechnung.
- Der Stromteiler bei elektrisch fernen Kurzschlüssen führt nicht dazu, dass die Berechnung für I- \mathbb{R} nach Norm IEC 60909-0:2016 [12] in der Mehrheit der Fälle eine ausreichende Genauigkeit aufweist. Dieses Verfahren ist somit nicht empfehlenswert.

Die Erkenntnisse im realen Verteilnetz stützen die in den generischen Netzen getroffenen Aussagen. Es zeigt sich zudem, dass das Verfahren I- \mathbb{R} -lokal in dem realen Netz für Kurzschlüsse an Knoten in der Nähe des Umspannwerks MS-UW und im Hochspannungsnetz geeignet ist. In Netzen mit höherem Durchdringungsgrad der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ist im Allgemeinen mit einer stärkeren Unterschätzung der Kurzschlussströme zu rechnen. Eine allgemeine Definition dieser maximal zulässigen Durchdringung hängt zudem von anderen Faktoren wie dem Transformatortyp, der Belastung der Netzlast und der Spannungen ab und ist somit an dieser Stelle nicht möglich. Maximale Kurzschlussströme in Abgängen von Mittelspannungsnetzen werden mit diesem Verfahren stark überschätzt und die Zuordnung von Kurzschlussknoten zu Verteilnetzen hängt vom Schaltzustand des Netzes ab und muss individuell bestimmt werden. Aus diesem Grund wird vor dem Hintergrund der Existenz besserer Alternativen (siehe Tabelle 5.2) vorzugsweise die Anwendung eines Verfahrens empfohlen, das die Blindstromstatik abbildet.

Abschließend ist festzuhalten, dass vereinfachte Verfahren zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme mit ausreichender Genauigkeit existieren, die sowohl Sicherheits- als auch Wirtschaftlichkeitsaspekte erfüllen. Es besteht in keinem der untersuchten Fälle die Notwendigkeit auf genauere Verfahren zurückzugreifen. Die Anwendung des Referenzverfahrens, welches explizit Leistungsflüsse vor Eintritt des Kurzschlusses berücksichtigt, ist somit in der Praxis nicht notwendig. Dennoch ist der Berechnungsaufwand dieser Verfahren im Vergleich zu dem Verfahren nach

IEC 60909-0:2016 erhöht, weil zum einen mehr Daten benötigt werden und weil die Berechnung durch Iteration und detaillierte Abbildung der Blindstromstatik komplexer ist.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für Netze ohne Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter sind die maximalen negativen Abweichungen der Kurzschlussströme höher. Dies bedeutet, dass Kurzschlussströme mittels vereinfachter Verfahren häufiger und stärker unterschätzt werden. Der Korrekturfaktor K_T für Transformatoren gemäß Gleichung 5.5 wurde in [21], [70] für lastgeprägte Verteilnetze hergeleitet und ist somit ein möglicher Grund für die stärkeren negativen Abweichungen. Dieser Aspekt wird in der vorliegenden Arbeit nicht bearbeitet, bietet aber weiteren Anlass zur Forschung.

6 Fazit und Ausblick

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll in Deutschland im Jahr 2030 80 % erreichen [7]. Viele Länder verfolgen ähnliche Leitlinien zur Dekarbonisierung der Energieversorgung, was zu einer weiteren Zunahme erneuerbarer Energien führen wird. Der Zubau findet überwiegend in Verteilnetzen statt und bewirkt einen strukturellen Wandel, weil zum einen die Anzahl der Erzeugungsanlagen steigt und zum anderen die verwendeten Technologien zu deren Kopplung mit dem Netz neuartig sind. Die Verteilnetze stehen vor neuen Herausforderungen und Verteilnetzbetreiber beispielsweise vor der Frage, wie diese Erzeugungsanlagen in Netzberechnungen zu berücksichtigen sind. Der Kurzschlussstromberechnung kommt dabei eine herausragende Bedeutung zu, denn maximale Kurzschlussströme sind dimensionierend für Betriebsmittel und wichtig für die Bewertung der Betriebssicherheit. Es existieren erste Modelle zur Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in der Kurzschlussstromberechnung.

Daraus leitet sich die Zielsetzung dieser Arbeit ab. Einerseits ist der Einfluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf die maximalen Kurzschlussströme in Verteilnetzen anhand eines Verfahrens zu bestimmen, das die Betriebszustände der Netze berücksichtigt. Andererseits gilt es, vereinfachte Verfahren zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme zu entwickeln und diese Verfahren sowie bestehende vereinfachte Verfahren hinsichtlich ihrer Genauigkeit und Eignung zu bewerten.

Wie beeinflussen dezentrale Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die maximalen Kurzschlussströme in Verteilnetzen?

Zu diesem Zweck wird in dieser Arbeit ein exaktes Verfahren zur Berechnung von Kurzschlussströmen vorgestellt, welches die Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter ermöglicht. Daraufhin wird das Optimierungsproblem der Bestimmung maximaler Kurzschlussströme beschrieben und gezeigt wie der Differential Evolution Algorithmus zu dessen Lösung eingesetzt werden kann. Das entwickelte Referenzverfahren wird zur Kurzschlussstromberechnung in zwei gene-

rischen Netzen angewandt. Die generischen Netze, zum einen ein Mittel- und zum anderen ein Hochspannungsnetz, werden für diese Untersuchungen entwickelt und repräsentieren Verteilnetze mit typischen Parametern und einer hohen installierten Leistung an Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Als Netzanschlusspunkte für Erzeugungsanlagen werden ausschließlich Knoten im Mittelspannungsnetz berücksichtigt. Allgemeingültige Aussagen werden dadurch erzielt, dass die Vielfalt existierender Verteilnetze durch Variation zentraler Parameter und Betriebsmittel dieser generischen Netze abgebildet wird.

Die Untersuchungen zeigen, dass Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die Kurzschlussströme in Mittelspannungsnetzen teilweise stark erhöhen, wenn sie eine vollständige dynamische Netzstützung leisten. Es zeigt sich zudem, dass deren Einfluss auf Kurzschlussströme in Hochspannungsnetzen bedeutend sein kann, wenn die installierte Leistung in den unterlagerten Mittelspannungsnetzen hoch ist. Sowohl für Mittel- als auch für Hochspannungsnetze wird die Berücksichtigung dieser Erzeugungsanlagen in der Kurzschlussstromberechnung empfohlen. Insgesamt zeigt sich ein abnehmender Einfluss mit zunehmender elektrischer Entfernung. Kurzschlussströme in benachbarten Mittelspannungsnetzen werden nur in geringem Maße beeinflusst, sodass eine Vernachlässigung für solche Fälle zulässig ist. Diese Erkenntnisse sind insbesondere für Verteilnetzbetreiber wichtig, die eine Randnetz-nachbildung benachbarter Netze anstreben, weil eine integrierte Modellierung der Verteilnetze nicht gewünscht oder nicht möglich ist.

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass die zu maximalen Kurzschlussströmen führenden Betriebspunkte der Betriebsmittel vor Eintritt des Kurzschlusses teilweise eingeschränkt werden können. Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter erhöhen Kurzschlussströme tendenziell stark, wenn sie vor Eintritt des Kurzschlusses untererregt betrieben werden. Diese Erkenntnis ermöglicht die Reduktion der Komplexität der Optimierung und vereinfacht somit eine Anwendung des Referenzverfahrens auf reale Netze, die potenziell viele Betriebsmittel und somit viele Optimierungsvariablen aufweisen. Die Betriebssicherheit von Schaltanlagen und Schaltgeräten ist in den betrachteten Netzen nicht gefährdet, da ausreichende Sicherheitsmargen bestehen. Im Allgemeinen kann nicht ausgeschlossen werden, dass beim Zubau von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter die Kurzschlussfestigkeit erhalten bleibt.

Wie ist der Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter in vereinfachten Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung abzubilden?

Die vollständige dynamische Netzstützung von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter kann auf verschiedene Arten in vereinfachten Verfahren nachgebildet werden. Diese unterscheiden sich im Grundprinzip, Detailgrad und im Berechnungsaufwand voneinander und werden in dieser Arbeit gegenübergestellt. Es wird hinsichtlich der Modellierung mit realen Spannungsquellen und idealen Stromquellen, iterativer Bestimmung der zusätzlichen Blindströme sowie komplexer Berechnung und der Rechnung mit Beträgen unterschieden. Außerdem wird zur Berechnung der zusätzlichen Blindströme zum einen die Spannungsänderung nach den Netzanschlussregeln und zum anderen die Änderungsspannung aus dem Verfahren mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle verwendet. Darüber hinaus wird die detaillierte Modellierung der Blindstromstatik mit deren vereinfachten Modellierung verglichen. Als Vergleichsbasis dient das entwickelte Referenzverfahren. Die Berechnungen werden in den beiden generischen Netzen und dem realen Netz durchgeführt.

Die Untersuchungen zeigen, dass Verfahren, welche Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter entweder als Impedanz basierend auf der Steigung der Blindstromstatik oder basierend auf dem maximalen Kurzschlussstrombeitrag abbilden, ungeeignet sind. Insbesondere erstgenanntes Verfahren kann bei Kurzschlüssen in der Nähe dieser Erzeugungsanlagen zu einer starken Überschätzung der Kurzschlussströme führen. Als ebenso ungeeignet erweist sich die Abbildung des Kurzschlussstrombeitrags als konstante Stromquelle nach Vorgabe der Norm IEC 60909-0:2016. Nach diesem Verfahren werden insbesondere Kurzschlussströme am Ende von Abgängen teils stark überschätzt.

Als vereinfachte Verfahren sollten solche angewendet werden, welche die Blindstromstatik abbilden. Es ist nicht von entscheidender Bedeutung, ob mit Beträgen oder komplexen Werten gerechnet wird oder ob die Spannungsänderung zur Bestimmung des zusätzlichen Blindstroms so bestimmt wird, wie es die Netzanschlussregeln vorgeben. Die Iteration zur Bestimmung des exakten zusätzlichen Blindstroms und die möglichst detaillierte Abbildung der Blindstromstatik verbessern die Genauigkeit, weshalb entsprechende Verfahren empfohlen werden. Damit ist auch gezeigt, dass Wirkströme bei der Berechnung nicht von entscheidender Bedeutung und Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung des Vorfehlerzustands nicht notwendig sind. Die höchste Genauigkeit wird bei komplexer Überlagerung der Teilkurzschlussströme, Bestimmung der Spannungsänderung gemäß Netzanschlussregeln, detaillierter

Abbildung der Blindstromstatik und Iteration zur Bestimmung der zusätzlichen Blindströme erreicht. Der höhere Modellierungs- und Berechnungsaufwand ist durch die höhere Genauigkeit gerechtfertigt.

Die Untersuchungen im realen Netz haben zudem gezeigt, dass bei geringeren installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und eingeschränkteren Betriebsbereichen insbesondere der Transformatoren auch die Anwendung des Verfahrens nach Norm unter ausschließlicher Berücksichtigung lokaler Erzeugungsanlagen möglich ist. Jedoch treten auch in diesem Fall starke Überschätzungen der Kurzschlussströme an Knoten am Ende von Mittelspannungsabgängen auf.

Die Erkenntnisse in dieser Arbeit liefern einen wichtigen Beitrag zur Anwendung der Norm IEC 60909-0:2016 zur Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter oder zu deren Weiterentwicklung in der Zukunft.

6.1 Forschungsausblick

Die vorliegende Arbeit liefert grundlegende Erkenntnisse zum Einfluss von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter auf maximale Kurzschlussströme und deren Modellierung in vereinfachten Verfahren. Aufgrund des in dieser Arbeit festgestellten weitreichenden Einflusses dieser Erzeugungsanlagen stellt sich die Frage, wie die vereinfachten Verfahren in der Praxis anzuwenden sind.

Netzbetreiber müssen entscheiden, welche Erzeugungsanlagen in der Kurzschlussstromberechnung in ihrem Netz berücksichtigt werden sollen. Die Modellierung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter kann einen erheblichen Aufwand bei der Datenbeschaffung bedeuten, zum Beispiel wenn diese nicht im benötigten Detailgrad gepflegt sind. Sollten nur wenige Daten bekannt sein, stellt sich die Frage, wie diese konservativ abgeschätzt werden können. Ein Ansatz in diesem Zusammenhang wäre die Ermittlung kritischer installierter Leistungen von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter. Diese kann basierend auf der Definition des maßgeblichen Einflusses nach IEC 60909-0:2016, also einer Erhöhung der Kurzschlussströme um 5 %, bestimmt werden. Die maximalen Kurzschlussströme können anhand eines vereinfachten Verfahrens ermittelt werden. Es gilt zu untersuchen, ob die kritische installierte Leistung in Mittelspannungsnetzen in Abhängigkeit der Kurzschlussströme des überlagerten Netzes und insbesondere der Bemessungsgrößen des Transformators angegeben werden kann. Ist die installierte Leistung geringer als die kritische Leistung, können Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter vernachlässigt werden. Für die Bewertung

ist die kumulierte installierte Leistung aller Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und Netzanschlusspunkt in diesem Mittelspannungsnetz zu berücksichtigen.

Des Weiteren hat sich gezeigt, dass Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter und Netzanschluss in Mittelspannungsnetzen die Kurzschlussströme in Hochspannungsnetzen maßgeblich beeinflussen können. Werden die Mittel- und Hochspannungsnetze nicht integriert modelliert, ist eine geeignete Randnetzmodellierung für das jeweils andere Netz zu wählen. Ein vielversprechender Ansatz für die Randnetznachbildung unterlagerter Mittelspannungsnetze wäre die aggregierte Abbildung aller Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter an der Unterspannungsseite des HS/MS-Transformators. Die Blindstromstatik für diese aggregierte Anlage kann durch exemplarische Kurzschlussversuche ermittelt werden, bei denen Spannungseinbrüche unterschiedlicher Höhe an entsprechender Sammelschiene im vollständigen Mittelspannungsnetz simuliert und die Teilkurzschlussströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter berechnet werden. Die resultierende nichtlineare Blindstromstatik kann mit den vorgestellten vereinfachten Verfahren abgebildet werden. In diesem Zusammenhang ist ein weiterer möglicher Untersuchungsaspekt, die Ermittlung der Genauigkeit einer Randnetznachbildung mittels Impedanzmodell. Es kann gezeigt werden bis zu welcher installierten Leistung der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter dieses einfachere Modell ausreichend genau und somit gültig ist. Diese Untersuchung kann einen Beitrag dazu leisten, wie Netzbetreiber Kurzschlussströme miteinander austauschen [74, S. 17].

In den aktuellen Netzanschlussregeln wird bei unsymmetrischen Kurzschlüssen die Speisung eines zusätzlichen Blindstroms im Mit- und Gegensystem gefordert [11, S. 98]. Unter gewissen Umständen können unsymmetrische Kurzschlüsse zu maximalen Kurzschlussströmen führen. Der Kurzschlussstrombeitrag von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter im Gegensystem wird in der aktuell gültigen Version der Norm IEC 60909-0:2016 als Impedanz abgebildet. Aufbauend auf den in dieser Arbeit entwickelten Verfahren kann die Genauigkeit dieses Verfahrens und gegebenenfalls erweiterter Verfahren untersucht werden.

Neben netzspeisender Regelstrategien für Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter werden inzwischen netzbildende Regelstrategien diskutiert und eingesetzt [13]. Das Kurzschlussverhalten dieser Erzeugungsanlagen unterscheidet sich von den in dieser Arbeit behandelten Erzeugungsanlagen, weil sie sich wie eine Spannungsquelle hinter einer Impedanz verhalten. Insofern stellt sich die Frage, ob deren Kurzschlussstrombeitrag mittels einer Impedanz abgebildet werden kann, oder ob die Strombegrenzung zum Schutz der leistungselektronischen Bauelemente die Modellierung als Stromquelle bedingt.

Die vereinfachten Verfahren weisen in Netzen mit Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter höhere maximale negative Abweichungen auf als in Netzen ohne Erzeugungsanlagen. In den letzten Jahrzehnten wurden vermehrt Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen angeschlossen. Dieser Umstand ist nicht in dem Korrekturfaktor K_T für Transformatoren gemäß Norm IEC 60909-0:2016 berücksichtigt, da dieser für lastgeprägte Verteilnetze hergeleitet wurde. Aus diesem Grund ergibt sich weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Eignung dieses Korrekturfaktors für die Kurzschlussstromberechnung in aktiven Verteilnetzen mit Erzeugungsanlagen.

A Anhang

A.1 Parametrierung des Differential Evolution Optimierers

Am Beispiel der Optimierung des Netzes aus Abbildung 4.11 wird gezeigt wie der Optimierungsalgorithmus zur Lösung des vorliegenden Problems idealerweise zu parametrieren ist. Dabei gelten die Variablenauswahl und die Suchbereiche aus Tabelle 4.2.

Die Parameter des Differential Evolution Algorithmus werden so bestimmt, dass das vorliegende Optimierungsproblem genau und in möglichst kurzer Simulationszeit gelöst wird. Da der Differential Evolution Algorithmus in der Implementierung in SciPy mit der Komplexität des Optimierungsproblems skaliert, wird somit auch die ideale Parametrierung des Algorithmus zur Berechnung maximaler Kurzschlussströme in größeren Netzen bestimmt. In der Literatur finden sich für die Parameter des Differential Evolution Algorithmus die Wertebereiche in Tabelle A.1.

Tabelle A.1: Vorgeschlagene Parametrierung des Differential Evolution Algorithmus gemäß verschiedener Quellen

	Storn-Price [75]	Zhao [66]	Price [64]	SciPy [67]
Populationsgröße N_P	5 – 100	-	5 – 100	$15 \cdot N_{\text{var}}$
Skalierungsfaktor F	0,5 – 0,9	-	0,1 – 0,9	(0,5 – 1,0)
Kreuzungswahrscheinlichkeit CR	0,0 – 1,0	-	0,1 – 0,9	0,7
Evolutionsstrategie	rand1bin	-	best1bin rand1bin	best1bin
Art der Initialisierung	Zufall	Latin Hypercube	Zufall	Latin Hypercube
Rel. Abbruchschwelle tol_{rel}	-	-	-	10^{-2}
Abs. Abbruchschwelle tol_{abs}	-	-	-	-
Begrenzung Generationen $N_{g,\text{max}}$	-	-	10^4	10^3

Für die Populationsgröße N_P werden Werte zwischen 5 und 100 vorgeschlagen. In der Implementierung des Algorithmus in SciPy [67] wird die Populationsgröße in

Abhängigkeit der Anzahl an Variablen N_{var} angegeben. Dieses Vorgehen ist nützlich, um die Parameterwerte möglichst allgemein auch für die im Verlauf der Arbeit zu untersuchenden größeren Netze zu bestimmen. Der Skalierungsfaktor F wird zwischen 0,1 und 1,0 und die Kreuzungswahrscheinlichkeit CR zwischen 0,0 und 1,0 angegeben. Es werden insbesondere die zwei in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Evolutionsstrategien `rand1bin` und `best1bin` hervorgehoben. Die Initialisierung, die bei Price und Storn zufällig geschieht, wird in [66] mit der verbesserten Raumabdeckung des Latin Hyper Cube Samplings beschrieben, die auch in SciPy empfohlen wird. Die Abbruchschwelle wird in den Untersuchungen von Price, Storn und Zhao [64], [66] nicht diskutiert. Das liegt daran, dass der minimale Zielfunktionswert f_{min} der dort gezeigten Benchmark-Untersuchungen bekannt ist und die Optimierung bei Erreichen dieses Zielfunktionswertes abgebrochen wird. In dem vorliegenden Fall ist f_{min} unbekannt und es wird eine Abbruchbedingung wie in Gleichung 4.64 basierend auf der Populationsstatistik verwendet. Für die absolute Schwelle wird $tol_{\text{abs}} = 0$ und für die relative Schwelle $tol_{\text{rel}} = 10^{-3}$ gewählt. Falls diese Abbruchbedingung nicht erfüllt ist und die Begrenzung der Iterationsschritte $N_{\text{it,max}}$ erreicht ist, wird die Optimierung abgebrochen. In diesem Fall ist es möglich, dass das Ergebnis nicht dem Optimum entspricht.

Tabelle A.2: Parametrierung des Differential Evolution Algorithmus zur Ermittlung maximaler Kurzschlussströme

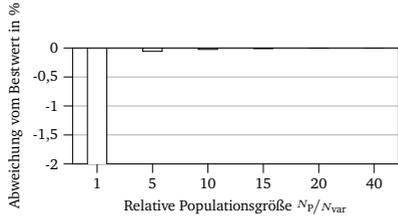
Parameter	Einstellung
Populationsgröße N_p	$10 \cdot N_{\text{var}}$
Skalierungsfaktor F	(0,5 – 1,0)
Kreuzungswahrscheinlichkeit CR	0,7
Evolutionsstrategie	<code>best1bin</code>
Art der Initialisierung	Latin Hypercube
Rel. Abbruchschwelle tol_{rel}	10^{-3}
Abs. Abbruchschwelle tol_{abs}	0,0
Begrenzung Generationen $N_{g,\text{max}}$	10^3

Die Performance der Parametrierung in Tabelle A.2 wird in einer Sensitivitätsanalyse anderen Ausführungen gegenübergestellt. Die Abbildungen A.1, A.2 und A.3 zeigen die Performance des Algorithmus für die verschiedenen Parametrierungen. Auf der linken Seite der Abbildungen wird der Einfluss der Parameter auf den ermittelten Bestwert untersucht. Die Ordinate zeigt die Abweichung der Berechnungsergebnisse von dem jeweils besten ermittelten Wert der Varianten in %. Die

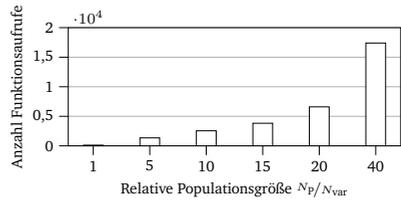
rechte Seite zeigt den Einfluss der Parameter auf die Simulationszeit. Diese ist proportional zur Anzahl der Funktionsaufrufe, welche auf der Ordinate dargestellt ist.

Die Variation der relativen Populationsgröße zeigt, dass bereits mit $N_p/N_{var} = 5$ gute Ergebnissen erzielt werden. Die relative Populationsgröße $N_p/N_{var} = 1$ führt zu einem Zielfunktionswert f_{min} , der um 6,9% von dem besten ermittelten Wert abweicht. Die Genauigkeit der Optimierung kann durch größere Populationen erhöht werden. Die Dauer der Optimierung steigt exponentiell an, sodass mit der relativen Populationsgröße $N_p/N_{var} = 10$ ein guter Kompromiss zwischen Genauigkeit und Simulationszeit gefunden wird. Es zeigt sich, dass auch stärkere Variationen des Skalierungsfaktors F und der Kreuzungswahrscheinlichkeit CR einen geringen Einfluss auf die Optimierung haben, sodass der Empfehlung von SciPy [67] gefolgt wird und $F = (0,5 - 1,0)$ und $CR = 0,7$ gewählt wird. Hinsichtlich der Evolutionsstrategie zeigt sich, dass `best1bin` zu einem besseren Ergebnis führt, dafür aber die Simulationsdauer leicht steigt. Die zufällige Initialisierung führt für das vorliegende Problem wie das Latin Hypercube Sampling zu guten Ergebnissen. Latin Hypercube Sampling gilt als ausgereifteres Verfahren und wird aus diesem Grund bei der Optimierung verwendet. Einen hohen Einfluss hat die Wahl der Abbruchschwelle. Es ist zu erkennen, dass die Abbruchschwelle tol_{rel} höchstens zu 10^{-3} gewählt werden darf, weil sonst die Genauigkeit stark sinkt. Eine weitere Verringerung der Abbruchschwelle ist nicht notwendig, weil sie nur zu einer geringen Verbesserung führt und höhere Simulationszeiten bewirkt. Die Begrenzung der Anzahl an Generationen weist in dem untersuchten Wertebereich keinen Einfluss auf die Optimierung auf. Die Optimierung konvergiert in ungefähr 5.000 Iterationsschritten, dies entspricht einer Begrenzung der Generationen auf 10^2 Generationen, denn $N_{it,max} = N_p/N_{var} \cdot N_{var} \cdot N_{g,max} = 10 \cdot 5 \cdot 10^2 = 5.000$. Für die Begrenzung der Anzahl an Generationen wird $N_{g,max} = 10^3$ gewählt.

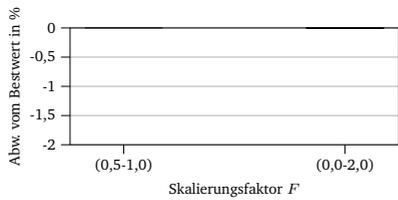
Die ausgewählte Parametrierung des Differential Evolution Algorithmus entspricht somit den Werten in Tabelle A.2.



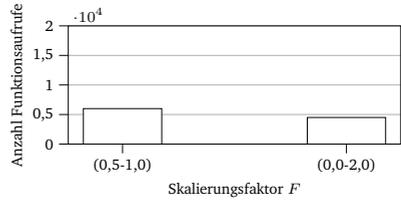
(a) Einfluss Populationsgröße - I



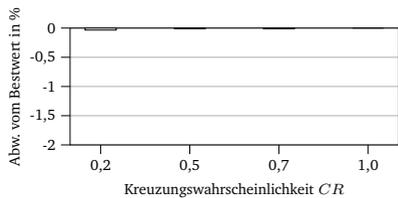
(b) Einfluss Populationsgröße - II



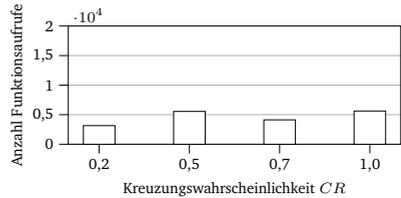
(c) Einfluss Skalierungsfaktor - I



(d) Einfluss Skalierungsfaktor - II



(e) Einfluss Kreuzungswahrscheinlichkeit - I



(f) Einfluss Kreuzungswahrscheinlichkeit - II

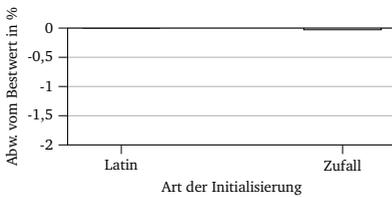
Abbildung A.1: Einfluss der Parameter des Differential Evolution Algorithmus auf die Genauigkeit (linke Seite) und die Anzahl notwendiger Funktionsaufrufe bis zur Konvergenz des Algorithmus (rechte Seite) - Teil A



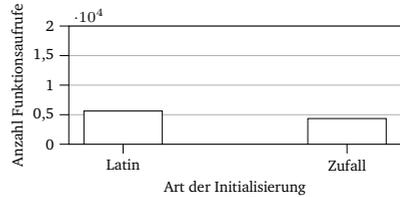
(a) Einfluss Evolutionstrategie - I



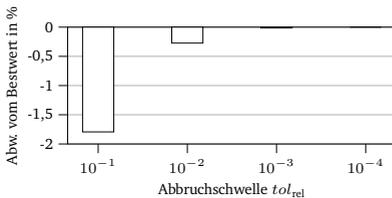
(b) Einfluss Evolutionstrategie - II



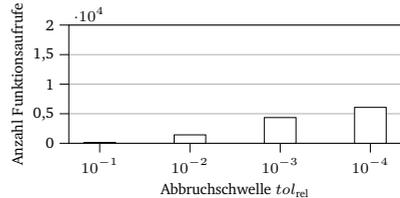
(c) Einfluss Initialisierung - I



(d) Einfluss Initialisierung - II

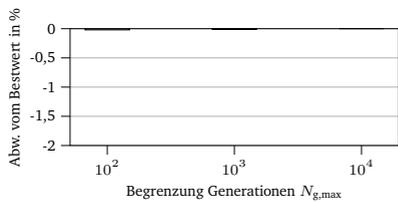


(e) Einfluss Abbruchschwelle - I

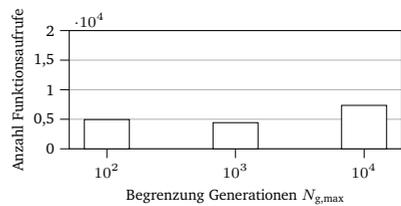


(f) Einfluss Abbruchschwelle - II

Abbildung A.2: Einfluss der Parameter des Differential Evolution Algorithmus auf die Genauigkeit (linke Seite) und die Anzahl notwendiger Funktionsaufrufe bis zur Konvergenz des Algorithmus (rechte Seite) - Teil B



(a) Einfluss Begrenzung Generationen - I



(b) Einfluss Begrenzung Generationen - II

Abbildung A.3: Einfluss der Parameter des Differential Evolution Algorithmus auf die Genauigkeit (linke Seite) und die Anzahl notwendiger Funktionsaufrufe bis zur Konvergenz des Algorithmus (rechte Seite) - Teil C

A.2 Darstellung von Ergebnissen mittels Boxplots

Boxplots werden im Rahmen der statistischen Auswertung der Ergebnisse genutzt. Die heutzutage übliche Darstellung der Quartile und Whisker stammt aus einer Forschungsarbeit von J. W. Tukey [76, S. 41]. Abbildung A.4 stellt beispielhaft einen Boxplot dar, bei dem die Verteilung eines Funktionswertes f über den gesamten Ergebnisraum auf der Ordinate dargestellt ist. 50 % der Funktionswerte liegen innerhalb der Box, welche sich vom 25-%-Quartil bis zum 75-%-Quartil erstreckt. Deren Abstand wird als Interquartilsabstand bezeichnet. Der untere Whisker wird berechnet, indem der 1,5-fache Interquartilsabstand von dem 25-%-Quartil subtrahiert wird. Analog wird der obere Whisker berechnet, indem der 1,5-fache Interquartilsabstand zu dem 75-%-Quartil addiert wird. Falls alle Funktionswerte unterhalb des oberen Whiskers oder oberhalb des unteren Whiskers liegen, entspricht die Position des Whiskers stattdessen dem Maximal-, beziehungsweise Minimalwert. Sogenannte Ausreißer werden mittels Kreisen im Diagramm dargestellt.

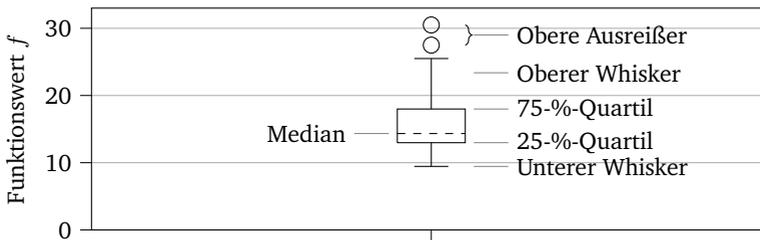


Abbildung A.4: Kenngrößen in Boxplots, in Anlehnung an [76, S. 41]

A.3 Kritische Betriebspunkte im Mittelspannungsnetz

Abbildung A.5 und A.6 zeigen die Verteilung der Optimierungsvariablen bei dreipoligem Kurzschluss an den Knoten K2.1-MS und K3.1-MS im Modellnetz MS. Es handelt sich um die stationären Betriebspunkte, die zu maximalen Kurzschlussströmen I''_{kmax} führen. Dabei sind die jeweiligen Parameter auf ihren Suchbereich bezogen. Für die Darstellung der Wirkleistungseinspeisung $p_{b,PF1}$ gilt beispielsweise:

$$p_{b,PF1} = \frac{P_{b,PF1} - P_{b,PF1,min}}{P_{b,PF1,max} - P_{b,PF1,min}} \cdot 100 \%$$

Der negative Wertebereich $[-100,0)$ ist für die Darstellung negativer Werte der Blindleistungen $q_{b,PF}$ berücksichtigt. Negative Blindleistungswerte bedeuten eine Einspeisung kapazitiver Blindströme der Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter.

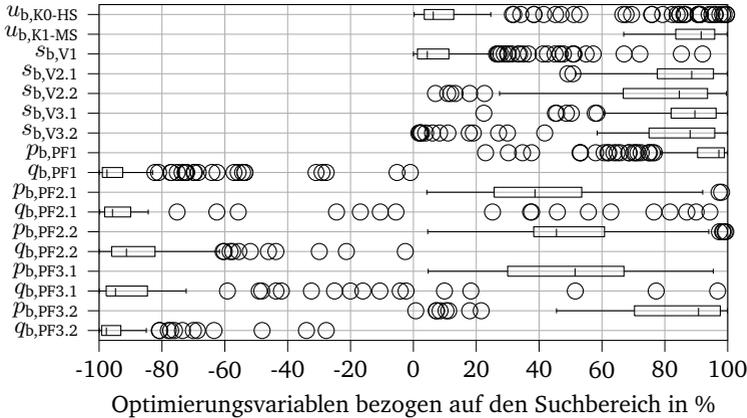


Abbildung A.5: Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms I''_{kmax} an K2.1-MS bezogen auf den Suchbereich

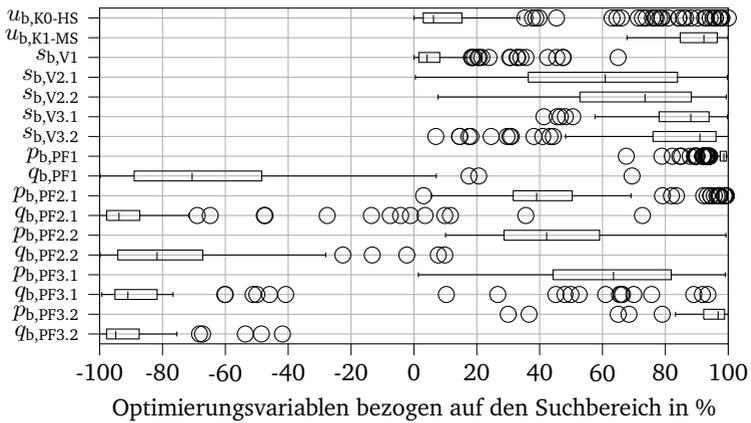


Abbildung A.6: Verteilung der Variablen bei Optimierung des Kurzschlussstroms I''_{kmax} an K3.1-MS bezogen auf den Suchbereich

A.4 Weiterführende Informationen zur Analyse ausgewählter Kurzschlussströme in Kapitel 4.3

In diesem Teil des Anhangs werden Zusatzinformationen zu den Zeigerdiagrammen als Teil der Ergebnisauswertung der Optimierung im Mittelspannungsnetz in Kapitel 4.3 vorgestellt. Die Ergebnisse werden in den jeweiligen Hauptkapiteln diskutiert. Im Anhang wird lediglich die Parametrierung des Netzes der dargestellten Szenarien dokumentiert.

Kurzschluss an K1-MS

Die Teilkurzschlussströme für den Fall der stärksten Erhöhung des maximalen Kurzschlussstroms für die Kurzschlussstelle K1-MS in Modellnetz MS sind im Zeigerdiagramm in Abbildung 4.17 abgebildet. Das Netz ist in dem dargestellten Fall gemäß Tabelle A.3 parametriert.

Tabelle A.3: Zugrundeliegende Parametrierung des Modellnetzes MS für die im ausgewählten Zeigerdiagramm in Abbildung 4.17 dargestellten Kurzschlussströme für die Varianten des Parametersatzes I und II

Variante von P-I	Variante von P-II
Q-Typ3	Q-Typ3
T-Typ3	T-Typ3
L-Typ1-PF	L-Typ1-PF
L-Typ4-V	L-Typ4-V
PF-Pos1	PF-Pos1
DU-Typ1	DU-Typ1
	PF-Typ3
	PF-NAR1
	PF-Imax2

Kurzschluss an K4-MS

Die Teilkurzschlussströme für den Fall der stärksten Erhöhung des maximalen Kurzschlussstroms für die Kurzschlussstelle K4-MS in Modellnetz MS sind im Zeigerdiagramm in Abbildung 4.18 abgebildet. Das Netz ist in dem dargestellten Fall gemäß Tabelle A.4 parametriert.

Tabelle A.4: Zugrundeliegende Parametrierung des Modellnetzes MS für die im ausgewählten Zeigerdiagramm in Abbildung 4.18 dargestellten Kurzschlussströme für die Varianten des Parametersatzes I und II

Variante von P-I	Variante von P-II
Q-Typ1	Q-Typ1
T-Typ2	T-Typ2
L-Typ3-PF	L-Typ3-PF
L-Typ2-V	L-Typ2-V
PF-Pos1	PF-Pos1
DU-Typ2	DU-Typ2
	PF-Typ3
	PF-NAR1
	PF-Imax2

A.5 Aufbau des realen Verteilnetzes und Betriebsmitteldaten

Bei dem realen Hochspannungsnetz handelt es sich um ein ländliches Verteilnetz. Ein Ausschnitt dieses Netzes ist im Einstrich-Netzschema in Abbildung A.7 dargestellt. Das gesamte Hochspannungsnetz ist vollständig modelliert. Es ist lediglich der Bereich dargestellt, in dem Mittelspannungsnetze mit Einspeisung von Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Die explizit und vollständig modellierten Mittelspannungsnetze sind in der Abbildung als solche gekennzeichnet. Die Netze ohne Erzeugungsanlagen werden als Ersatzlasten modelliert. Der dargestellte Ausschnitt des Netzes verteilt sich auf eine Fläche von 1400 km². Insgesamt wird das Hochspannungsnetz über sechs Schwerpunktstationen gespeist. Die Transformatoren von zwei Schwerpunktstationen sind in der Abbildung zwischen Knoten E01 und 01 sowie E02 und 14 dargestellt. Das überlagerte Höchstspannungsnetz liegt als reduziertes Netz vor. Nachfolgend werden Kennwerte des überlagerten Netzes sowie der Transformatoren angegeben. Die unterlagerten Mittelspannungsnetze werden anhand von Kennwerten beschrieben und in dieser Arbeit nicht grafisch dargestellt.

Das überlagerte Höchstspannungsnetz weist bei entkoppeltem Hochspannungsnetz die in Tabelle A.5 ausgewiesenen dreipoligen maximalen Kurzschlussströme I_k'' an Knoten E01 und E02 auf. Zusätzlich sind in der Tabelle das R/X -Verhältnis der Kurzschlussimpedanz sowie die Restspannungen u_{E01} und u_{E02} bei Kurzschluss angegeben.

Die Bemessungsdaten der Transformatoren in den Schwerpunktstationen sind in Tabelle A.6 beschrieben, die Daten der Transformatoren in den Verteilstationen in Tabelle A.7. Wichtige Kenndaten, die sich auf die Kurzschlussstromberechnung auswirken, sind in den Tabellen dargestellt. Dies sind die Bemessungsspannungen U_r , die Anzahl der Stufenschalterpositionen N_s , die maximale Zusatzspannung durch eine von der Nullstellung abweichenden Stufenschalterposition ΔU_{\max} sowie die bezogene Bemessungskurzschlussspannung u_{kr} , der Realteil der bezogenen Bemessungskurzschlussspannung u_{Rr} und der Minimal- und Maximalwert der bezogenen Kurzschlussspannung $u_{k\min}$ und $u_{k\max}$.

Die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen in den modellierten Mittelspannungsnetzen beträgt 376,9 MVA und die maximale Verbraucherlast 172,3 MVA. Die maximale Verbraucherlast bezogen auf die jeweilige Transformator-Bemessungsscheinleistung in den Umspannwerken liegt zwischen 18,5 und 60,4 %, im Durchschnitt beträgt sie 42,2 %. Die Durchdringung der Mittelspannungsnetze mit Erzeugungsanlagen liegt im Bereich zwischen 63,4 und 104,0 % bezogen auf die

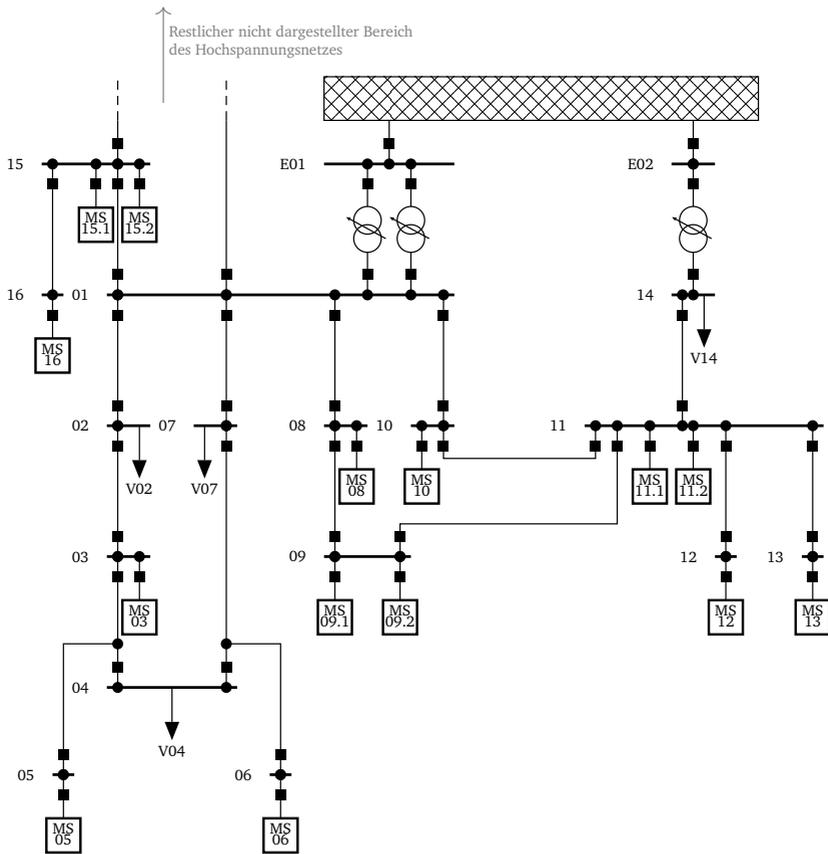


Abbildung A.7: Einstrich-Netzschema des realen Hochspannungsnetzes inklusive Koppelpunkte zum überlagerten Höchst- und zu unterlagerten Mittelspannungsnetzen

Transformator-Bemessungsscheinleistung. Im Mittel beträgt sie 82,6%. Bei den Untersuchungen in dieser Arbeit wird unterstellt, dass es sich dabei um Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter handelt.

Tabelle A.5: Maximale Kurzschlussströme im überlagerten Höchstspannungsnetz und Restspannungen u_{E01} und u_{E02} an den Sammelschienen des Höchstspannungsnetzes bei entkoppeltem Hochspannungsnetz

Kurzschlussort	I''_k in kA	R/X	u_{E01} in p.u.	u_{E02} in p.u.
E01	18,53	0,09	0,00	0,81
E02	19,77	0,08	0,79	0,00

Tabelle A.6: Daten der HöS-/HS-Transformatoren im realen Netz

Transformator	S_{rT} in MVA	U_{rTOS} in kV	U_{rTUS} in kV	N_s	Δt_{\max} in %	u_{kr} in %	u_{kmin} in %	u_{kmax} in %	u_{Rr} in %
T-E01.1	300,0	400,0	120,0	27	$\pm 16,0$	18,7	17,5	20,3	0,2
T-E01.2	300,0	405,0	115,0	27	$\pm 16,0$	19,3	17,8	21,1	0,2
T-E02	300,0	405,0	115,0	27	$\pm 16,0$	18,8	17,5	20,8	0,2

Tabelle A.7: Daten der HS-/MS-Transformatoren im realen Netz

Transformator	S_{rT} in MVA	U_{rTOS} in kV	U_{rTUS} in kV	N_s	Δt_{\max} in %	u_{kr} in %	u_{kmin} in %	u_{kmax} in %	u_{Rr} in %
T-03	23,0	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,3	10,1	12,9	0,5
T-05	25,0	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,3	10,1	12,8	0,4
T-06	25,0	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,5	10,2	14,0	0,4
T-08	31,5	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,7	10,5	13,1	0,4
T-09.1	40,0	107,0	21,0	19	$\pm 16,0$	19,5	18,0	21,3	0,4
T-09.2	40,0	107,0	21,0	19	$\pm 16,0$	19,2	17,7	21,0	0,4
T-10	31,5	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,1	10,0	12,6	0,4
T-11.1	40,0	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	18,0	15,8	20,5	0,3
T-11.2	31,5	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	12,0	10,8	13,5	0,4
T-12	40,0	107,0	21,0	19	$\pm 16,0$	19,1	17,7	20,8	0,4
T-13	40,0	107,0	21,0	19	$\pm 16,0$	19,1	17,7	20,8	0,4
T-15.1	23,0	110,0	22,5	27	$\pm 22,0$	10,6	9,5	12,0	0,5
T-15.2	25,0	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,7	10,5	13,2	0,4
T-16	25,0	110,0	22,0	27	$\pm 22,0$	11,5	10,7	12,7	0,5

Literaturverzeichnis

- [1] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz. *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 9., aktualisierte und korrigierte Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [2] Umweltbundesamt. *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018*. Dessau-Roßlau, 2019.
- [3] Deutscher Bundestag. *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz): AtG*. 1959. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/atg/BJNR008140959.html#BJNR008140959BJNG000100326>.
- [4] Deutscher Bundestag. *Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG): KVBG*. 2020. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html>.
- [5] McKinsey & Company. *Net-zero Deutschland: Chancen und Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045*. 2020.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2022*. 2023.
- [7] Deutscher Bundestag. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: EEG 2023*. 2014.
- [8] Bundesnetzagentur. *EEG in Zahlen 2019: Zahlen, Daten und Informationen zum EEG*. Bonn, 2020.
- [9] D. Oeding und B. R. Oswald. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 8th ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [10] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen. Herausforderungen, Lösungskonzepte, Empfehlungen*. Frankfurt am Main, 2016.
- [11] VDE FNN. *VDE-AR-N 4110, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*. Berlin, 2018.
- [12] IEC. *IEC 60909-0:2016, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*. Genf, Schweiz, 2016.
- [13] Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters: NREL/TP-5D00-73476*. 2020.

-
- [14] R. Schürhuber. „Die Kurzschlussnorm IEC 60909-0: 2016 – Neues und Änderungen“. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133 (2016), S. 228–235.
- [15] J. Dragon. „Die Kenngröße Kurzschlussleistung in hybriden AC/DC - Energieversorgungssystemen“. Diss. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2017.
- [16] G. Balzer. *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [17] B. R. Oswald und D. Oeding. „Windenergie- und Photovoltaikanlagen bei der Kurzschlussstromberechnung nach IEC 60909-0:2016“. In: *Magazin für die Energiewirtschaft* 2016.5 O, S. 78–82.
- [18] Ö. Göksu, R. Teodorescu, B. Bak-Jensen u. a. „An Iterative Approach for Symmetrical and Asymmetrical Short-Circuit Calculations with Converter-Based Connected Renewable Energy Sources“. In: *Power and Energy Society General Meeting*. Hrsg. von IEEE. San Diego und USA, 2012.
- [19] energynetworks association. *Engineering Recommendation G74: Issue 2 2020*. London, England, 2021.
- [20] DiGSILENT GmbH. *Technical Reference Documentation: PowerFactory 2020*. Gomaringen, 2020.
- [21] G. Waider. „Impedanzkorrekturfaktoren bei der Kurzschlußstromberechnung mit der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle“. Dissertation. Darmstadt: Technische Hochschule Darmstadt, 1992.
- [22] DiGSILENT GmbH. *DiGSILENT POWER SYSTEM SOLUTIONS*. Gomaringen, 2021. URL: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [23] Fraunhofer IEE und e2n Universität Kassel. *Documentation pandapower*. Kassel, 2019. URL: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.0.1/>.
- [24] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. *FNN-Roadmap: Vom Netz zum System - Der Fahrplan für die Weiterentwicklung der Netze 2017 – 2021*. Berlin, 2018.
- [25] Forschungsnetzwerk Energie Stromnetze. *Expertenempfehlungen aus den Arbeitsgruppen für den Konultationsprozess zum 7. EnergieforschungsprogrammForschungsnetzwerk Stromnetze*. Hrsg. von Projektträger Jülich. Jülich, 2017.
- [26] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Technische Universität Dortmund/ ef. Ruhr GmbH, Prof. Dr. Gert Brunekreeft. *dena-Verteilnetzstudie - Endbericht: Ausbau- und Innovationsbedarf der Strom- verteilnetze in Deutschland bis 2030*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2012.
- [27] VDE FNN. *Netzanschluss*. Berlin, 2021. URL: <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar>.
- [28] M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese. *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin und Heidelberg: Springer, 2006.

-
- [29] S. Heier. *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. Wiesbaden, 2018.
- [30] F. Blaabjerg. *Control of Power Electronic Converters and Systems: Volume 1*. London, Vereinigtes Königreich, 2018.
- [31] VDE FNN. *VDE-AR-N 4120, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*. Berlin, 2018.
- [32] J. Gleadow, G. Love, H. Saad u. a. „TF-77 - AC fault response options for VSC HVDC converters“. In: *CIGRE SCIENCE & Engineering Volume No15* (2019), S. 105–110.
- [33] J. Machowski, J. W. Bialek und J. R. Bumby. *Power system dynamics: Stability and control*. 2. ed., reprinted with corr. Chichester: Wiley, Vereinigtes Königreich, 2012.
- [34] VDE | FNN. *Ohne Regeln geht es nicht: Rahmenbedingungen für den Anschluss von Kundenanlagen ans Stromnetz*. Frankfurt am Main, 2021.
- [35] bdeu. *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. Berlin, 2008.
- [36] Bundesregierung. *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV): EUROPEAN COMMISSION*. 2009.
- [37] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW. *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, 2007.
- [38] Amtsblatt der Europäischen Union. *Network Code Requirements for Generators (RfG): zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger*. Brüssel, Belgien, 2016.
- [39] A. Binder. *Elektrische Maschinen und Antriebe: Grundlagen, Betriebsverhalten*. Berlin: Springer-Verlag, 2017.
- [40] F. Glinka, T. Wippenbeck, M. Jäkel u. a. *Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft: Abschlussbericht zum Verbundvorhaben PROFUDIS*. Aachen, 2017.
- [41] M. Jäkel, H. Vennegheerts, A. Moser u. a. „Practise-oriented consideration of the dynamic fast fault current of power park modules in grid protection analysis“. In: *CIGRE - Open Access Proceedings Journal 1* (2017), S. 1379–1383.
- [42] PES-TR77. *Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies*. Hrsg. von IEEE. New York, USA, 2020.
- [43] Joint Working Group C4/C6.35/CIGRE. *Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies*. Paris, Frankreich, 2018.
- [44] S. Meinecke, N. Bornhorst, L.-P. Lauven u. a. *SimBench - Elektrische Benchmarknetzmodelle: Dokumentationsversion DE-1.0.1*. Kassel, 2020.

-
- [45] K. Malekian, F. Safargholia, K. Küch u. a. „Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies“. In: *International ETG Congress 2017*. Hrsg. von VDE VERLAG GMBH. Bonn: VDE VERLAG GMBH, 2017.
- [46] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik. *IEC TR 60909-1:2002, Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Faktoren für die Berechnung von Kurzschlussströmen nach IEC 60909-0: DIN EN 60909-0 VDE 0102 Beiblatt 3:2003-07*. Frankfurt am Main, 2003.
- [47] B. Valov. „Auslegungskonzept des Netzanschlusses von PV-Kraftwerken zwecks Spannungsstabilisierung und voller Nutzung der Netzkapazität“. In: *24. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2009*. Hrsg. von G. Ebert. Regensburg, 2009.
- [48] CIGRE Task Force C6.04.02. *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. Paris, Frankreich, 2014.
- [49] G. Brauner. *Energiesysteme: regenerativ und dezentral: Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [50] M. Thiel. *Technische Grundlagen: Infotag der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2024* Markus Thiel. Stuttgart, 2015.
- [51] G. Balzer und C. Neumann. *Schalt- und Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen*. Berlin und Heidelberg: Springer-Verlag, 2016.
- [52] VDE FNN. *VDE-AR-N 4121, Planungsgrundsätze für 110-kV-Netze*. Berlin, 2018.
- [53] P. Larscheid, A. Klettke, T. v. Leeuwen, S. Meinecke, A. Moser. „Einfluss der Modellierungsgenauigkeit des Höchstspannungsnetzes auf die Simulation von Hochspannungsnetzen“. In: *15. Symposium Energieinnovation*. Hrsg. von IEE der Technischen Universität Graz. Graz und Österreich, 2018.
- [54] DIN. *DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin, 2011.
- [55] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH u. a. *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes*. Bayreuth u. a., 2020.
- [56] P. Steffens. „Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze“. Diss. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal, 2018.
- [57] R. M. D. Vecchio, B. Poulin, P. T. Feghali u. a. *Transformer Design Principles: With Applications to Core-Form Power Transformers*. Boca Raton, USA: CRC Press, 2010.
- [58] H. Clausert, G. Wiesemann, V. Hinrichsen u. a. *Grundgebiete der Elektrotechnik 1*. 10. Auflage. München: Oldenbourg Verlag, 2008.
- [59] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 4. Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2015.

-
- [60] DigSILENT GmbH. *Technical Reference: Static Generator*. Hrsg. von DigSILENT GmbH. Gomaringen, 2021.
- [61] D. Oeding, J. Scheifele und G. Waider. „Maximum short-circuit currents at pessimal load flow in relation to calculations acc. to IEC, TC 73“. In: *PSCC* (1984), S. 679–685.
- [62] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer u. a. „Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.6 (2018), S. 6510–6521.
- [63] J. Adamy. *Fuzzy Logik, Neuronale Netze und Evolutionäre Algorithmen*. Aachen: Shaker Verlag, 2011.
- [64] K. V. Price, R. M. Storn und J. A. Lampinen. *Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization*. Berlin und Heidelberg: Springer-Verlag, 2005.
- [65] M. D. McKay, R. J. Beckman und W. J. Conover. „A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code“. In: *Technometrics*. Hrsg. von Ltd. Taylor & Francis. Bd. 21. Texas, USA, 1979, S. 239–245.
- [66] Z. Zhao, J. Yang, Z. Hu u. a. „A differential evolution algorithm with self-adaptive strategy and control parameters based on symmetric Latin hypercube design for unconstrained optimization problems“. In: *European Journal of Operational Research* 250 (2016), S. 30–45.
- [67] The SciPy community. *Differential Evolution - SciPy v1.6.3*. 2021.
- [68] P. Virtanen, R. Gommers, T. E. Oliphant. u. a. „SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python“. In: *Nature methods* 17.3 (2020), S. 261–272.
- [69] M. Coumont und J. Hanson. „Analysis of Voltage Support during Fault Ride Through of Converter-Interfaced Distributed Generation Considering the Grid Impedance“. In: *NEIS*. Hrsg. von VDE VERLAG GMBH. Hamburg, 2018.
- [70] IEC. *IEC 60909-1:2002, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0*. Berlin, 2002.
- [71] G. Balzer, D. Nelles und C. Tuttas. *Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102: Grundlagen, Anwendung der Normen, Auswirkungen der Kurzschlussströme*. 2. Auflage. Berlin und Offenbach: VDE Verlag, 2009.
- [72] IEC. *IEC 60909-0:2001, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*. Berlin, 2002.
- [73] DigSILENT. *PowerFactory 2020: Integrierte Netzberechnungssoftware*. Gomaringen, 2020.
- [74] VDE FNN. *VDE-AR-N 4141-1, Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern: Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze*. Berlin, 2017.
- [75] K. Price R. Storn. „Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for global Optimization over Continuous Spaces“. In: *Journal of Global Optimization*. Bd. 11. Niederlande: Kluwer Academic Publishers, 1997, S. 341–359.
-

-
- [76] J. W. Tukey. *Exploratory Data Analysis*. Boston, USA: Addison-Wesley Publishing Company, 1977.

Eigene Veröffentlichungen

B. Niersbach, D.S. Batorowicz und J. Hanson. „Impact of Wind Farms with Full-Size Converters on Short-Circuit Currents During Line-to-Line Short Circuits“. In: *Wind Integration Workshop*. Berlin, 2017.

D.S. Batorowicz, B. Niersbach und J. Hanson. „Advanced Modelling of Equivalent Networks Considering Full-Size Converters in Short-Circuit Current Calculations According to IEC 60909-0:2016“. In: *NEIS*. Hamburg, 2017.

H. Zimmer, B. Niersbach und J. Hanson. „Optimization of Power Plant AVR Parameters to Improve Transient Voltage Stability“. In: *CPE-POWERENG*. Cadiz, Spanien, 2017.

T. Plößer, B. Niersbach, J. Hanson u. a. „PHI-Factory: Provision of Network Services by a Flexible Factory“. In: *ETG Kongress*. Bonn, 2017.

B. Braun, L. Döring, B. Niersbach u. a. „Impedance Measurement of Distance Protection in MV-Grids Under Influence of Active Underlying LV-Grids“. In: *DPSP*. Belfast, Vereinigtes Königreich, 2018.

B. Niersbach, T. Plößer und J. Hanson. „Influence of Inverter-Interfaced Generators in LV Grids on Short-Circuit Currents in LV- and MV-Distribution Grids“. In: *REMOO*. Venedig, Italien, 2018.

T. Plößer, C. Schweinsberg, B. Niersbach u. a. „Power Quality Assessment of an Urban Medium Voltage Grid“. In: *REMOO*. Venedig, Italien, 2018.

B. Braun, L. Döring, B. Niersbach u. a. „Impedance-Based Fault Locating in Distribution Networks with High Share of Distributed Generation“. In: *PacWorld*. Glasgow, Vereinigtes Königreich, 2019.

B. Niersbach, I. Ghourabi, B. Braun u. a. „Advanced Modelling of Inverter-Based Generators for Short-Circuit Current Calculations Based on IEC 60909-0:2016“. In: *CIREC*. Madrid, Spanien, 2019.

B. Niersbach, I. Ghourabi und J. Hanson. „Suitability of Simple Methods Based on the Standard IEC 60909-0 for the Calculation of Three-Phase Short-Circuit Currents in Distribution Grids“. In: *NEIS*. Hamburg, 2020.

M. Böhringer, S. Choudhury, B. Niersbach u. a. „Multi Period Optimal Power Flow in Low Voltage Grids for a High Degree of Self Sufficiency“. In: *CIREC*. Genf, Schweiz, 2021.

Betreute Abschlussarbeiten

A. Schütz. „Dynamische Untersuchung eines möglichen Inselnetzbetriebs des Campus Lichtwiese unter Berücksichtigung der ETA-Fabrik“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2017.

L. Lapotnikoff. „Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Netze am Beispiel des Campus Lichtwiese“. Studienarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2017.

M. Blel. „Auslegung der Regelung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen anhand aktueller Netzanschlussbedingungen“. Bachelorarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2017.

S. Zeghal. „Probabilistische Netzplanung zur Ermittlung zukünftiger Investitionsbandbreiten in Verteilnetzen mit steigender Durchdringung von Prosumern“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2017.

C. Weis. „Kurzschlussstromberechnung und Überprüfung des Netzschutzes im Verteilnetz Lichtwiese“. Bachelorarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2018.

E. Bayram. „Kurzschlussverhalten von Windenergieanlagen mit Vollumrichter bei eingeschränkter dynamischer Netzstützung“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2018.

M. Ali. „Comparison of Different Modelling Methods of Type-4 Wind-Generators in Short-Circuit Studies According to IEC 60909-0: 2016“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2018.

S. Bittmann. „Einfluss verschiedener Regelmodi von Typ-4-WEA auf Kurzschlussstrombeiträge und Spannungsstützung“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2018.

S. Shanmuganathan. „Kurzschlussstromberechnung in industriell geprägten Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2018.

P. Beikirch. „Untersuchung der dynamischen Spannungsstützung umrichtergekoppelter Generatoren im Verteilnetz anhand des Überlagerungsverfahrens“. Bachelorarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2019.

C. Conraths. „Bestimmung pessimaler Lastflüsse in Verteilnetzen mit Einspeisung umrichtergekoppelter Generatoren“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2020.

J. Ritter. „Randnetznachbildung von überlagerten Mittelspannungsnetzen für die Modellierung vermaschter Niederspannungsnetze“. Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt: Darmstadt, 2021.