
Verfahren zur Berechnung unbeeinflusster Kurzschlussströme in vermaschten HGÜ-Netzen

Zur Erlangung des akademischen Grades Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)
Genehmigte Dissertation von Andreas Saçrak aus Ilmenau, Deutschland
Tag der Einreichung: 20.09.2022, Tag der Prüfung: 20.03.2023

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson
 2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer
Darmstadt, Technische Universität Darmstadt
-



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Fachbereich
Elektrotechnik und
Informationstechnik
Fachgebiet Elektrische
Energieversorgung unter
Einsatz Erneuerbarer
Energien (E5)

Verfahren zur Berechnung unbeeinflusster Kurzschlussströme in vermaschten
HGÜ-Netzen

Genehmigte Dissertation von Andreas Saçiak

Tag der Einreichung: 20.09.2022

Tag der Prüfung: 20.03.2023

Darmstadt, Technische Universität Darmstadt

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-236339

URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/23633>

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/>

Für meinen Vater - in Erinnerung

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet für Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5) an der TU Darmstadt. Für diese Möglichkeit und die gute Betreuung danke ich Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson.

Weiterhin möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer bedanken, von dem der Anstoß zum Thema dieser Arbeit kam und der immer für Austausch und hilfreiche Diskussionen zum Thema zur Verfügung stand.

Ein besonderer Dank geht an meine ehemaligen Kolleg*innen am Fachgebiet E5. Neben dem wissenschaftlichen Austausch waren es vor allem die gute Stimmung im Team und der Zusammenhalt, die die fünf Jahre am Fachgebiet E5 unvergesslich gemacht haben.

Inhaltlich war der Austausch beim „HGÜ- und Übertragungsnetz-Kolloquium“ am KIT in Karlsruhe für mich immer sehr aufschlussreich und hat zu einigen neuen Ideen beigetragen. Allen Teilnehmer*innen möchte ich für den produktiven Austausch danken.

Mein Vater hat meinen Bildungsweg immer sehr interessiert und aktiv begleitet. Der rege Austausch, nicht nur zur Arbeit im Wissenschaftsbetrieb, war für mich immer sehr wertvoll. Die Verteidigung und finale Veröffentlichung dieser Arbeit hat er leider nicht mehr miterlebt. Es ist mir ein großes Bedürfnis ihm diese Arbeit zu widmen.

Nicht zuletzt geht ein besonderer Dank an Gözde. Danke für die schöne gemeinsame Zeit als Ausgleich neben der Uni und das Wieder-Aufbauen während der Durststrecken.

Frankfurt am Main, im April 2023

Andreas Saçlak

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, 20.09.2022

A. Saçiak

Kurzfassung

Mit der gewünschten Umstellung auf einen möglichst großen Anteil erneuerbarer Energien im elektrischen Energieversorgungsnetz geht ein erhöhter Übertragungsbedarf einher. Für diese neuen Übertragungsaufgaben ist ein Ausbau des bestehenden elektrischen Energieversorgungsnetzes nötig. Dafür bietet sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) an, welche die verlustarme Übertragung elektrischer Energie über weite Strecken ermöglicht. Es ist dabei zu erwarten, dass bestehende HGÜ-Strecken in Zukunft zu vermaschten HGÜ-Netzen verbunden werden.

Für einen sicheren Betrieb müssen alle Betriebsmittel in diesen HGÜ-Netzen für die im Kurzschlussfall auftretenden Belastungen ausgelegt werden. Dafür ist die Kenntnis der zu erwartenden maximalen Kurzschlussströme entscheidend.

In dieser Arbeit werden Verfahren zur Berechnung der in HGÜ-Netzen zu erwartenden maximalen Kurzschlussströme entwickelt. Zur Abschätzung der maximal auftretenden Kurzschlussströme werden dabei unbeeinflusste Kurzschlussströme ohne Schalteraktion berechnet. Diese werden anhand zweier charakteristischer Werte beschrieben: dem Stoßkurzschlussstrom und dem Dauerkurzschlussstrom.

Die wichtigsten Kurzschlussstromquellen sind die Stromrichter mit den speisenden Drehstromnetzen sowie die Leitungskapazitäten. Deren Kurzschlussstrombeitrag sowie Einflussfaktoren darauf werden als Grundlage für die Berechnungsverfahren untersucht. Aus diesen Erkenntnissen werden in dieser Arbeit drei getrennte Berechnungsverfahren zur Ermittlung des Dauerkurzschlussstromes sowie jeweils der Beiträge von Stromrichtern und Kabeln zum Stoßkurzschlussstrom entwickelt. Diese Verfahren benötigen wenige Eingangsdaten und sind auch für große HGÜ-Netze anwendbar. Die Stromrichter werden dabei durch Thévenin-Äquivalente nachgebildet. Mit diesen wird ein Ersatznetz aufgestellt, mit dem die Beiträge aller Stromrichter gemeinsam berechnet werden. Im Fall der Kabelentladung werden nur die umliegenden Kabel betrachtet und der Beitrag jedes Kabels getrennt berechnet.

Die entwickelten Berechnungsverfahren werden abschließend mit Simulationsergebnissen verifiziert. Dabei zeigt sich, dass die Berechnungsverfahren auch mit den gewählten vereinfachten Nachbildungen und reduzierten Eingangsdaten eine gute und sichere Abschätzung der maximal auftretenden Kurzschlussströme liefern.

Die in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahren sind ein wichtiges Werkzeug zur Planung zukünftiger vermaschter HGÜ-Netze und bilden damit einen Baustein zum Ausbau des elektrischen Energieversorgungssystems.

Abstract

The transition to a large share of renewable energies in the electrical power system requires increased transmission capacities. For these new tasks, an expansion of the existing transmission grid is necessary. High-voltage direct current (HVDC) transmission, which enables the low-loss transmission of electrical energy over long distances, is a promising technology for this task. Existing HVDC point-to-point links will be interconnected to form multi-terminal HVDC grids in the future.

In order to ensure safe operation, all equipment in these HVDC grids must be designed to accommodate for stresses occurring in the event of short circuits. To this end, knowledge of the maximum prospective short-circuit currents is key.

This dissertation presents methods for calculating the maximum prospective short-circuit currents in HVDC grids. To estimate the maximum occurring short-circuit currents, persistent short-circuit currents without switching action are calculated. These currents are described using two characteristic values: the peak short-circuit current and the steady-state short-circuit current.

The relevant short-circuit current sources are the converters with the feeding three-phase networks as well as the line capacitances. Their contribution to the short-circuit current and the factors that influence them are analyzed. They form the basis of the three calculation methods that are subsequently developed in this dissertation. These methods determine the steady-state short-circuit current and the contributions of converters and cables to the peak short-circuit current, respectively. They require limited input data and are applicable to large HVDC grids. The converters are modeled by Thévenin equivalents. These are used to derive an equivalent network which is used to calculate the contributions of all converters collectively. In the case of cable discharge, only the surrounding cables are considered and the contribution of each cable is calculated separately.

Finally, the correctness of the developed calculation methods is verified on the basis of simulation results. It is demonstrated that the calculation methods provide a good and reliable estimation of the maximum occurring short-circuit currents even with the chosen simplifications and reduced input data.

The calculation methods developed in this work are an important tool for the planning of future meshed HVDC grids and thus are a contribution to the electrical power system of the future.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	XIII
Tabellenverzeichnis	XVII
Abkürzungsverzeichnis	XIX
Symbolverzeichnis	XXI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Stand der Forschung	2
1.3 Ziel der Arbeit	3
1.4 Aufbau der Arbeit	5
2 Theorie	7
2.1 Grundlagen der HGÜ-Technik	7
2.1.1 Modularer Mehrpunktstromrichter	7
2.1.2 Submodul-Typen	8
2.1.3 Systemkonfigurationen	10
2.1.4 HGÜ-Netze	12
2.1.5 Schutz	13
2.2 Gleichstromseitige Kurzschlüsse in HGÜ-Anlagen	15
2.2.1 Unterschied zum Kurzschlussstrom in Drehstromnetzen	15
2.2.2 Kurzschlussarten im HGÜ-Netz	16
2.2.3 Quellen für den Kurzschlussstrom	16
2.2.4 Beiträge von Stromrichtern	17
2.2.5 Beiträge von Leitungen	19
2.2.6 Zusammensetzung des Kurzschlussstromes in einem HGÜ-Netz	20
2.2.7 Definition auslegungsrelevanter Kurzschlussstromgrößen	21
2.3 Simulationsmodelle	22
2.3.1 Modell des Stromrichters	22
2.3.2 Leitungsmodelle	26

3	Analyse der Kurzschlussstrombeiträge	29
3.1	Beitrag der Stromrichter	29
3.1.1	Blockiervorgang im Detail	31
3.1.2	Kurzschlussstrombeitrag des blockierten Stromrichters im Detail	32
3.1.3	Einfluss der Parameter des Gleichstromnetzes	35
3.1.4	Einfluss der Parameter des Stromrichters	38
3.1.5	Einfluss der Parameter des Drehstromnetzes	44
3.1.6	Zusammenfassung der Einflussfaktoren	48
3.2	Beitrag der Leitungen	49
3.2.1	Entladung von aufgeladenen Leitungen	49
3.2.2	Vergleich von Kabel und Freileitungen	50
3.2.3	Einfluss der Leitungsdrosseln	51
3.2.4	Einfluss der Leitungslänge	53
3.2.5	Beitrag entfernter Leitungen	54
3.2.6	Gemeinsamer Beitrag von Kabeln und Freileitungen	56
3.3	Wechselwirkungen der Beiträge	58
3.3.1	Beeinflussung des Stromrichterbeitrages durch den Leitungsbeitrag	59
3.3.2	Beeinflussung des Leitungsbeitrages durch den Stromrichterbeitrag	62
3.4	Überlagerung der Beiträge	64
3.4.1	Überlagerung aus getrennt ermittelten Beiträgen	64
3.4.2	Überlagerung abhängig vom Kurzschlussort	66
3.5	Zusammenfassung der Analyseergebnisse	69
4	Berechnungsverfahren	71
4.1	Benötigte Netzdaten	71
4.1.1	Berechnung der Daten des speisenden Drehstromnetzes	72
4.2	Berechnung des Dauerkurzschlussstromes	74
4.2.1	Vorüberlegungen	74
4.2.2	Nachbildung des vereinfachten Stromrichterhaltens	76
4.2.3	Iterative Bestimmung des Dauerkurzschlussstromes	78
4.2.4	Erweiterung auf MMC	80
4.2.5	Erweiterung auf HGÜ-Netze mit bipolarer Konfiguration	83
4.3	Berechnung der Stromrichterbeiträge zum Stoßkurzschlussstrom	84
4.3.1	Berechnungsansatz	85
4.3.2	Nachbildung des Stromrichterhaltens	86
4.3.3	Ermittlung der empirischen Funktion	88
4.3.4	Berechnung der Thévenin-Äquivalente	91
4.3.5	Berechnung der Stromrichterbeiträge	93

4.4	Berechnung der Kabelbeiträge zum Stoßkurzschlussstrom	94
4.4.1	Nachbildung der Kabelentladung	94
4.4.2	Beitrag von Kabeln über Freileitungen	98
4.5	Berechnung des gesamten Stoßkurzschlussstromes	102
4.6	Zusammenfassung der Berechnungsverfahren	105
5	Verifikation der Berechnungsverfahren	109
5.1	Verwendetes HGÜ-Netz	109
5.2	Verifikation des Verfahrens zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes	112
5.3	Verifikation des Verfahrens zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes	113
6	Zusammenfassung und Ausblick	117
6.1	Zusammenfassung	117
6.2	Ausblick	118
A	Anhang	121
A.1	Modifizierte Knotenanalyse	121
A.2	Stückweise lineare <i>UI</i> -Kennlinien zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes	123
A.2.1	Stückweise lineare <i>UI</i> -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung	123
A.2.2	Stückweise lineare <i>UI</i> -Kennlinie eines blockierten MMC	126
A.3	Auslegung der Stromrichter-Modelle	129
	Literaturverzeichnis	131

Abbildungsverzeichnis

2.1	Aufbau eines MMC	8
2.2	Submodultypen	9
2.3	Verhalten eines Halbbrücken-Submoduls während eines gleichstromseitigen Kurzschlusses	10
2.4	HGÜ-Systemkonfigurationen	11
2.5	Mögliche Topologien von HGÜ-Verbindungen	12
2.6	Aufbau der gleichstromseitigen Sammelschiene mit allen für die Kurzschlussstromberechnung wichtigen Betriebsmitteln	14
2.7	Vergleich der Kurzschlussströme in HGÜ- und Drehstromnetzen	15
2.8	In der Arbeit betrachtete Kurzschlussarten in HGÜ-Netzen	16
2.9	Kurzschlussstrombeitrag eines MMC mit Halbbrücken-Submodulen	18
2.10	Kurzschlussstrombeitrag eines aufgeladenen Kabels bei Kurzschluss direkt hinter den Leitungsdrosseln	19
2.11	Beispielnetz	20
2.12	Zusammensetzung des Kurzschlussstromes im Beispielnetz	20
2.13	Charakteristische Größen des Kurzschlussstromes in HGÜ-Netzen	21
2.14	Vereinfachung des Halbbrücken-Submoduls	24
2.15	Ersatzschaltung eines MMC bei der Nachbildung als Typ 4 Modell	25
2.16	Elektrisch lange homogene Leitung	26
2.17	Ersatzschaltung des Leitungsmodells im Zeitbereich	28
3.1	Charakteristische Größen zur Beschreibung des Kurzschlussstrombeitrages eines Stromrichters	29
3.2	Definition von Strömen und Spannungen für die Analyse des Stromrichterhaltens	30
3.3	Entwicklung der Ventilströme und des Gleichstromes während der Blockierung eines Stromrichters	31
3.4	Zusammensetzung des Kurzschlussstrombeitrages eines Stromrichters aus den einzelnen Ventilströmen	33
3.5	Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters mit und ohne Modellierung der Blockierung	34
3.6	Variation der elektrischen Entfernung des Kurzschlusses im Gleichstromnetz	35

3.7	Einfluss der Induktivität L_{DC} des Gleichstromkreises auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	35
3.8	Einfluss des Widerstandes R_{DC} des Gleichstromkreises auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	36
3.9	Einfluss des Zeitpunktes des Kurzschlusseintritts auf den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters	38
3.10	Einfluss der Ventildrossel L_{RV} auf den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters	39
3.11	Einfluss des maximalen IGBT-Stromes $I_{maxIGBT}$ auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	40
3.12	Einfluss des Einschaltwiderstandes R_{SM} eines Submodules auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	41
3.13	Einfluss des vor Kurzschlusseintritt eingespeisten Laststromes I_{Last} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	41
3.14	Vergleich der Ventilströme für den Blockiervorgang bei verschiedenen Lastströmen vor Kurzschlusseintritt	42
3.15	Einfluss der im Stromrichter gespeicherten Energie E_{SR} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	43
3.16	Einfluss der Spannung U_{AC} des speisenden Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	44
3.17	Einfluss der Reaktanz X_{AC} des speisenden Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	45
3.18	Einfluss des Widerstandes R_{AC} des speisenden Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	46
3.19	Doppelte Einspeisung aus dem Drehstromnetz bei einem Pol-Pol-Kurzschluss in bipolaren HGÜ-Netzen	46
3.20	Einfluss der Frequenz f_{AC} des Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	47
3.21	Kurzschluss einer aufgeladenen Leitung	49
3.22	Vergleich des Kurzschlussstrombeitrages eines Kabels und einer Freileitung gleicher Länge bei einem Pol-Pol-Kurzschluss direkt am Leitungsende	51
3.23	Einfluss der Leitungsdrossel L_{RL} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels	52
3.24	Einfluss der Leitungsdrossel L_{RL} auf den Kurzschlussstrombeitrag einer Freileitung	53
3.25	Einfluss der Kabellänge l auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels	53
3.26	Einfluss der Leitungslänge l auf den Kurzschlussstrombeitrag einer Freileitung	54
3.27	Anordnung zur Untersuchung des Kurzschlussstrombeitrages einer entfernten Leitung	55

3.28	Einfluss der Länge l_2 des entfernten Kabels auf den Kurzschlussstrombeitrag der Anordnung aus zwei Kabeln	55
3.29	Einfluss der Länge l_2 der entfernten Freileitung auf den Kurzschlussstrombeitrag der Anordnung aus zwei Freileitungen	56
3.30	Einfluss der Anordnung von Kabel und Freileitung auf den gemeinsamen Entladestrom	57
3.31	Anordnung zur Untersuchung der wechselseitigen Beeinflussung der Kurzschlussstrombeiträge von Stromrichter und Leitung	58
3.32	Rückwirkung eines 100 km langen Kabels auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	59
3.33	Rückwirkung eines 800 km langen Kabels auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	60
3.34	Rückwirkung einer Freileitung auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	61
3.35	Beeinflussung des Kabelbeitrages durch den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters	63
3.36	Beeinflussung des Freileitungsbeitrages durch den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters	64
3.37	Vergleich des Kurzschlussstromes mit der Addition der ohne Beeinflussung ermittelten Einzelbeiträge	65
3.38	Radiales HGÜ-Netz zur Untersuchung des Kurzschlussstromes für drei verschiedene Kurzschlussorte F1, F2, F3	66
3.39	Zusammensetzung des Kurzschlussstromes für verschiedene Kurzschlussorte in der HGÜ-Station	67
3.40	Zusammensetzung des Kurzschlussstromes für verschiedene Kurzschlussorte auf Kabel 23	68
4.1	Bestimmung der Größen X_{AC} und U_{AC}	72
4.2	Schaltung eines blockierten MMC	75
4.3	UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung	76
4.4	Stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung	77
4.5	Nachbildung des zu berechnenden HGÜ-Netzes durch ein Gleichstromnetzwerk	78
4.6	Iterativer Algorithmus zur Bestimmung des Dauer Kurzschlussstromes	80
4.7	Stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC	81
4.8	UI -Kennlinien eines MMC in bipolarer Konfiguration für Pol-Pol- und Pol-Neutral-Kurzschlüsse	84
4.9	Ersatzschaltung zur Berechnung des Stromrichterbeitrags zum Stoßkurzschlussstrom	85
4.10	Untersuchte Werte von R_{DC} und L_{DC} für das Klemmenverhalten des Stromrichters	86

4.11	Vergleich des simulierten und mit Thévenin-Äquivalent nachgebildeten Klemmenverhaltens eines Stromrichters für zwei Fälle	87
4.12	Vorgehen zur Ermittlung der empirischen Funktion zur Beschreibung des Stromrichterbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom	89
4.13	Berechnung des Stromrichterbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom für eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung	93
4.14	Ersatzschaltung zur Nachbildung der Kabelentladung bei einem Kurzschluss hinter den Leitungsdrosseln	95
4.15	Vergleich der unbeeinflussten Kabelentladung mit der berechneten Einhüllenden	97
4.16	Ersatzschaltung zur Nachbildung der Kabelentladung über eine Freileitung	99
4.17	Vergleich der unbeeinflussten Entladung einer Anordnung aus Kabel und Freileitung und der berechneten Einhüllenden	100
4.18	Sonderfälle bei der Berücksichtigung des Beitrages entfernter Kabel	101
4.19	Vergleich des Entladestromes mit der berechneten Einhüllenden für Anordnungen mit mehreren Kabeln und Freileitung	102
4.20	Anordnung zur Verdeutlichung der Wechselwirkung zwischen den Beiträgen von Stromrichter und Kabel	103
4.21	Vergleich des Kurzschlussstromes mit der Addition der unbeeinflussten Einzelbeiträge mit und ohne Korrekturfaktor	103
4.22	Beispiel eines Kurzschlussstromverlaufes für den der maximale Kurzschlussstrom während des Dauerkurzschlusses auftritt	104
4.23	Vorgehen zur Berechnung aller charakteristischen Kurzschlussstromgrößen	106
5.1	Aufbau des zur Verifikation verwendeten vermaschten HGÜ-Netzes mit vier HGÜ-Stationen	109
5.2	Verteilung der Abweichung zwischen simulierten und berechneten Werten des Dauerkurzschlussstromes	113
5.3	Verteilung der Abweichung zwischen simulierten und berechneten Werten des Stoßkurzschlussstromes	114
A.1	Ungesteuerte Sechspulsbrückenschaltung	123
A.2	<i>UI</i> -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung	124
A.3	Stückweise lineare <i>UI</i> -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung .	125
A.4	Ersatzschaltung eines blockierten MMC	126
A.5	<i>UI</i> -Kennlinie eines blockierten MMC	127
A.6	Stückweise lineare <i>UI</i> -Kennlinie eines blockierten MMC	128

Tabellenverzeichnis

2.1	Technologien für Gleichstrom-Leistungsschalter in HGÜ-Netzen und ihre typischen Schalteröffnungszeiten [21]	13
2.2	Modelltypen zur Simulation von VSC-Stromrichtern [82]	23
3.1	Qualitative Bewertung der Einflussfaktoren auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters	48
4.1	Für die Berechnungsverfahren benötigte Netzdaten	72
4.2	Berechnung der Thévenin-Äquivalente für die stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung	78
4.3	Berechnung der Thévenin-Äquivalente für die stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC	82
4.4	Wertebereich für die Simulationen des Stromrichterhaltens	90
5.1	Untersuchter Wertebereich für die Verifikationsnetze	110
5.2	Untersuchte Lastflusszustände vor Kurzschlusseintritt anhand der Arbeitspunkte der zwei wirkleistungsregelnden HGÜ-Stationen . . .	111
5.3	Größenbereich der simulierten Kurzschlussströme im Beispielnetz in Abhängigkeit der Spannungsebene	112
A.1	Zur Auslegung der Stromrichter zugrunde gelegte Daten	130

Abkürzungsverzeichnis

AAC	<i>Alternate arm converter</i>
AC	Wechselstrom (<i>alternating current</i>)
D	Diode
DC	Gleichstrom (<i>direct current</i>)
DE	<i>Differential evolution</i>
EMT	Elektromagnetisch transient
FB	Vollbrücke (<i>full bridge</i>)
FCL	Kurzschlussstrombegrenzer (<i>fault-current limiter</i>)
HB	Halbbrücke
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Steuerelektrode (<i>insulated-gate bipolar transistor</i>)
L1	Leiter im Drehstromnetz
LCC	Netzgeführter Stromrichter (<i>line-commutated converter</i>)
MMC	Modularer Mehrpunktstromrichter (<i>modular multilevel converter</i>)
MNA	Modifizierte Knotenanalyse (<i>modified nodal analysis</i>)
PSO	<i>Particle swarm optimization</i>
RMS	Effektivwert (<i>root mean square</i>)
SCR	Kurzschlussverhältnis (<i>short-circuit ratio</i>)
S	(Halbleiter-)Schalter
SM	Submodul
SR	Stromrichter
T	Thyristor
VSC	Spannungszwischenkreis-Stromrichter (<i>voltage source converter</i>)

Symbolverzeichnis

Notation

A	Skalar
A'	Längenbezogene Größe
\underline{A}	Komplexe Zahl
$ \underline{A} $	Betrag der komplexen Zahl
A	Matrix
A^{-1}	Invertierte Matrix
A^T	Transponierte Matrix
\mathbf{a}	Vektor
A_{kj}	Eintrag der Matrix in k -ter Zeile und j -ter Spalte

Indizes

A	(Leitungs-)Anfang
AC	Drehstrom-Netz
Bipolar	Bipolare Konfiguration
Block	Blockierung
C	Kondensator
DC	Gleichstrom
d	Größen an den gleichstromseitigen Klemmen des Stromrichters
E	(Leitungs-)Ende
env	Einhüllende (<i>envelope</i>)
eq	Ersatz (<i>equivalent</i>)
F	Fehler

FL	Freileitung
hist	Vergangenheit
i	Innen-
K	Kabel
k	Kurzschluss, Kommutierung
L	Leitung
max	Maximal
mean	Mittelwert
N	Vorgelagertes Drehstromnetz
n	Nenngröße
on	Eingeschaltet
pp	Pol-Pol-Kurzschluss
p	Stoßkurzschluss
R	Drossel (<i>Reactor</i>), Widerstand
r	Bemessungsgröße
red	Reduktion
SM	Submodul
SR	Stromrichter
T	Transformator
U	Spannungsquelle
v	Vorwärts laufende Welle
V	Ventil
W	Welle

Variablen und Parameter

A	Matrix zur Beschreibung des Netzwerkes in der modifizierten Knotenanalyse
B	Matrix der Verknüpfungen der Spannungsquellen
C	Kapazität
C	Matrix der Verknüpfungen der Spannungsquellen
c	Spannungsfaktor

D	Matrix zur Beschreibung gesteuerter Quellen
E	Energie
e	Vektor der Spannungen der ungesteuerten Spannungsquellen
f	Frequenz
G	Konduktanz
G_{red}	Um den Bezugsknoten reduzierte Knotenkonduktanzmatrix
\underline{H}	Größe zur Beschreibung der frequenzabhängigen Übertragungsverhalten einer Leitung
I	Effektivwert des Stromes
I_{maxIGBT}	Maximal zulässiger Strom der IGBTs
I_k	Dauerkurzschlussstrom
I'_k	Anfangskurzschlusswechselstrom
i	Momentanwert des Stromes
\mathbf{i}	Vektor der Stromeinspeisungen
j	Zählvariable
\mathbf{j}	Vektor der Stromflüsse durch die ungesteuerten Spannungsquellen
k	Faktor
L	Induktivität
L_{RL}	Leitungsdrossel
L_{RSR}	Filterdrossel
L_{RV}	Ventildrossel
l	Länge
m	Anzahl der ungesteuerten Spannungsquellen
m_{max}	Maximaler Modulationsindex
n	Anzahl
R	Widerstand
S	Scheinleistung
SCR	Kurzschlussverhältnis (<i>short-circuit ratio</i>)
t	Zeit
Δt	Zeitschritt
u	Momentanwert der Spannung
u_k	Kurzschlussspannung
U	Effektivwert der Spannung

v	Vektor der Knotenspannungen
X	Reaktanz
x	Örtliche Position
x	Vektor der zu berechnenden Größen des Netzwerkes
\underline{Y}	Komplexe Admittanz
Z	Impedanz
\underline{Z}	Komplexe Impedanz
z	Vektor der bekannten Größen des Netzwerkes
α	Faktor
β	Faktor
γ	Faktor
$\underline{\gamma}$	Ausbreitungskonstante
δ	Dämpfung
ϵ	Faktor
ζ	Faktor
τ_L	Laufzeit
ω	Elektrische Kreisfrequenz

1 Einleitung

1.1 Motivation

Vor dem Hintergrund des voranschreitenden Klimawandels ist eine starke Reduktion der Treibhausgasemissionen unabdingbar. Im Bereich der Energieversorgung steht dabei der Umstieg von fossilen Energieträgern auf die Nutzung erneuerbarer Energien im Fokus. Auch aus sicherheitspolitischer Sicht wird dieser Umstieg und damit die Unabhängigkeit von fossilen Energielieferungen vorangetrieben.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien geht ein erhöhter Übertragungsbedarf im elektrischen Energieversorgungsnetz einher. Erneuerbare Energien können im großen Stil nur an dafür geeigneten Standorten genutzt werden. Diese sind in der Regel von den Verbraucherzentren entfernt oder sogar weit abseits der bestehenden Netzinfrastruktur, wie beispielsweise Offshore-Windparks. Weiterhin unterliegt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wetterbedingten Fluktuationen. Um diese auszugleichen und eine hohe Versorgungssicherheit zu garantieren ist eine stärkere weiträumige Vernetzung und ein Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels erforderlich. Diese Faktoren führen zu einem erhöhten Übertragungsbedarf, für den das bestehende Drehstromnetz ausgebaut und erweitert werden muss.

Für die Übertragung über weite Strecken empfiehlt sich dabei besonders die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die eine verlustarme Übertragung elektrischer Energie ermöglicht. Die Nutzung von modularen Mehrpunktstromrichtern (MMC, *modular multilevel converter*) bietet neben der verlustarmen Übertragung weitere Vorteile wie eine gute Regelbarkeit und die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zur Unterstützung des bestehenden Drehstromnetzes. Bisher werden HGÜ-Anlagen fast ausschließlich für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen eingesetzt. Zukünftig ist aber zu erwarten, dass einzelne HGÜ-Strecken miteinander verbunden und zu einem großräumigen HGÜ-Netz erweitert werden.

Für einen sicheren Betrieb müssen alle Betriebsmittel in diesen HGÜ-Netzen für die im Fehler- bzw. Kurzschlussfall auftretenden Belastungen ausgelegt werden. Für die Auslegung auf diese Belastungen ist die Kenntnis der zu erwartenden maximalen Kurzschlussströme entscheidend. Bisherige Punkt-zu-Punkt-Verbindungen werden in der Regel von einem einzigen Hersteller errichtet (*single vendor*). Dieser besitzt die genauen Netz- und Stromrichtermodelle und kann die maximal zu erwartenden Kurzschlussströme mithilfe von Simulationen ermitteln. Zukünftige HGÜ-Netze

werden aber Anlagen verschiedener Hersteller beinhalten (*multi vendor*). Da die genauen Stromrichtermodelle nur den jeweiligen Herstellern vorliegen und zum Schutz des geistigen Eigentums nicht unter den Herstellern ausgetauscht werden, ist es nicht möglich für die HGÜ-Netze genaue Simulationsmodelle zu erstellen, was die Simulation erschwert. Wegen der Größe der HGÜ-Netze und der damit verbundenen benötigten Rechenzeit eignen sich Simulationen dort weiterhin nicht mehr zur Bestimmung der zu erwartenden maximalen Kurzschlussströme.

Daher werden vereinfachte Berechnungsverfahren benötigt, mit denen die maximal zu erwartenden Kurzschlussströme ohne genaue Simulationsmodelle abgeschätzt werden können. In der vorliegenden Arbeit werden solche vereinfachten Berechnungsverfahren für HGÜ-Netze entwickelt. Diese ermöglichen die Planung und Auslegung zukünftiger HGÜ-Netze und sind damit ein wichtiges Werkzeug zur Errichtung solcher Netze und dem Ausbau des elektrischen Energieversorgungssystems.

1.2 Stand der Forschung

Für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen existieren vereinfachte Berechnungsverfahren, die in der Norm "DIN EN 60909-0 (VDE 0102)" [87] festgelegt sind. Für Kurzschlussströme in HGÜ-Netzen existiert hingegen noch kein solches standardisiertes Berechnungsverfahren. Verschiedene Ansätze zur Berechnung der Kurzschlussströme in Gleichstromnetzen werden im Folgenden vorgestellt.

Für Kurzschlussströme in Gleichstrom-Eigenbedarfsanlagen wird in [70] ein Berechnungsverfahren entwickelt, welches Grundlage für die Norm "DIN EN 61660-1" [88] ist. Dabei werden für alle Kurzschlussstromquellen einhüllende Funktionen angenähert, die dann überlagert werden um den Zeitverlauf des gesamten Kurzschlussstromes abschätzen zu können. Das ursprünglich nur für radiale Netze anwendbare Verfahren wird in [12] auf vermaschte Netze erweitert.

Aufbauend auf dem Berechnungsansatz der Norm [88] wird in [58] ein Berechnungsverfahren für Kurzschlussströme in Mittelspannungsgleichstrom-Netzen entwickelt. In [39] wird stattdessen ein Energieansatz genutzt, um den maximalen Kurzschlussstrombeitrag eines einzelnen MMC in einem Mittelspannungsgleichstrom-Netz abzuschätzen.

Weiterhin kommen Gleichstromnetze auch zur Energieversorgung von elektrischen Bahnen zum Einsatz. Der Kurzschlussbeitrag von Dioden-Gleichrichtern in diesen Netzen wird in [6, 14, 44] untersucht. Die dortigen Erkenntnisse lassen sich teilweise auch auf blockierte Stromrichter in HGÜ-Netzen übertragen.

Die bisher genannten Verfahren sind nur für Nieder- und Mittelspannungsgleichstrom-Netze anwendbar und nur begrenzt auf HGÜ-Netze übertragbar. In [59] wird eine analytische Beschreibung für den transienten Zeitverlauf des Kurzschluss-

strombeitrages einer Leitung und eines Stromrichters in HGÜ-Verbindungen vorgeschlagen. Die teilweise empirischen Annäherungen beziehen sich jedoch nur auf Stromrichter mit Zwei-Level-VSC-Technologie und sind nicht für die Berechnung des gesamten Kurzschlussstromes in einem HGÜ-Netz anwendbar.

In [30, 32] wird ein Verfahren zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes eines blockierten MMC vorgeschlagen. Dort wird jedoch nur ein einzelner Stromrichter betrachtet, die Berechnung des gesamten Dauerkurzschlussstromes in einem HGÜ-Netz wird nicht behandelt.

In [76] wird das bisher umfassendste Verfahren zur Berechnung von Kurzschlussströmen in HGÜ-Netzen vorgeschlagen. Dieses ist sowohl für LCC- als auch VSC-Technologie anwendbar und berechnet charakteristische Kenngrößen der Kurzschlussstrombeiträge. Für die Betrachtung der maximal auftretenden Kurzschlussströme wird das gleichzeitige Auftreten der Beiträge von Stromrichtern und Leitungen jedoch nicht betrachtet. Außerdem wird die Entladung der Submodul-Kapazitäten und deren Einfluss auf den Kurzschlussstrom der Stromrichter nicht behandelt. Wichtige Beiträge zum Kurzschlussstrom fehlen damit in den vorgeschlagenen Verfahren. Weiterhin werden die Beiträge aller Stromrichter isoliert berechnet und anschließend überlagert. Besonders bei größeren Netzen wird dies unübersichtlich, weshalb das Verfahren für große Netze nur begrenzt geeignet ist.

Weiterhin ist zu erwähnen, dass für Gleichstrom-Leistungsschalter der Anfangsverlauf des Kurzschlussstromes von Interesse ist. Dafür existieren verschiedene Ansätze, die meist eine *RLC*-Ersatzschaltung verwenden, wie beispielsweise [1, 7, 22, 31, 33]. Mit diesen Verfahren können jedoch keine maximal auftretenden Kurzschlussströme bestimmt werden, weshalb Sie für das Ziel dieser Arbeit nicht geeignet sind.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass bisher keine einfach anwendbaren Verfahren zur Abschätzung der maximal auftretenden Kurzschlussströme in zukünftigen HGÜ-Netzen existieren, welche alle relevanten Kurzschlussstrombeiträge abdecken und auch für große Netze uneingeschränkt anwendbar ist.

1.3 Ziel der Arbeit

Für die Auslegung von Betriebsmitteln in zukünftigen HGÜ-Netzen besteht großer Bedarf nach vereinfachten Berechnungsverfahren zur Abschätzung maximal auftretender Kurzschlussströme. Um bereits in der Planungsphase der HGÜ-Netze anwendbar zu sein, müssen die Verfahren einen geringen Datenbedarf aufweisen, da beispielsweise genauere Stromrichterdaten in der Planungsphase in der Regel noch nicht vorliegen. Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung solcher Berechnungsverfahren.

Anwendungszweck der Verfahren ist die Berechnung maximal auftretender Kurzschlussströme, um Betriebsmittel im HGÜ-Netz für die auftretenden Beanspruchungen auslegen zu können. Dafür werden unbeeinflusste Kurzschlussströme ohne Eingriff der Gleichstrom-Leistungsschalter betrachtet, wie sie beispielsweise durch Schalterversagen vorkommen können. Diese Fehlerfälle stellen den kritischsten Fall dar, da dann die größten Beanspruchungen auftreten.

Für die Auslegung der Betriebsmittel ist es nicht erforderlich den exakten Zeitverlauf des Kurzschlussstromes zu ermitteln. Zur Beschreibung der Kurzschlussströme werden stattdessen charakteristische Kurzschlusskenngrößen berechnet. Aus diesen charakteristischen Kurzschlusskenngrößen, dem Stoß- und Dauerkurzschlussstrom können nachfolgend die auftretenden mechanischem und thermischen Beanspruchungen abgeleitet werden.

Die Berechnungsverfahren sollen auch für große Netze uneingeschränkt anwendbar sein und dabei möglichst übersichtlich sein. Die Verfahren sollen daher auf Ersatznetzen basieren, mit denen die Beiträge aller Quellen in einem Verfahren bestimmt werden, anstatt den Beitrag jeder einzelnen Kurzschlussstromquelle getrennt zu berechnen und diese in einem nachfolgenden Schritt alle zu überlagern, was bei größeren Netzen unübersichtlich wird.

Die Arbeit kann wie folgt eingegrenzt werden:

- **Kurzschlussarten:** Es werden nur gleichstromseitige Kurzschlüsse im HGÜ-Netz behandelt. Kurzschlüsse innerhalb der Stromrichter oder auf deren Drehstromseite werden nicht betrachtet. Auch Zwischensystemfehler zu einem benachbarten Drehstrom- oder HGÜ-Netz sind nicht Gegenstand der Arbeit.
- **Beschreibung des Kurzschlussstromes:** Die auftretenden Kurzschlussströme werden über die Kenngrößen Stoß- und Dauerkurzschlussstrom beschrieben. Die genaue Nachbildung des anfänglichen Zeitverlaufes des Kurzschlussstromes, wie er für die Parametrierung des Schutzes und der Gleichstrom-Leistungsschalter erforderlich ist, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Dafür existieren bereits vereinfachte Berechnungsverfahren.
- **Konfigurationen und Topologien:** Die entwickelten Berechnungsverfahren sollen für alle Systemkonfigurationen und Topologien zukünftiger HGÜ-Netze anwendbar sein.
- **Gleichstrom-Leistungsschalter:** Zur Ermittlung maximaler Kurzschlussströme werden unbeeinflusste Kurzschlussströme betrachtet. Der Einfluss von Gleichstrom-Leistungsschaltern auf den Kurzschlussstrom wird in der Arbeit damit nicht untersucht.
- **Stromrichtertechnologie:** In der Arbeit werden ausschließlich MMC mit Halbbrücken-Submodulen betrachtet, da diese blockieren und damit zu den

maximalen Kurzschlussströmen führen. MMC mit Vollbrücken-Submodulen werden nicht untersucht, da diese den Kurzschlussstrom aktiv begrenzen können. Weitere Stromrichter in VSC- oder LCC-Technologie spielen für zukünftige HGÜ-Netze keine entscheidende Rolle.

1.4 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist wie folgt gegliedert.

- In **Kapitel 2** wird eine kurze Einführung in die Grundlagen der HGÜ-Technik, sowie die in HGÜ-Netzen auftretenden Kurzschlussströme gegeben. Weiterhin werden die zur Simulation verwendeten Modelle vorgestellt.
- Als Grundlage für die entwickelten Berechnungsverfahren werden in **Kapitel 3** die Kurzschlussstromquellen näher analysiert. Dabei werden ihre Beiträge und Einflussfaktoren untersucht. Für die Berechnung der Kurzschlussströme werden die wichtigsten Parameter identifiziert. Auch die Wechselwirkungen der Beiträge untereinander werden analysiert.
- Basierend auf den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in **Kapitel 4** die Berechnungsverfahren entwickelt. Diese stellen den Hauptbeitrag der vorliegenden Arbeit dar.
- In **Kapitel 5** werden die entwickelten Berechnungsverfahren an einem Beispielnetz im Vergleich mit simulierten Kurzschlussströmen verifiziert.
- Abschließend werden in **Kapitel 6** die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und ein kurzer Ausblick auf zukünftige Forschungsgebiete gegeben.

Im **Anhang** finden sich Herleitungen sowie vertiefende Ausführungen und technische Daten. Auf diese wird an geeigneten Stellen im Text verwiesen.

2 Theorie

In diesem Kapitel wird eine Einführung in die für die Arbeit wichtigsten Grundlagen gegeben. Dies umfasst neben der Technik zukünftiger HGÜ-Netze auch die Besonderheiten von Kurzschlüssen in diesen Netzen. Zudem werden die in den Untersuchungen verwendeten Simulations-Modelle kurz vorgestellt.

2.1 Grundlagen der HGÜ-Technik

In den folgenden Abschnitten wird ein kurzer Überblick über die Grundlagen der Technik von HGÜ-Netzen gegeben. Der Fokus liegt dabei auf Spannungszwischenkreis-Stromrichtern (VSC, *voltage-source converter*). Netzgeführte Stromrichter (LCC, *line-commutated converter*) spielen für zukünftige HGÜ-Netze keine Rolle und werden in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet [17].

2.1.1 Modularer Mehrpunktstromrichter

Für HGÜ-Projekte mit VSC-Technologie hat sich der erstmals in [26] vorgestellte modulare Mehrpunktstromrichter (MMC, *modular multilevel converter*) durchgesetzt. Dieser ist aus sechs Stromrichterzweigen (auch als Arm bezeichnet) aufgebaut, wobei jeder Stromrichterzweig aus einzelnen Submodulen (SM) zusammengesetzt ist, wie in Abbildung 2.1 gezeigt.

An den Ausgangsklemmen jedes Submoduls kann abhängig vom jeweiligen Schaltzustand eine unterschiedliche Spannung eingestellt werden. Die Spannung entlang eines Stromrichterzweiges ergibt sich dabei aus der Summe der Submodulspannungen. Die in Reihe geschalteten Submodule wirken somit wie eine einstellbare Spannungsquelle. Die Gesamtheit der Submodule eines Stromrichterzweiges wird auch als Ventil bezeichnet. Diese Bezeichnung stammt ursprünglich von LCC-HGÜ [90], wird nach der Norm [89] jedoch auch für VSC-Anlagen verwendet.

Bei einer hohen Zahl an Submodulen, wie sie für HGÜ-Anwendungen eingesetzt werden, ergibt sich eine gute Einstellbarkeit der Ausgangsspannungen des MMC. Im Gegensatz zu VSC-Stromrichtern mit Zweipunkt- oder Dreipunkt-Technologie kann deshalb in der Regel auf zusätzliche Filter verzichtet werden [91, S. 35].

Da sich die Summenspannungen zwischen den Stromrichterzweigen unterscheiden, kommt es zu Kreisströmen. Zur Begrenzung dieser Kreisströme und zusätzlich

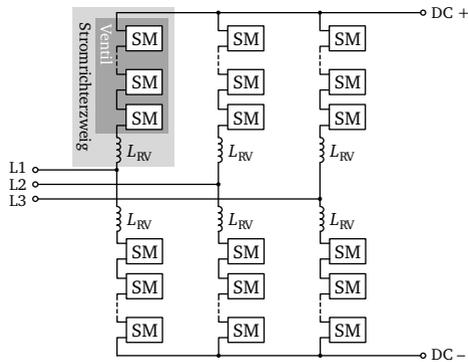


Abb. 2.1: Aufbau eines MMC

zur Begrenzung von Fehlerströmen kommen Ventildrosseln L_{RV} zum Einsatz. Im Englischen werden diese als *Arm-Reactor* (L_{Arm}) bezeichnet. Je nach Hersteller können die Ventildrosseln entweder auf der Drehstrom- oder der Gleichstromseite des Stromrichterzweiges angeordnet werden. Auf die im Rahmen der Arbeit betrachteten Kurzschlüsse auf der Gleichstromseite hat der genaue Einbauort der Ventildrosseln keinen Einfluss.

Über die einstellbaren Zweigspannungen kann der MMC die Leistungen und Ausgangsspannungen sowohl auf der Drehstromseite als auch auf der Gleichstromseite regeln. Dabei sind zusätzlich die internen Kreisströme und die Energiebilanzierung zwischen den Submodulen zu regeln. Dafür sind komplexe Regelungen nötig. Diese können auf mehrere Hierarchie-Level aufgeteilt werden, von der Ebene der netzweiten Leistungsregelung bis zur Regelung der einzelnen Ventile. Die dafür notwendigen Regelungen sind im Detail für die vorliegende Arbeit nicht von Interesse. Zur Darstellung der Regelungen wird auf [65, S. 67 ff.] und [75, S. 315 ff.] verwiesen.

2.1.2 Submodul-Typen

Für die Umsetzung der Submodule innerhalb des MMC existieren verschiedene Technologien. Abbildung 2.2 zeigt Submodule in Halbbrücken- und Vollbrückentechnologie.

Das Submodul mit einer Halbbrücke in Abbildung (a) enthält eine Submodulkapazität und kann diese je nach Schaltzustand der Halbleiterschalter T_1 und T_2 in den Strompfad einschalten oder überbrücken. Als Submodulspannung u_{SM} stellt sich dabei entweder die aufgeladene Spannung an der Kapazität u_C oder 0 ein.

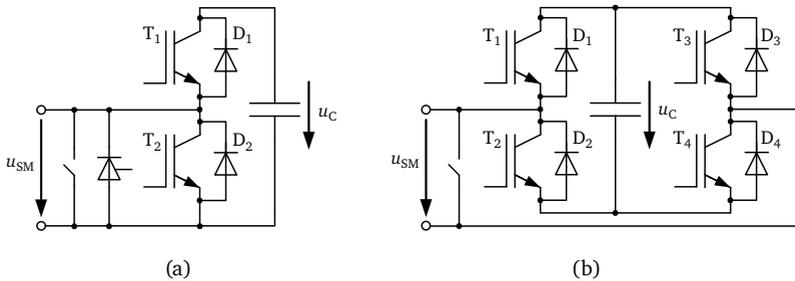


Abb. 2.2: Submodultypen
 (a) Halbbrücke
 (b) Vollbrücke

Als ein- und ausschaltbare Halbleiter kommen Bipolartransistoren mit isolierter Steuerelektrode (IGBT, *insulated-gate bipolar transistor*) zum Einsatz. Diese weisen jeweils antiparallele Freilaufdioden D_1 , D_2 auf, die den Strom führen wenn die IGBTs blockiert sind. Zur Entlastung dieser Freilaufdioden kann das Halbbrücken-Submodul zusätzlich einen Bypass-Thyristor aufweisen, der im Fehlerfall gezündet wird und den Strom von den Freilaufdioden übernimmt [85]. Weiterhin ist ein mechanischer Bypass-Schalter verbaut, der fehlerhafte Submodule überbrücken kann [11].

Gegenüber der Halbbrücke weist ein Submodul mit einer Vollbrücke vier IGBTs auf (siehe Abbildung 2.2 (b)). Damit kann die Submodulkapazität auch mit umgekehrter Polarität in den Strompfad eingeschaltet werden. Als Submodulspannung u_{SM} sind bei der Vollbrücke daher die Werte $-u_C$, 0 und $+u_C$ möglich.

Die Halb- und Vollbrücke haben ein unterschiedliches Verhalten bei einem Fehler auf der Gleichstromseite. Die Halbbrücke kann den Fehlerstrom nicht unterbrechen, es kommt zur unkontrollierten Entladung der eingeschalteten Submodulkapazitäten. Um die IGBTs vor einem zu hohen Entladestrom zu schützen werden diese blockiert und der Strom fließt vom Drehstromnetz über die Freilaufdioden bzw. den gezündeten Bypass-Thyristor. Beide Strompfade sind in Abbildung 2.3 dargestellt.

Die Vollbrücke kann eine negative Submodulspannung realisieren. Damit kann durch Einprägen einer Gegenspannung der Fehlerstrom bei einem gleichstromseitigen Fehler begrenzt und auf Null zurückgeführt werden. Durch die doppelte Anzahl an Ventilen gegenüber der Halbbrücke weisen MMC mit Vollbrücken-Technologie jedoch höhere Kosten und Verluste auf.

Es ist zu erwähnen, dass es neben den beiden dargestellten Submodul-Technologien weitere Ansätze gibt, die darauf abzielen die Vorteile beider Technologien zu kom-

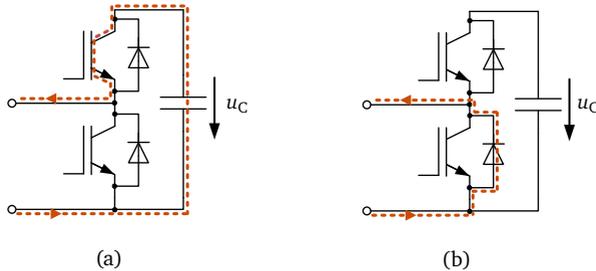


Abb. 2.3: Verhalten eines Halbbrücken-Submoduls während eines gleichstromseitigen Kurzschlusses
 (a) Unkontrollierte Entladung der eingeschalteten Submodulkapazität
 (b) Stromfluss über die Freilaufdiode nach der Blockierung der IGBTs

binieren. Anders als die Halb- und Vollbrückentechnologie werden die alternativen Submodultechnologien bisher jedoch noch nicht in einem HGÜ-Projekt eingesetzt. Zu den vorgeschlagenen alternativen Technologien zählen beispielsweise der *alternate arm converter* (AAC) [35, 51], weitere hybride MMC mit Submodulen sowohl in Halbbrücken- als auch Vollbrücken-Technologie [19, 55, 56] und weitere Ansätze mit neuen Submodultechnologien [34, 38, 53, 54]. Für die vorliegende Arbeit können alle MMC-Konzepte grundlegend nach ihrer Fähigkeit einen gleichstromseitigen Fehler zu klären eingeteilt werden [21].

Im Weiteren werden nur MMC betrachtet, die dies nicht können und somit zu den höchsten Kurzschlussströmen im HGÜ-Netz führen. Beispielhaft dafür wird in dieser Arbeit der MMC mit Submodulen in Halbbrücken-Technologie betrachtet.

2.1.3 Systemkonfigurationen

HGÜ-Verbindungen können in verschiedenen Systemkonfigurationen errichtet werden. Abbildung 2.4 zeigt die möglichen Konfigurationen am Beispiel einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung.

In monopolen Konfigurationen [(a) bis (c)] existiert jeweils ein Stromrichter pro Station. Bei asymmetrisch monopolen Konfigurationen trägt nur ein Pol die volle Gleichspannung, der andere Pol hat Erdpotential. Im einfachsten Fall (a) entfällt der zweite Leiter und die Rückleitung erfolgt über Erde. Da dauerhafte Erdströme in der Regel nicht zulässig sind [80, S. 48], wird auch für die Rückleitung ein Leiter verwendet (b), dieser muss wegen des geringeren Potentials jedoch nicht für die volle Gleichspannung isoliert werden.

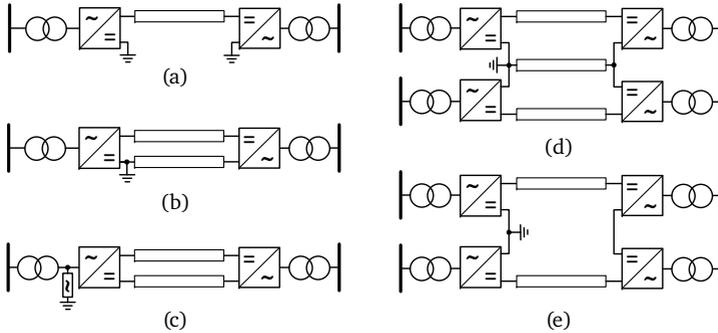


Abb. 2.4: HGÜ-Systemkonfigurationen

- (a) Asymmetrisch monopolar mit Erdrückleitung
- (b) Asymmetrisch monopolar
- (c) Symmetrisch monopolar
- (d) Bipolar
- (e) Starr bipolar

Bei symmetrisch monopolaren Konfigurationen (c) trägt jeder Pol die halbe Gleichspannung. Zur Symmetrierung erfolgt die Erdung über einen hochohmigen Sternpunktbildner auf der Drehstromseite der Stromrichter.

Bipolare Konfigurationen [(d), (e)] nutzen zwei Stromrichter pro Station und bieten damit eine höhere Ausfallsicherheit. Sie entstehen aus der Zusammenschaltung zweier asymmetrischer Monopole mit gemeinsamer Rückleitung. Diese kann theoretisch auch als Erdrückleitung ausgeführt werden. Da dies wie oben beschrieben in der Regel nicht zulässig ist, wird auch hier meist ein metallischer Rückleiter verwendet (d). Bei Ausfall eines Stromrichters pro Station oder einer Leitung kann die bipolare Konfiguration als asymmetrischer monopolare Verbindung mit der halben Übertragungsleistung weiter betrieben werden.

Da die Kosten für die im Normalbetrieb nicht belastete Rückleitung vor allem bei langen Kabelverbindungen erheblich sind, wird bei der starr bipolaren Konfiguration (*rigid bipolar*) die Rückleitung eingespart (e) [17, 86]. Die Konfiguration kann bei Ausfall eines Stromrichters als asymmetrischer Monopol betrieben werden, bietet jedoch keine Redundanz bei Ausfall einer Leitung.

Zur gleichstromseitigen Erdung kommen verschiedene Konzepte in Frage [29]. In der vorliegenden Arbeit werden ausschließlich niederohmige Erdungen angenommen, da diese zu den größten Kurzschlussströmen führen.

2.1.4 HGÜ-Netze

HGÜ-Verbindungen können in verschiedenen Topologien ausgeführt werden, wie Abbildung 2.5 zeigt.

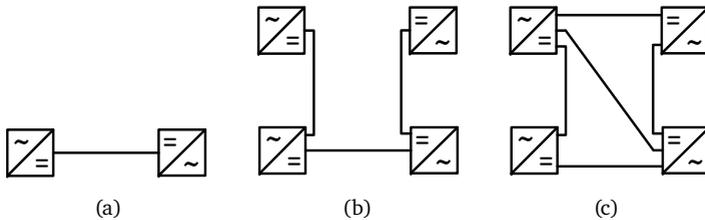


Abb. 2.5: Mögliche Topologien von HGÜ-Verbindungen

- (a) Punkt-zu-Punkt-Verbindung
- (b) Radiales HGÜ-Netz
- (c) Vermaschtes HGÜ-Netz

Die bisher errichteten HGÜ-Verbindungen sind bis auf wenige Ausnahmen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Von einem HGÜ-Netz oder einer Multiterminal-HGÜ wird gesprochen, wenn die HGÜ-Verbindung mehr als zwei HGÜ-Stationen verbindet. Bei radialen HGÜ-Netzen führt der Ausfall einer Leitung zum Verlust aller darüber angeschlossenen HGÜ-Stationen. Bei vermaschten HGÜ-Netzen existieren hingegen mehrere parallele Verbindungen zwischen den Stationen.

HGÜ-Netze wurden bisher nur vereinzelt errichtet. Die ersten beiden radialen HGÜ-Netze wurden in LCC-Technologie 1987 und 1990 in Betrieb genommen [8, 97]. Da LCC-Stromrichter zur Leistungsumkehr eine Umpolung der Gleichspannung benötigen, sind sie für zukünftige HGÜ-Netze nur eingeschränkt nutzbar. Ein Anwendungsbeispiel ist das 2020 in Betrieb gegangene radiale HGÜ-Netz Wu Dongde. Dort ist eine der drei HGÜ-Stationen in LCC-Technologie ausgeführt, da das dort angeschlossene Wasserkraftwerk nur Leistung einspeist. Die anderen beiden Stationen sind in VSC-Technologie ausgeführt.

Die ersten radialen HGÜ-Netze in VSC-Technologie wurden 2013 und 2014 in China in Betrieb genommen [45, 50, 94, 100]. Diverse radiale HGÜ-Netze befinden sich derzeit in Errichtung [48, 95, 96] oder wurden vor kurzem in Betrieb genommen [4].

Das erste und bisher einzige vermaschte HGÜ-Netz wurde 2021 in Zhangbei, China in Betrieb genommen und ist in VSC-Technologie ausgeführt [41]. Die Umsetzung großflächiger vermaschter HGÜ-Netze ist derzeit noch nicht absehbar.

Eine Herausforderung für die Umsetzung von HGÜ-Netzen ist die Klärung von gleichstromseitigen Fehlern. Der fehlerbetroffene Teil des Netzes muss in diesem Fall isoliert werden, um den Betrieb im restlichen HGÜ-Netz aufrecht erhalten zu können. Auf diese Herausforderungen wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

2.1.5 Schutz

Der Schutz von HGÜ-Anlagen vor gleichstromseitigen Fehlern ist eine der großen Herausforderungen bei der Umsetzung von vermaschten HGÜ-Netzen. Stand der Technik ist bei HGÜ-Anlagen die Abschaltung der gesamten Anlage durch die drehstromseitigen Leistungsschalter [52, S. 5]. Dies ist bei größeren HGÜ-Netzen nicht umsetzbar. Diese können wegen ihrer Übertragungsaufgaben nicht komplett bei Auftreten eines Fehlers abgeschaltet werden, dies könnte die Systemstabilität gefährden. Daher sind bei HGÜ-Netzen selektive Schutzkonzepte nötig. Einen Überblick über mögliche Schutzkonzepte gibt [84, S. 29 ff.].

MMC mit Vollbrücken-Submodulen können den Kurzschlussstrom unterbrechen und fahren das gesamte HGÜ-Netz kurzzeitig herunter. Im spannungsfreien Zustand wird der fehlerbetroffene Netzteil durch Trennschalter isoliert und das HGÜ-Netz anschließend wieder hochgefahren [72]. Da MMC mit Halbbrücken-Submodulen den Kurzschlussstrom nicht unterbrechen können, werden dort andere Schutzkonzepte angewandt. Für diese wird das HGÜ-Netz in sogenannte Schutzzonen (*protection zones*) eingeteilt. Bei Auftreten eines Fehlers wird nur die betroffene Schutzzone abgeschaltet, der Rest des Netzes bleibt in Betrieb. Dafür müssen Gleichstrom-Leistungsschalter an den Grenzen der Schutzzonen den Kurzschlussstrom unterbrechen. Da dieser Kurzschlussstrom als Gleichstrom keinen Nulldurchgang ausweist muss ein Nulldurchgang vom Gleichstrom-Leistungsschalter erzwungen werden um den Strom zu unterbrechen. Dafür werden entweder Resonanzkreise mit mechanischen Schaltern oder leistungselektronische Schalter verwendet. Die vier gängigsten Konzepte sind mit ihren typischen Schalteröffnungszeiten in Tabelle 2.1 aufgelistet. Für weitere Informationen zur Technologie der einzelnen Ansätze wird auf [36, 57] verwiesen.

Tab. 2.1: Technologien für Gleichstrom-Leistungsschalter in HGÜ-Netzen und ihre typischen Schalteröffnungszeiten [21]

Technologie	Öffnungszeit des Schalters
Mechanisch mit passivem Resonanzkreis	≥ 20 ms
Mechanisch mit aktivem Resonanzkreis	5 – 10 ms
Hybrid (mechanisch + leistungselektronisch)	2 – 3 ms
Leistungselektronisch	wenige μ s

Da der Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen sehr schnell ansteigt, sind in der Regel zusätzliche Maßnahmen zur Begrenzung des Stromanstieges erforderlich. Nur so kann erreicht werden, dass die Gleichstrom-Leistungsschalter den Kurzschlussstrom in ihrer Schalteröffnungszeit abschalten, bevor dieser ihr Ausschaltvermögen übersteigt oder die Umrichter im Netz blockieren. Da ein Blockieren der Umrichter zum Ausfall der Übertragungsaufgabe des HGÜ-Netzes führen würde, muss dies vermieden werden. Dazu werden Leitungsdrosseln L_{RL} am Beginn und Ende jeder Leitung in Reihe zum Gleichstrom-Leistungsschalter eingebaut [84, S. 38]. Neben der Begrenzung des Kurzschlussstromes dienen diese auch für die Fehlerlokalisierung des Schutzes [80, S. 64, 71]. Ebenfalls kurzschlussstrombegrenzend wirken gleichstromseitige Filterdrosseln L_{RSR} , die bei manchen Ansätzen zwischen Stromrichter und Sammelschiene eingesetzt werden [27]. Mit ca. 10 mH sind diese jedoch kleiner als die Leitungsdrosseln mit 25 – 100 mH [9].

Zusätzlich können Kurzschlussstrombegrenzer (FCL, *fault current limiter*) zum Einsatz kommen. Diese begrenzen den Stromanstieg aktiv durch das Einschalten von zusätzlichen Induktivitäten oder Widerständen in Reihe zum Gleichstrom-Leistungsschalter. Um den Normalbetrieb nicht zu beeinflussen werden diese Elemente erst nach Detektion eines Fehlers eingeschaltet. Dafür werden leistungselektronische Betriebsmittel oder das Konzept der Supraleitung genutzt. Eine Übersicht der für FCL möglichen Konzepte gibt [24]. Eine detaillierte Vorstellung der einzelnen Technologien findet sich in [3, 23, 25, 49].

Mit allen bisher beschriebenen Betriebsmitteln ergibt sich der in Abbildung 2.6 gezeigte Aufbau der gleichstromseitigen Sammelschiene einer HGÜ-Station. Nicht dargestellt sind Überspannungsableiter, Trennschalter und weitere Primärtechnik.

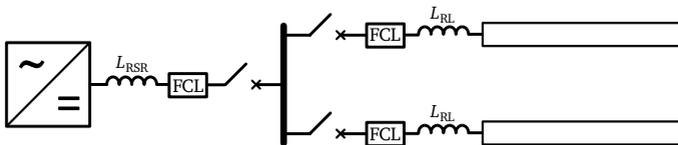


Abb. 2.6: Aufbau der gleichstromseitigen Sammelschiene mit allen für die Kurzschlussstromberechnung wichtigen Betriebsmitteln

Zur Betrachtung der maximalen Kurzschlussströme werden in der vorliegenden Arbeit nur unbeeinflusste Kurzschlussströme untersucht. Der Einfluss des Schutzes und der Gleichstrom-Leistungsschalter wird daher nicht weiter betrachtet. Leitungs- und Filterdrosseln beeinflussen den Kurzschlussstrom jedoch auch ohne Auslösen der Gleichstrom-Leistungsschalter und müssen für die Berechnung berücksichtigt werden. Eventuell vorhandene FCL können als zusätzliche Induktivitäten oder Widerstände im HGÜ-Netz nachgebildet werden.

2.2 Gleichstromseitige Kurzschlüsse in HGÜ-Anlagen

Im Vergleich zu Kurzschlüssen in Drehstromnetzen wurden gleichstromseitige Kurzschlussströme in HGÜ-Anlagen bisher wenig betrachtet. In den folgenden Abschnitten wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Eigenschaften gegeben.

2.2.1 Unterschied zum Kurzschlussstrom in Drehstromnetzen

Der Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen weist in seinem Verlauf einige grundlegende Unterschiede gegenüber dem Kurzschlussstrom in Drehstromnetzen auf. Beide sind beispielhaft in Abbildung 2.7 gegenüber gestellt.

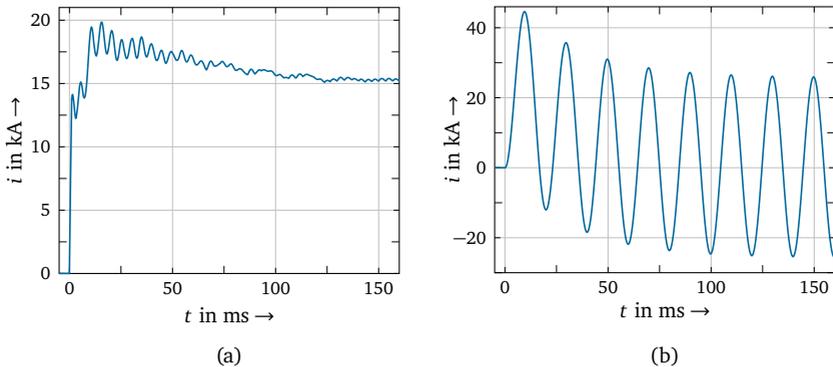


Abb. 2.7: Vergleich der Kurzschlussströme in HGÜ- und Drehstromnetzen
(a) Pol-Pol-Kurzschlussstrom in einem HGÜ-Netz
(b) Einpoliger Kurzschlussstrom in einem Drehstromnetz

Bei dem Kurzschlussstrom in einem HGÜ-Netz handelt es sich um einen Gleichstrom. Bedingt durch die Kabelentladung und Ausgleichsvorgänge weist dieser im Anfangsbereich eine überlagerte Schwingung auf. Im Gegensatz zum Kurzschlussstrom im Drehstromnetz weist der Kurzschlussstrom im HGÜ-Netz in der Regel jedoch keine Nulldurchgänge auf. Dies stellt hohe Anforderungen an die Gleichstrom-Leistungsschalter bei der Unterbrechung des Kurzschlussstromes. Weiterhin steigt der Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen anfangs wesentlich stärker an als in Drehstromnetzen. Der Schutz in HGÜ-Netzen muss daher um ein Vielfaches schneller reagieren als der Schutz in Drehstromnetzen, um das Blockieren der Stromrichter zu vermeiden [68].

2.2.2 Kurzschlussarten im HGÜ-Netz

In HGÜ-Systemen können an verschiedenen Orten Kurzschlüsse auftreten. Neben dem HGÜ-Netz können diese auch innerhalb der Stromrichter und auch auf der Drehstromseite der Stromrichter auftreten. Die vorliegende Arbeit konzentriert sich ausschließlich auf Kurzschlüsse im HGÜ-Netz selbst.

Abhängig von der Systemkonfiguration können im HGÜ-Netz verschiedene Kurzschlussarten auftreten. So sind Kurzschlüsse zwischen den Leitern, die positives, negatives oder neutrales Potential haben, oder zwischen den Leitern und Erde möglich. Die Leiter mit positivem oder negativem Potential werden im Folgenden auch als Pol bezeichnet. Je nach Erdung und Systemkonfigurationen führen die Kurzschlüsse zu unterschiedlich hohen Strömen. Bei einigen Konstellationen wird sich zudem kein Dauerkurzschlussstrom einstellen, wie beispielsweise bei einem Pol-Erde-Kurzschluss in einer symmetrisch monopolaren HGÜ.

In der Arbeit werden nur Kurzschlüsse zwischen den Leitern betrachtet, da dort ohne Einfluss der Erdrückleitung die höchsten Kurzschlussströme auftreten. Die in der Arbeit betrachteten Kurzschlussarten sind in Abbildung 2.8 illustriert. Beide Kurzschlussarten können dabei nur in HGÜ-Netzen mit bipolarer Konfiguration auftreten. In monopolaren HGÜ-Netzen ist jeweils nur eine Kurzschlussart möglich.

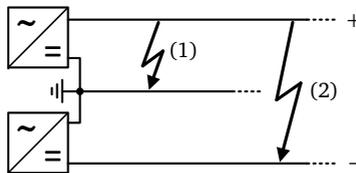


Abb. 2.8: In der Arbeit betrachtete Kurzschlussarten in HGÜ-Netzen

- (1) Pol-Neutral-Kurzschluss
- (2) Pol-Pol-Kurzschluss

2.2.3 Quellen für den Kurzschlussstrom

In HGÜ-Netzen gibt es mehrere Quellen, die den Kurzschlussstrom speisen. Diese können in zwei Kategorien unterteilt werden.

- Kapazitäten
- Im Drehstromnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen und Kurzschlussstromquellen

Kapazitive Quellen für den Kurzschlussstrom sind an verschiedenen Orten im HGÜ-Netz zu finden. Die Submodulkapazitäten der MMC entladen sich im Fall der hier betrachteten Halbbrücken-Submodule unkontrolliert und liefern einen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Weiterhin liefern die Leitungskapazitäten in Kabeln und Freileitungen einen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Zusätzliche kapazitive Quellen können sich beispielsweise in Filtern finden. Während diese Filter bei HGÜ-Anlagen mit LCC-Technologie und Zwei-Level-VSC-Technologie nötig waren, werden sie bei den hier betrachteten HGÜ-Netzen mit MMC-Technologie in der Regel nicht benötigt [91, S. 37 f.]. Es ist zu erwähnen, dass sich im aktuellen MMC-Design eines Herstellers eine gleichstromseitige Kapazität findet [91, S. 35]. Es ist jedoch nicht bekannt inwieweit dieses MMC-Design auch für HGÜ-Netze zum Einsatz kommen würde.

Einen weiteren Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern die über Stromrichter verbundenen Drehstromnetze und die darin befindlichen Generatoren und Erzeugungsanlagen. Im Fall der hier betrachteten MMC mit Halbbrücken-Submodulen speisen die Drehstromnetze nach Blockieren der IGBTs über den Stromrichter unkontrolliert den Kurzschluss auf der Gleichstromseite. Alle für Kurzschlussstrom im Drehstromnetz in Frage kommenden Quellen speisen damit auch einen Kurzschluss im HGÜ-Netz.

2.2.4 Beiträge von Stromrichtern

Stromrichter vereinen beide im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Quellen für den Kurzschlussstrom. Sowohl die Submodulkapazitäten als auch das über den Stromrichter angeschlossene Drehstromnetz speisen den Kurzschlussstrom. Der sich daraus ergebende Kurzschlussstrombeitrag eines MMC mit Halbbrücken-Submodulen ist in Abbildung 2.9 dargestellt.

Der Verlauf wird im Folgenden kurz erläutert:

- (1) Vor Kurzchlusseintritt liefert der Stromrichter einen Strom entsprechend des Leistungsflusses im HGÜ-Netz (in der Abbildung gestrichelt dargestellt). Mit Eintritt des Kurzchlusses fließt dieser Strom in die Kurzschlussstelle.
- (2) In Folge des Kurzchlusses kommt es zu einem Spannungseinbruch und alle eingeschalteten Submodulkapazitäten beginnen sich unkontrolliert zu entladen. Dadurch kommt es zu einem schnellen Anstieg des Stromes.
- (3) Um die IGBTs vor einer thermischen Schädigung durch einen zu hohen Strom zu schützen, werden die IGBTs bei Erreichen eines Strom-Schwellwertes oder Unterschreiten einer bestimmten Spannung am Submodul blockiert. Durch die Blockierung kommutiert der Strom auf die parallelen Freilaufdioden bzw. die Bypass-Thyristoren. Der blockierte Stromrichter wirkt damit wie ein ungesteuerter Gleichrichter über den das Drehstromnetz auf den Kurzschluss

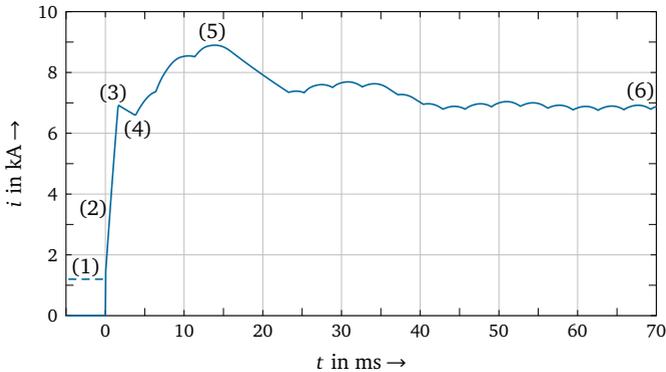


Abb. 2.9: Kurzschlussstrombeitrag eines MMC mit Halbbrücken-Submodulen

einspeist. Aus Sicht des Drehstromnetzes erscheint der Kurzschluss im HGÜ-Netz somit ab dem Zeitpunkt der Blockierung wie ein entfernter dreipoliger Kurzschluss.

- (4) Zum Zeitpunkt der Blockierung leiten durch die vorangegangene Entladung der Submodulkapazitäten alle Zweige des Stromrichters. Da die Speisung des Drehstromnetzes abhängig von den aktuellen Leiterspannungen nur in einigen Zweigen erfolgt, sinkt der Strom in den nicht vom Drehstromnetz gespeisten Zweigen ab, begrenzt durch die Ventildrosseln. Dies macht sich im kurzzeitig sinkenden Gesamtstrom des Stromrichters bemerkbar.
- (5) Ab hier wird der gesamte Kurzschlussstrombeitrag aus dem Drehstromnetz gespeist. Dies ist an der charakteristischen Welligkeit des Stromes zu erkennen. Ausgleichsvorgänge im Drehstromnetz führen zunächst zu einem Ansteigen des Kurzschlussstromes und einem Maximum.
- (6) Nach Abklingen der Ausgleichsvorgänge stellt sich ein stationärer Dauerkurzschlussstrom ein.

In der vorliegenden Arbeit wird der unbeeinflusste Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters betrachtet. Es ist anzumerken, dass es das Ziel der Schutzkonzepte im HGÜ-Netz ist, das Blockieren der Stromrichter zu verhindern. Der Kurzschluss muss daher durch die Leistungsschalter geklärt werden, bevor der Entladestrom der Submodulkapazitäten zu stark ansteigt. Ein Blockieren der Stromrichter wird damit verhindert und der Betrieb im nicht fehlerbetroffenen Teil des HGÜ-Netzes kann aufrecht erhalten werden. Im Beispiel aus Abbildung 2.9 müsste der Kurz-

schluss dafür innerhalb von 1,5 ms erkannt und geklärt werden, was die hohen Anforderungen an den Schutz in HGÜ-Netzen verdeutlicht.

2.2.5 Beiträge von Leitungen

Die aufgeladenen Leitungskapazitäten von Freileitungen und Kabeln liefern ebenfalls einen Beitrag zum Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen. Beispielhaft ist der Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels in Abbildung 2.10 dargestellt.

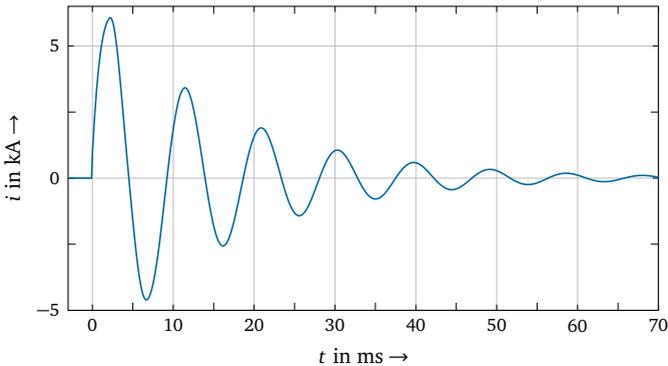


Abb. 2.10: Kurzschlussstrombeitrag eines aufgeladenen Kabels bei Kurzschluss direkt hinter den Leitungsdrosseln

Die Leitungskapazitäten verteilen sich über die Länge der Leitung, daher erfolgt der Entladevorgang nach Kurzschlusseintritt wanderwellenförmig. Die Leitungsdrosseln am Ende der Leitung (siehe Abschnitt 2.1.5) begrenzen den Stromanstieg, daher kommt es nicht zu einer extrem steilen Flanke wie bei einem Kurzschluss direkt auf einer Leitung. Die Wanderwelle läuft entlang der Leitung, wird am Ende reflektiert und läuft mit geändertem Vorzeichen wieder entlang der Leitung zurück. Der gesamte Kurzschlussstrombeitrag ändert daher das Vorzeichen. Bedingt durch den Wirkwiderstandsbelag nimmt der Kurzschlussstrombeitrag über die Zeit ab. Leitungen liefern daher keinen Beitrag zum Dauerkurzschlussstrom.

Hier wurde stellvertretend der Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels dargestellt. Auf den Beitrag von Freileitungen sowie die Wechselwirkungen der Beiträge von Leitungen und Stromrichtern untereinander wird vertiefend in Kapitel 3 eingegangen.

2.2.6 Zusammensetzung des Kurzschlussstromes in einem HGÜ-Netz

Der Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen setzt sich aus den verschiedenen Beiträgen zusammen, die in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellt wurden. Dies wird anhand des in Abbildung 2.11 dargestellten Beispielnetzes verdeutlicht.

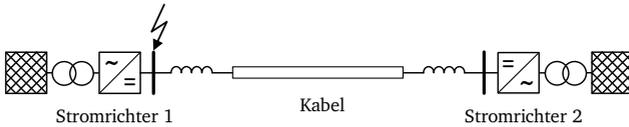


Abb. 2.11: Beispielnetz

Betrachtet wird eine einfache Punkt-zu-Punkt-Verbindung mit einem Pol-Pol-Kurzschluss am Ausgang von Stromrichter 1. Die Zusammensetzung des sich ergebenden Kurzschlussstromes zeigt Abbildung 2.12. Der Beitrag der Stromrichter enthält dabei jeweils die Entladung der Submodul-Kapazitäten als auch die Einspeisung aus dem Drehstromnetz.

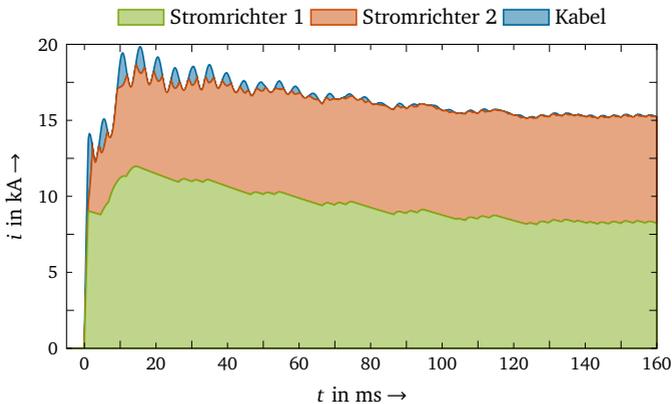


Abb. 2.12: Zusammensetzung des Kurzschlussstromes im Beispielnetz aus Abbildung 2.11

Direkt nach Kurzschlusseintritt speisen Stromrichter 1 und das Kabel den Kurzschlussstrom. Erst nachdem die Spannungswelle durch das Kabel gelaufen ist, erreicht der Spannungseinbruch auch Stromrichter 2, welcher daraufhin beginnt einzuspeisen. Insgesamt dominieren die Beiträge der Stromrichter, wobei Stromrichter 1 den größten Beitrag liefert, da dieser elektrisch am nächsten am Kurzschluss

liegt. Das Maximum des Kurzschlussstromes tritt nach ca. 20 ms auf und wird ebenfalls von den Beiträgen der Stromrichter dominiert. Daher tritt dieses auch zum Zeitpunkt der maximalen Stromrichterbeiträge auf. Der Beitrag des Kabels nimmt mit der Zeit zu Null ab. Der sich nach ca. 150 ms ergebende stationäre Dauerkurzschlussstrom wird daher nur von den Stromrichtern gespeist.

2.2.7 Definition auslegungsrelevanter Kurzschlussstromgrößen

Für die Auslegung der Betriebsmittel in einem HGÜ-Netz ist nicht der gesamte Zeitverlauf des Kurzschlussstromes entscheidend. Für die vorliegende Arbeit werden daher zwei charakteristische Kenngrößen definiert, diese sind am Beispiel des Kurzschlussstromverlaufes aus dem vorangegangenen Abschnitt in Abbildung 2.13 dargestellt.

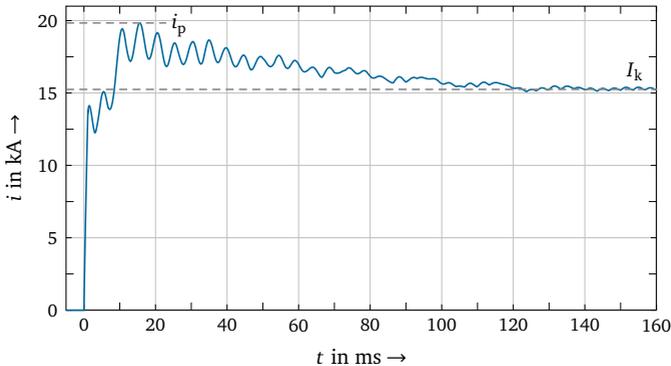


Abb. 2.13: Charakteristische Größen des Kurzschlussstromes in HGÜ-Netzen

i_p : Der **Stoßkurzschlussstrom** bezeichnet den größten auftretenden Momentanwert des Kurzschlussstromes. Anhand dessen können die Betriebsmittel für die im Kurzschlussfall auftretenden mechanischen Kräfte ausgelegt werden.

I_k : Der **Dauerkurzschlussstrom** bezeichnet den Effektivwert des sich stationär einstellenden Kurzschlussstromes. Gemeinsam mit dem Stoßkurzschlussstrom i_p kann daraus die thermische Belastung der Betriebsmittel im Kurzschlussfall ermittelt werden.

Anhand dieser beiden Kenngrößen können die infolge des Kurzschlusses auftretenden Belastungen für die Betriebsmittel ermittelt werden. In der vorliegenden Arbeit werden Verfahren zur Berechnung dieser beiden Kenngrößen entwickelt.

Auf die Bestimmung von charakteristischen Zeiten zur Beschreibung des Kurzschlussstromes wird in der vorliegenden Arbeit nicht näher eingegangen. Die Norm für Spezifikationen von HGÜ-Systemen [86, S. 30] nutzt neben den beiden oben genannten charakteristischen Kurzschlussstromgrößen i_p und I_k weiterhin den Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstromes t_p . Dieser Zeitpunkt t_p kann allgemein mit 10 bis 20 ms angenommen werden, da der Zeitpunkt vom Stromrichterbeitrag bestimmt wird, wie im vorangegangenen Abschnitt beispielhaft dargestellt wurde. Die Eingrenzung auf diesen Zeitbereich ist für die Bestimmung der auftretenden Belastungen ausreichend. Der genaue Zeitpunkt t_p hängt von der Überlagerung der Kabel- und Stromrichterbeiträge ab und kann exakt nur mit Simulationen bestimmt werden.

Es ist zu erwähnen, dass für die Auslegung des Ausschaltvermögens von DC-Leistungsschaltern in Kombination mit FCL sowie für die Schutzeinstellung der Zeitverlauf im Anfangsbereich des Kurzschlussstromes von Interesse ist. Eine Beschreibung über Kenngrößen ist dafür nicht ausreichend. Der Zeitverlauf nach Kurzschlussintritt muss mit Simulationen oder Ersatzschaltungen ermittelt werden. Dies ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Stattdessen wird für diesen Anwendungsfall auf die in [1, 7, 22, 31, 33] vorgeschlagenen Berechnungsansätze verwiesen.

2.3 Simulationsmodelle

Die Untersuchung der Kurzschlussvorgänge erfolgt in dieser Arbeit mit Simulationen von elektromagnetisch transienten (EMT) Vorgängen. Dazu werden EMT-Simulationsprogramme verwendet. Die dabei genutzten Modelle für Stromrichter und Leitungen werden in den folgenden Abschnitten kurz vorgestellt.

2.3.1 Modell des Stromrichters

VSC-Stromrichter sind aus vielen Einzelkomponenten aufgebaut, was ihre Simulation sehr zeit- und rechenaufwändig macht. Je nach Untersuchungsziel und der dafür benötigten Detailtiefe sind daher vereinfachte Modelle empfehlenswert. Tabelle 2.2 zeigt die dafür definierten Modelltypen.

Während Typ 1 Modelle das Verhalten der leistungselektronischen Elemente mit Differentialgleichungen nachbilden, nimmt die Vereinfachung mit steigender Nummer des Modelltyps zu. Dabei wird das Verhalten der leistungselektronischen Elemente mit veränderlichen Widerständen in Typ 2 - 4 nachgebildet. In den Modelltypen 5 - 7 wird die Drehstromseite und die Gleichstromseite getrennt als gesteuerte Strom- bzw. Spannungsquelle nachgebildet. Für eine detailliertere Beschreibung der einzelnen Modelltypen wird auf [82, S. 17 ff.] verwiesen.

Tab. 2.2: Modelltypen zur Simulation von VSC-Stromrichtern [82]

Modelltyp	Bezeichnung (engl.)	Einsatzbereich
Typ 1	Full Physics Based Models	Schaltungssimulation, Auslegung der leistungselektronischen Bauelemente
Typ 2	Full Detailed Models	Analyse Submodul-interner Fehler
Typ 3	Models based on simplified switchable resistances	Analyse Submodul-interner Fehler
Typ 4	Detailed Equivalent Circuit Models	Analyse Umrichter-naher Fehler im Drehstrom- und Gleichstromnetz
Typ 5	Average Value Models based on switching functions	Interaktionsstudien und harmonische Studien
Typ 6	Simplified Average Value Models	Analyse entfernter transienter Vorgänge
Typ 7	RMS Load-Flow Models	Leistungsflussstudien

Für die vorliegende Arbeit wird ein Typ 4 Modell für die detaillierte Modellierung des MMC verwendet. Die dabei genutzte Vereinfachung der Halbbrücken-Submodule ist in Abbildung 2.14 illustriert.

Zuerst wird das Halbbrücken-Submodul in Abbildung 2.14 (a) betrachtet. Für den Strom $i_c(t)$ durch den Submodul-Kondensator gilt die folgende Differentialgleichung.

$$i_c(t) = C \cdot \frac{du_c(t)}{dt} \quad (2.1)$$

Durch die Integration über einen Zeitschritt Δt der Simulation ergibt sich die Spannung $u_c(t)$ über dem Submodul-Kondensator.

$$u_c(t) = \frac{1}{C} \cdot \int_{t-\Delta t}^t i_c(t) dt + u_c(t - \Delta t) \quad (2.2)$$

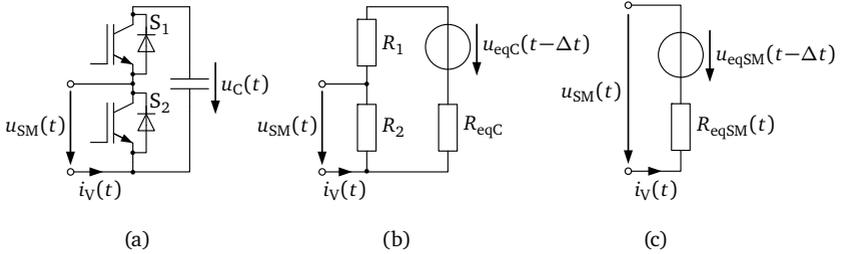


Abb. 2.14: Vereinfachung des Halbbrücken-Submoduls

- (a) Halbbrücken-Submodul
- (b) Detaillierte Ersatzschaltung
- (c) Ersatzspannungsquelle (Thevenin-Äquivalent)

Dieses Integral wird in der Simulationssoftware durch die Trapez-Regel angenähert:

$$u_C(t) = \frac{\Delta t}{2 \cdot C} \cdot (i_C(t) + i_C(t - \Delta t)) + u_C(t - \Delta t) \quad (2.3)$$

Mit der Einführung des Ersatzwiderstandes

$$R_{eqC} = \frac{\Delta t}{2 \cdot C} \quad (2.4)$$

und der Einführung einer Ersatzspannung

$$u_{eqC}(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{2 \cdot C} \cdot i_C(t - \Delta t) + u_C(t - \Delta t) \quad (2.5)$$

kann der Zusammenhang aus Gleichung (2.3) wie folgt beschrieben werden.

$$u_C(t) = R_{eqC} \cdot i_C(t) + u_{eqC}(t - \Delta t) \quad (2.6)$$

Der Submodulkondensator kann somit im Simulationsprogramm durch eine Reihenschaltung eines Widerstandes R_{eqC} und einer Spannungsquelle $u_{eqC}(t - \Delta t)$, die nur von den Werten des vorangegangenen Simulationsschrittes abhängig ist, nachgebildet werden, wie in Abbildung 2.14 (b) dargestellt. Die Widerstände R_1 , R_2 bilden die IGBTs mit parallelen Freilaufdioden S_1 , S_2 nach. Die Widerstände können jeweils zwei Werte annehmen (leitend/sperrend), welche sich aus den Gate-Signalen der IGBTs und der Polarität des Stromes bestimmen.

Diese Ersatzschaltung des Halbbrücken-Submodules kann weiter zu einer Ersatzspannungsquelle (Thévenin-Äquivalent) mit demselben Klemmenverhalten reduziert werden, wie in Abbildung 2.14 (c) dargestellt. Der Innenwiderstand $R_{\text{eqSM}}(t)$ ist dort zeitabhängig und muss je nach dem aktuellen Schaltzustand des Submodules neu berechnet werden.

Um die Knotenanzahl zu reduzieren werden die Thévenin-Äquivalente aller Submodule eines Ventiles weiter zu einer Ersatzstromquelle (Norton-Äquivalent) zusammengefasst wie in Abbildung 2.15 dargestellt.

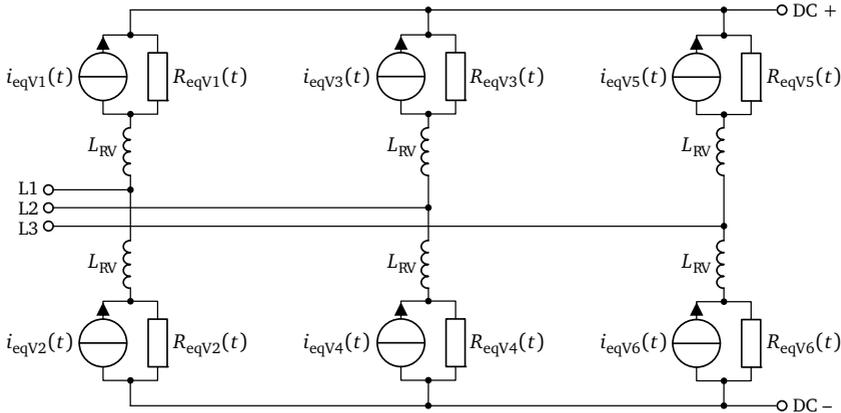


Abb. 2.15: Ersatzschaltung eines MMC bei der Nachbildung als Typ 4 Modell

Die Knotenanzahl eines MMC kann damit unabhängig von der Anzahl der Submodule auf 11 reduziert werden. Bei n_{SM} Submodulen pro Ventil berechnet sich der Ersatzwiderstand R_{eqV} und die Ersatzstromquelle i_{eqV} eines Ventiles wie folgt aus den Thévenin-Äquivalenten der Submodule:

$$R_{\text{eqV}}(t) = \sum_{k=1}^{n_{\text{SM}}} R_{\text{eqSM}k}(t) \quad (2.7)$$

$$i_{\text{eqV}}(t) = \frac{\sum_{k=1}^{n_{\text{SM}}} u_{\text{eqSM}k}(t - \Delta t)}{\sum_{k=1}^{n_{\text{SM}}} R_{\text{eqSM}k}(t)} \quad (2.8)$$

Zur Nachbildung des Stromrichterhaltens bei gleichstromseitigen Kurzschlüssen existieren neben dem hier gewählten Typ 4 Modell weitere vereinfachte Modelle,

die auf die Nachbildung des Schaltzustandes der Submodule verzichten, da diese nur bis zur Blockierung des Stromrichters bedeutsam sind. Das in [28] vorgeschlagene Modell bildet die Stadien der Kapazitätsentladung und der Einspeisung aus dem Drehstromnetz nach der Blockierung als ein umschaltbares Modell ab. Für die Kapazitätsentladung werden die Kapazitäten der eingeschalteten Submodule zu einer Ersatzkapazität zusammengefasst. Nach der Überschreitung einer definierten Blockierstromes wird auf ein Modell eines Diodengleichrichters umgeschaltet.

Dieses Ersatzmodell liefert eine sehr gute Abschätzung für stromrichterernahe Kurzschlüsse. Der Zeitpunkt der Blockierung und der dabei fließende Gleichstrom kann jedoch nur abgeschätzt werden, da die Stromaufteilung auf die einzelnen Ventile ohne die Nachbildung der Schaltzustände der Submodule nicht bekannt ist. Da die genaue Ermittlung des Blockierstromes auch für den genauen Wert des Stoßkurzschlussstromes entscheidend ist (siehe Abschnitt 3.1.2) und in der vorliegenden Arbeit auch stromrichterferne Kurzschlüsse betrachtet werden, wird in der Arbeit ausschließlich das vorgestellte detaillierte Typ 4 Modell verwendet.

2.3.2 Leitungsmodelle

Kabel und Freileitungen sind ausgedehnte Elemente, was bei ihrer Modellierung berücksichtigt werden muss. Die elektrischen Größen auf der Leitung sind damit nicht nur zeit- sondern auch ortsabhängig.

Das elektrische Verhalten der ausgedehnten Leitungen wird mithilfe der Leitungstheorie beschrieben. Dafür wird zuerst eine elektrisch lange homogene Leitung in Abbildung 2.16 betrachtet. Ein kurzer Abschnitt der Leitung kann mit einem L-Glied nachgebildet werden.

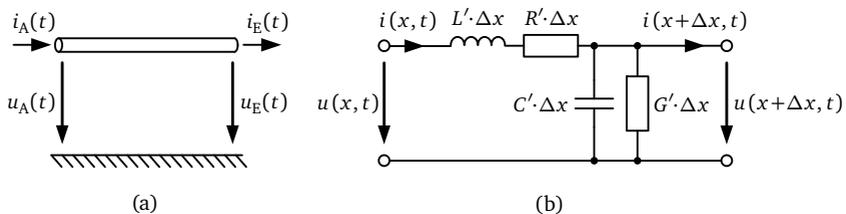


Abb. 2.16: Elektrisch lange homogene Leitung

(a) Ein- und Ausgangsgrößen

(b) Ersatzschaltung eines Leitungsabschnitts der Länge Δx (L-Glied)

Anhand der Ersatzschaltung in Abbildung 2.16 (b) können die Differentialgleichungen zur Beschreibung der Ströme und Spannungen entlang eines Leitungsabschnittes aufgestellt werden. Durch Umformungen dieser Gleichungen ergeben sich, wie in [73, S. 476 ff.] ausführlich dargestellt, die Leitungsgleichungen zur Berechnung des Stromes bzw. der Spannung entlang der ausgedehnten Leitung:

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} = L'C' \cdot \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} + (R'C' + L'G') \cdot \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} + R'G' \cdot u(x, t) \quad (2.9)$$

$$\frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial x^2} = L'C' \cdot \frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial t^2} + (R'C' + L'G') \cdot \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} + R'G' \cdot i(x, t) \quad (2.10)$$

Die Lösung der Leitungsgleichungen erfolgt im Frequenzbereich und wird hier nicht im Detail dargestellt. Stattdessen wird auf [63, S. 28 ff.] und [64, S. 10 ff.] verwiesen.

Zur Beschreibung der Leitung im Frequenzbereich werden die längenbezogene Längsimpedanz $\underline{Z}'(\omega)$ und Queradmittanz $\underline{Y}'(\omega)$ verwendet:

$$\underline{Z}'(\omega) = R' + j\omega L' \quad (2.11)$$

$$\underline{Y}'(\omega) = G' + j\omega C' \quad (2.12)$$

Damit können die komplexe Ausbreitungskonstante $\underline{\gamma}(\omega)$ und der Wellenwiderstand $\underline{Z}_W(\omega)$ zur Beschreibung der frequenzabhängigen Übertragungseigenschaften der Leitung definiert werden:

$$\underline{\gamma}(\omega) = \sqrt{\underline{Z}'(\omega) \underline{Y}'(\omega)} = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (2.13)$$

$$\underline{Z}_W(\omega) = \sqrt{\frac{\underline{Z}'(\omega)}{\underline{Y}'(\omega)}} = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (2.14)$$

Aus der Lösung der Leitungsgleichungen aus Gleichungen (2.9), (2.10) ergeben sich die folgenden Gleichungen für den Zusammenhang zwischen Strom und Spannung am Ein- und Ausgang der Leitung im Frequenzbereich:

$$I_A = \underline{U}_A \cdot \underline{Y}_W(\omega) - \underline{H}(\omega) (\underline{Y}_W(\omega) \cdot \underline{U}_E - I_E) \quad (2.15)$$

$$I_E = \underline{U}_E \cdot \underline{Y}_W(\omega) - \underline{H}(\omega) (\underline{Y}_W(\omega) \cdot \underline{U}_A - I_A) \quad (2.16)$$

Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der Leitung mit der Länge l wird dabei mit dem Kehrwert des Wellenwiderstandes $\underline{Y}_W(\omega) = 1/\underline{Z}_W(\omega)$ und der Größe $\underline{H}(\omega) = e^{-\underline{\gamma}(\omega)l}$ beschrieben.

Bisher wurde eine Leitung mit einem einzelnen Leiter betrachtet. Bei mehreren Leitern muss auch die Kopplung zwischen den einzelnen Leitern abgebildet

werden. Zur Beschreibung von Mehrleitersystemen werden daher anstatt der bisher verwendeten skalaren Größen die Matrizen $\underline{Z}'(\omega)$, $\underline{Y}'(\omega)$ und $\underline{Y}_W(\omega)$, $\underline{H}(\omega)$ verwendet.

Die Beeinflussung zwischen den Leitern wird mit den symmetrischen Matrizen $\underline{Z}'(\omega)$ und $\underline{Y}'(\omega)$ beschrieben. Deren Werte können anhand der Leiteranordnung und Materialeigenschaften berechnet werden [66, 79]. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass durch Skin- und Proximity-Effekte die Leitungsparameter selbst auch frequenzabhängig sind. Die Funktionalität zur Berechnung der Matrizen $\underline{Z}'(\omega)$ und $\underline{Y}'(\omega)$ ist im EMT-Berechnungsprogramm bereits implementiert. In PSCAD heißt diese Funktionalität "Line Constants Program" [92, S. 130 ff.].

Die bisher ermittelten Leitungsmodelle beschreiben die Leitungen im Frequenzbereich. Für die EMT-Simulationen muss das Modell noch in den Zeitbereich transformiert werden [77, S. 130 ff.]. Dafür existieren verschiedene Modellansätze mit unterschiedlich genauer Nachbildung [81]. In der vorliegenden Arbeit wird das "Universal Line Model" nach [37] verwendet. Dieses ist in PSCAD als "Frequency Dependent (Phase) Model" implementiert und zeigt eine hohe Genauigkeit im Vergleich mit Messungen und analytischen Lösungen der Leitungsgleichungen [15, 64, 81]. Der Frequenzgang wird dabei durch ein Vektor Fitting nach [16] angenähert und dann in den Zeitbereich transformiert. Die resultierenden Gleichungen für beide Leitungsenden werden durch zwei gesteuerte Stromquellen (Norton-Äquivalent) nachgebildet. Damit ergibt sich für das Leitungsmodell die in Abbildung 2.17 dargestellte Ersatzschaltung.

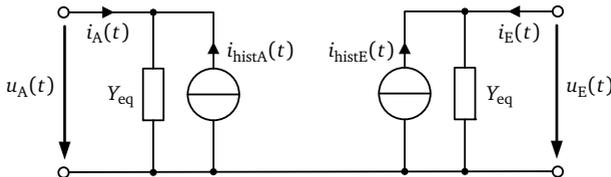


Abb. 2.17: Ersatzschaltung des Leitungsmodells im Zeitbereich (Norton-Äquivalent) nach [40]

Der Wert $i_{\text{hist}}(t)$ der gesteuerten Stromquelle berechnet sich dabei ausschließlich aus den Strom- und Spannungswerten vorangegangener Simulationsschritte und bildet die Kopplung zwischen den beiden Leitungsenden nach.

3 Analyse der Kurzschlussstrombeiträge

In diesem Kapitel werden die Kurzschlussstrombeiträge von Stromrichtern und Leitungen näher analysiert und verschiedene Einflussfaktoren untersucht. Die Beiträge werden zunächst einzeln betrachtet, bevor abschließend die Wechselwirkung zwischen den Kurzschlussstrombeiträgen und deren Überlagerung untersucht wird.

3.1 Beitrag der Stromrichter

Die Stromrichter liefern wie bereits in Abschnitt 2.2.6 dargestellt den größten Beitrag zum Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen. Die Zusammensetzung des Stromrichterbeitrags und die im Stromrichter ablaufenden Mechanismen wurden bereits in Abschnitt 2.2.4 kurz vorgestellt und werden in den folgenden Abschnitten vertieft behandelt.

Für die weitere Analyse werden die in Abbildung 3.1 gezeigten Kenngrößen zur Beschreibung des Kurzschlussstrombeitrages der Stromrichter verwendet.

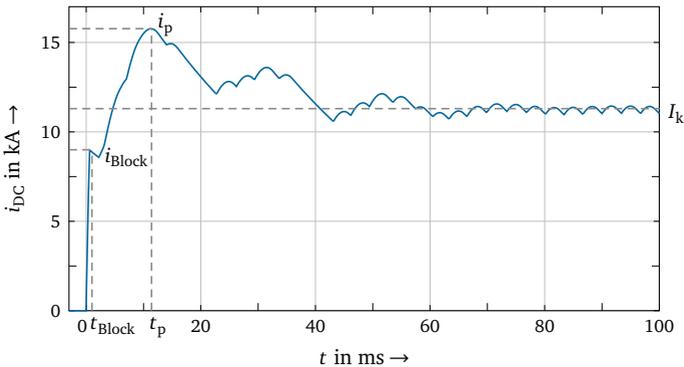


Abb. 3.1: Charakteristische Größen zur Beschreibung des Kurzschlussstrombeitrages eines Stromrichters

Der Stoßkurzschlussstrom i_p sowie der Dauerkurzschlussstrom I_k wurden bereits in Abschnitt 2.2.7 definiert und sind in der vorliegenden Arbeit zur Beschreibung der bei einem gleichstromseitigen Kurzschluss auftretenden Beanspruchungen wichtig.

Zur Beschreibung des Kurzschlussstrombeitrages eines Stromrichters wird in diesem Kapitel weiterhin der Blockierstrom i_{Block} betrachtet. Dieser beschreibt den Gleichstrom eines Stromrichters zum Zeitpunkt der Blockierung. Aus diesem Wert lässt sich nicht direkt eine Beanspruchung ableiten, er dient aber zur Beschreibung des Stromrichterhaltens. Zum Vergleich der verschiedenen Zeitverläufe des Kurzschlussstrombeitrages werden außerdem der Blockierzeitpunkt t_{Block} und der Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstromes t_p betrachtet.

In den folgenden Abschnitten werden die Mechanismen dargestellt, die den Wert der Ströme i_{Block} , i_p und I_k bestimmen. Dabei werden die in Abbildung 3.2 definierten Ventilströme i_{Vi} und Spannungen u_{Vi} über den Ventilen sowie der aus dem Stromrichter fließende Gleichstrom i_d betrachtet.

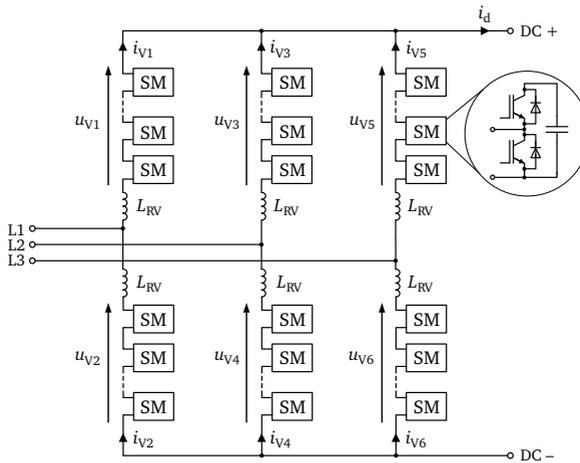


Abb. 3.2: Definition von Strömen und Spannungen für die Analyse des Stromrichterhaltens

Weiterhin wird in den darauf folgenden Abschnitten der Einfluss verschiedener Faktoren auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters detailliert betrachtet. Dazu wird der Einfluss am Beispiel eines Stromrichters mit einer Gleichspannung von 525 kV illustriert. Die genauen Zahlenwerte des Kurzschlussstromes verändern sich daher für andere Stromrichter, die gezeigten Einflüsse bleiben jedoch die

gleichem. Die gewonnenen Erkenntnisse werden in Abschnitt 3.1.6 abschließend zusammengefasst.

3.1.1 Blockiervorgang im Detail

Während der Blockierung tritt in der Regel keine der in der Arbeit definierten charakteristischen Kenngrößen zur Beschreibung des Kurzschlussstromes auf. Eine genaue Betrachtung der Blockierung der Stromrichter ist für die Bestimmung des Stoßkurzschlussstromes aber entscheidend.

Für ein Verständnis der Mechanismen innerhalb eines Stromrichters, die zur Blockierung führen, muss die Entwicklung der einzelnen Ventilströme betrachtet werden. Diese sind gemeinsam mit dem gleichstromseitigen Strom i_d des Stromrichters in Abbildung 3.3 dargestellt.

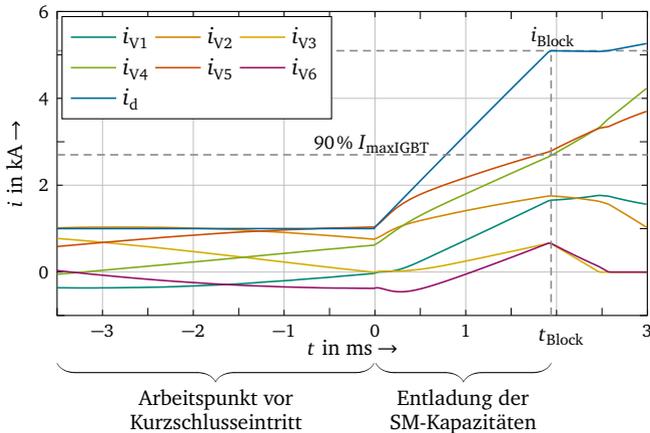


Abb. 3.3: Entwicklung der Ventilströme und des Gleichstromes während der Blockierung eines Stromrichters

Für den Zeitbereich $t < 0$ speist der Stromrichter einen Strom entsprechend des aktuellen Arbeitspunktes ein. Dafür werden die Submodule innerhalb der Stromrichterzweige von der Regelung ein- bzw. ausgeschaltet und dazu die IGBTs in den Submodulen angesteuert. Basierend auf der periodischen Spannung im Drehstromnetz ergibt sich bei einem konstanten Gleichstrom in den einzelnen Ventilen ein periodischer Stromverlauf.

Mit Kurzschlusseintritt auf der Gleichstromseite zum Zeitpunkt $t = 0$ kommt es zu einem Einbruch der Gleichspannung und einer unkontrollierten Entladung der

Submodul-Kapazitäten. Dadurch steigen die Ventilströme ausgehend vom aktuellen Wert an. Der Anstieg wird maßgeblich durch die Induktivität und den Widerstand im Stromkreis begrenzt. Dieser Stromkreis umfasst hier die Stromrichter und die Gleichstromseite mit dem Kurzschluss. Der wirksame Widerstand und Induktivität im Stromkreis ergeben sich damit aus den Ventildrosseln und den Widerständen der Ventile in den Stromrichterzweigen sowie den Induktivitäten und Widerständen von Leitungen und Drosseln auf der Gleichstromseite. Je nach Anzahl der eingeschalteten Submodule steigen die Ströme der einzelnen Ventile unterschiedlich schnell an. In der Folge steigt auch der Gleichstrom des Stromrichters an.

Die im Stromrichter verwendeten IGBTs sind empfindlich gegenüber zu hohen Strömen. Um eine thermische Beschädigung abzuwenden, werden sie daher bei Erreichen eines Schwellwertes blockiert. Dieser Schwellwert beträgt typischerweise 90% des maximal zulässigen Stromes I_{maxIGBT} .

Sobald der Schwellwert in einem Ventil erreicht wird, wird der gesamte Stromrichter blockiert. In Abbildung 3.3 ist dies für den Strom i_{v5} in Ventil 5 der Fall. Nach einer kurzen Verzögerung, bedingt Detektion, Datenverarbeitung und Signallaufzeiten, werden alle IGBTs blockiert (in der Arbeit wird ein Wert von $50 \mu\text{s}$ wie auch in [63, S. 164] verwendet). Dies ist zum Zeitpunkt t_{Block} der Fall. Die Dauer von Kurzschlusseintritt bis zur Blockierung des Stromrichters ist von vielen Faktoren abhängig, darunter dem Widerstand und der Induktivität im Stromkreis, der im Stromrichter gespeicherten Energie, dem Arbeitspunkt vor dem Kurzschluss und den genauen Ventilströmen zum Zeitpunkt des Kurzschlusseintrittes.

Der vom Stromrichter zum Zeitpunkt t_{Block} gelieferte Gleichstrom entspricht dem Blockierstrom i_{Block} und setzt sich aus der Summe der oberen beziehungsweise unteren Ventilströme zusammen. Zur genauen Bestimmung des Blockierstromes muss daher die Entwicklung der einzelnen Ventilströme vor der Blockierung betrachtet werden. In der Arbeit wird daher das in Abschnitt 2.3.1 beschriebene detaillierte Stromrichter-Modell vom Typ 4 verwendet. Der Blockierstrom kann mit vereinfachten Ersatzmodellen nicht genau ermittelt werden.

3.1.2 Kurzschlussstrombeitrag des blockierten Stromrichters im Detail

Nach der Blockierung der IGBTs fließt der Strom über die Freilaufdioden bzw. die Bypass-Thyristoren. Der Stromrichter verhält sich damit wie ein Dioden-Gleichrichter über den das Drehstromnetz auf den Kurzschluss im Gleichstromnetz speist. Der Kurzschluss im Gleichstromnetz erscheint damit ab dem Zeitpunkt t_{Block} als dreipoliger Kurzschluss im Drehstromnetz.

Abbildung 3.4 zeigt den Gleichstrom des Stromrichters und die Ventilströme. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind hier nur die oberen Ventilströme dargestellt.

Im normalen Betrieb und bis zum Zeitpunkt der Blockierung leiten die IGBTs in den Submodulen. Damit sind sowohl positive als auch negative Ventilströme möglich

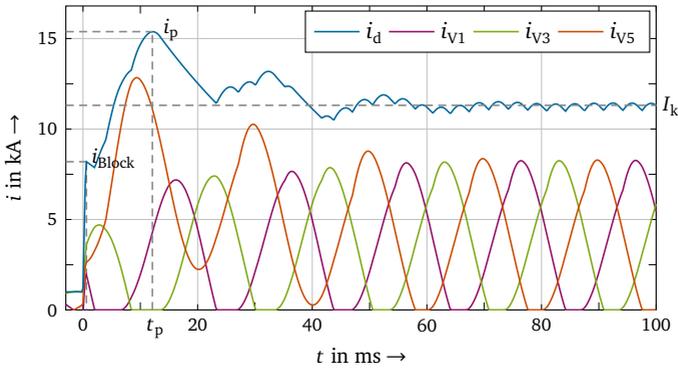


Abb. 3.4: Zusammensetzung des Kurzschlussstrombeitrages eines Stromrichters aus den einzelnen Ventilströmen

und alle Ventile führen einen Strom. Nach der Blockierung ist durch das Diodenverhalten nur noch ein positiver Stromfluss in den Ventilen möglich. Die Ventile führen daher nur einen Strom, wenn die Spannung über dem Ventil positiv ist. Bei einer angenommenen konstanten Gleichspannung ist dies von den Leiterspannungen am Drehstromanschluss des Stromrichters abhängig. Daher führen nach einer kurzen Übergangsphase nach der Blockierung nicht mehr alle Ventile gleichzeitig einen Strom. Bedingt durch die Spannungswinkel im Drehstromnetz kommutiert der Strom von einem Ventil auf das nächste. Die Anzahl der gleichzeitig leitenden Ventile ist von den Spannungsverhältnissen bzw. der Höhe des fließenden Gleichstromes abhängig. Auch die Ventildrossel beeinflusst den Kommutierungsvorgang zwischen den Ventilen erheblich.

Bei Betrachtung der Ventilströme in Abbildung 3.4 zeigt sich darin das Verhalten der Leiterströme des Drehstromnetzes, jeweils überlagert mit einem Gleichanteil. Die Ventilströme weisen die charakteristische Verlagerung nach einem Kurzschlussereignis auf. Besonders deutlich ist dies im hier dargestellten Fall für Ventilstrom i_{v5} zu sehen.

Da sich der Gleichstrom des Stromrichters aus der Summe der Ventilströme ergibt, zeigt sich auch dort ein transientes Verhalten. Der dabei maximal auftretende Kurzschlussstrom bildet den Stoßkurzschlussstrom i_p . Dabei ist zu beachten, dass der Stoßkurzschlussstrom in der Regel nicht zum Zeitpunkt des maximalen Ventilstromes auftritt. Zur genauen Bestimmung des Stoßkurzschlussstromes müssen daher die Zeitverläufe der einzelnen Ventilströme betrachtet werden.

Mit Abklingen der Ausgleichsvorgänge in den Ventilströmen stellt sich ein stationärer Zustand ein. Die Stromaufteilung auf die Ventile ist dabei innerhalb einer Netzperiode gleichmäßig. Der in diesem Zustand eingespeiste Gleichstrom entspricht dem Dauerkurzschlussstrom I_k . Dieser ist kein konstanter Gleichstrom, sondern weist eine für Dioden-Gleichrichter charakteristische Welligkeit auf.

Die für die Beschreibung des Kurzschlussstromes in dieser Arbeit verwendeten Größen i_p und I_k treten nach der Blockierung des Stromrichters auf. Der Blockiervorgang hat dennoch einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss und muss ebenfalls berücksichtigt werden. Zur Verdeutlichung zeigt Abbildung 3.5 den Vergleich des durch Simulationen ermittelten Kurzschlussstrombeitrages eines Stromrichters einmal mit und einmal ohne Modellierung der Blockierung.

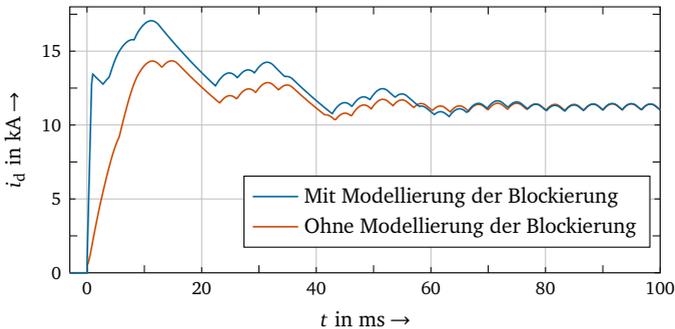


Abb. 3.5: Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters mit und ohne Modellierung der Blockierung

Es zeigt sich ein deutlicher Unterschied im transienten Verlauf. Bedingt durch die Entladung der Submodul-Kapazitäten stellt sich ein deutlich höherer Stoßkurzschlussstrom ein. Für die Bestimmung des Stoßkurzschlussstromes muss daher auch die Entladung der Submodul-Kapazitäten und die Blockierung des Stromrichters betrachtet werden. Dies ist in bisher vorgeschlagenen Berechnungsverfahren für Kurzschlussströme in HGÜ-Netzen wie [76] nicht der Fall.

Der Dauerkurzschlussstrom ist für beide Anordnungen identisch, da alle transienten Vorgänge bis dahin abgeklungen sind und der Dauerkurzschlussstrom ausschließlich von der Einspeisung aus dem Drehstromnetz bestimmt wird.

Nachdem die dem Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters zugrundeliegenden Mechanismen dargelegt wurden, werden in den nächsten Abschnitten der Einfluss einzelner Faktoren auf die Ausprägung des Kurzschlussstrombeitrages näher betrachtet.

3.1.3 Einfluss der Parameter des Gleichstromnetzes

Der Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters wird von einer Vielzahl an Faktoren beeinflusst. In diesem Abschnitt werden zuerst alle Größen innerhalb des Gleichstromnetzes betrachtet.

3.1.3.1 Elektrische Entfernung des Kurzschlusses

Die elektrische Entfernung des Kurzschlusses zum Stromrichter beeinflusst die elektrischen Größen im Gleichstromkreis. Aus Sicht des Stromrichters kann ein Kurzschluss im Gleichstromnetz auf die in Abbildung 3.6 dargestellte Ersatzschaltung reduziert werden.

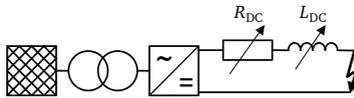


Abb. 3.6: Variation der elektrischen Entfernung des Kurzschlusses im Gleichstromnetz

Abhängig von der Entfernung des Kurzschlusses und den Leitungsbelägen weist der Gleichstromkreis eine Induktivität L_{DC} und einen Widerstand R_{DC} auf. Beide haben einen signifikanten Einfluss auf den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters. Den Einfluss der Induktivität L_{DC} zeigt Abbildung 3.7.

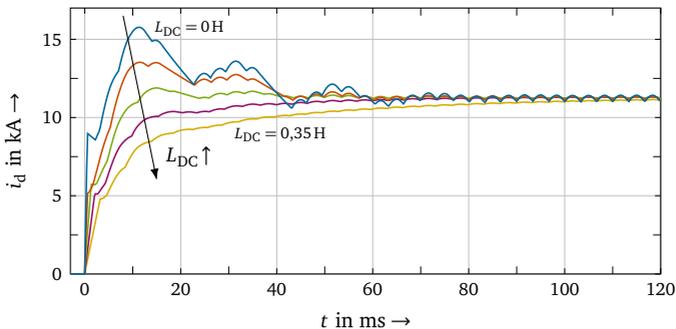


Abb. 3.7: Einfluss der Induktivität L_{DC} des Gleichstromkreises auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Wie zu sehen ist, beeinflusst die Induktivität des Gleichstromkreises den transienten Anfangsverlauf stark. Mit zunehmenden L_{DC} nimmt der Anstieg des Stromes während der Entladung der Submodul-Kapazitäten und die Blockierung erfolgt später. Auch der Blockierstrom nimmt mit zunehmenden L_{DC} ab, da die Ventilströme in den anderen Ventilen weniger stark angestiegen sind, wenn das erste Ventil den Schwellwert erreicht.

Für die Einspeisung aus dem Drehstromnetz hat die zusätzliche Induktivität im Gleichstromkreis ebenfalls einen Einfluss. Aus Sicht des Drehstromnetzes ergibt sich damit eine höhere Induktivität im Stromkreis, die zu einem kleineren Stoßkurzschlussstrom führt. Bei zunehmenden L_{DC} führt dies dazu, dass kein ausgeprägter Stoßkurzschlussstrom mehr auftritt. Der maximale Kurzschlussstrombeitrag ist in diesem Fall der Dauerkurzschlussstrom. Eine größere Induktivität im Gleichstromkreis führt außerdem dazu, dass es länger dauert bis sich ein stationärer Zustand einstellt und der Dauerkurzschlussstrom erreicht wird.

Die Höhe des Dauerkurzschlussstromes selbst wird von der Induktivität im Gleichstromkreis nicht beeinflusst, da es sich dabei um einen annähernd konstanten Gleichstrom handelt, der nur vom Gleichstromwiderstand bestimmt wird. Nur die Welligkeit des Dauerkurzschlussstrom nimmt mit zunehmenden L_{DC} ab.

Den Einfluss des Gleichstromwiderstandes R_{DC} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters zeigt Abbildung 3.8.

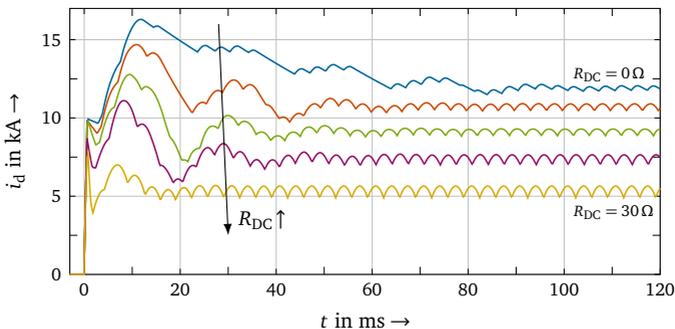


Abb. 3.8: Einfluss des Widerstandes R_{DC} des Gleichstromkreises auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Es zeigt sich, dass der Gleichstromwiderstand einen sehr geringen Einfluss auf die Entladung der Submodul-Kapazitäten hat. Die Anstiegsrate des Stromes und der Blockierzeitpunkt bleibt fast unverändert, auch die Höhe des Blockierstromes nimmt nur für hohe Werte von R_{DC} merklich ab. Die Reduktion ist dabei wesentlich kleiner als für die oben betrachtete Gleichstrominduktivität. Aus dem Vergleich

mit den für L_{DC} beobachteten Abhängigkeiten lässt sich schlussfolgern, dass die Vorgänge bis zur Blockierung maßgeblich von L_{DC} bestimmt werden.

Auf den Kurzschlussstromverlauf nach der Blockierung hat der Gleichstromwiderstand hingegen einen großen Einfluss. Wie zu sehen, nimmt sowohl der Stoßkurzschlussstrom als auch der Dauerkurzschlussstrom mit zunehmenden R_{DC} stark ab. Dies ist zu erwarten, da der Widerstand in einem Gleichstromkreis bei unveränderter Quellenspannung den fließenden Strom maßgeblich bestimmt.

Da der Blockierstrom für große Werte von R_{DC} nur wenig abnimmt, der Kurzschlussstrom nach der Blockierung gleichzeitig aber stark abnimmt, bildet der Blockierstrom für diesen Fall den maximalen Kurzschlussstrombeitrag und damit den Stoßkurzschlussstrom (gelbe Kurve in Abbildung 3.8).

Der Einfluss der Größen L_{DC} , R_{DC} nimmt im HGÜ-Netz mit steigender Fehlerentfernung in der Regel gemeinsam zu, da die Leitungen sowohl einen Widerstandsbelag als auch einen Induktivitätsbelag aufweisen. Daher treten auch die für beide beobachteten Effekte zusammen auf. Einzig für den Einbau von Drosseln oder FCL, die resistiv oder induktiv wirken, können hohe Werte jeweils nur für L_{DC} oder R_{DC} auftreten.

3.1.3.2 Zeitpunkt des Fehlereintritts

Im Gegensatz zu Kurzschlussströmen im Drehstromnetz lässt sich im Gleichstromnetz kein allgemeingültiger Eintrittszeitpunkt bestimmen, der zu dem größten Stoßkurzschlussstrom führt.

Aufgrund des symmetrischen Aufbaus des Stromrichters mit sechs Stromrichterzweigen wiederholen sich die Vorgänge mehrfach innerhalb einer Periode der Netzspannung. Bei einem stationären Arbeitspunkt ist es für die Betrachtung der Zeitabhängigkeit daher ausreichend ein Sechstel der Periode der Netzfrequenz zu betrachten. Innerhalb dieser Sechstel Periodendauer zeigt sich eine Zeitabhängigkeit des Kurzschlussstromverlaufes. Es lässt sich jeweils ein Zeitpunkt bestimmen, an dem der Kurzschluss maximal oder minimal wird. Der genaue Zeitpunkt ist von den Parametern R_{DC} , L_{DC} des Gleichstromkreises und dem aktuellen Arbeitspunkt des Stromrichters abhängig und muss für die jeweilige Konstellation ermittelt werden. Eine allgemeine Ableitung des kritischsten Zeitpunktes ist nicht möglich. Abbildung 3.9 zeigt den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters für den kritischsten und unkritischsten Zeitpunkt. Die Zeitpunkte wurden hier durch Simulation vieler möglicher Zeitpunkte ermittelt.

Beim Vergleich der Verläufe zeigt sich ein geringer Einfluss des Zeitpunktes des Kurzschlusseintritts auf die Höhe des Blockierstromes. Wie in Abschnitt 3.1.1 gezeigt ist der Blockierstrom von der Entwicklung der einzelnen Ventilströme abhängig. Die Stromverteilung in den Ventilen zum Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts beeinflusst die Entwicklung der Ventilströme und damit auch den sich ergebenden Blockier-

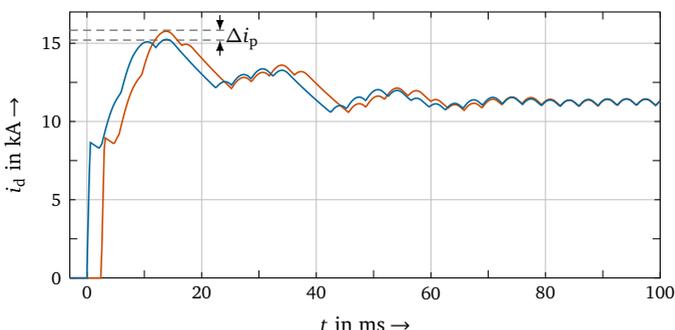


Abb. 3.9: Einfluss des Zeitpunktes des Kurzschlusseintritts auf den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters am Beispiel des größten und kleinsten auftretenden Stoßkurzschlussstromes

strom. Aus demselben Grund beeinflusst der Eintrittszeitpunkt auch die Dauer bis zur Blockierung geringfügig.

Durch den unterschiedlichen Eintrittszeitpunkt unterscheidet sich auch der absolute Blockierzeitpunkt und damit der Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts aus Sicht des Drehstromnetzes. Bedingt durch den geänderten Spannungswinkel ergibt sich eine geänderte Verlagerung in den Leiterströmen und damit auch ein Unterschied im Stoßkurzschlussstrom Δi_p wie in Abbildung 3.9 zu sehen.

Der Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts hat keinen Einfluss auf den Dauerkurzschlussstrom, da die transienten Vorgänge bis dahin abgeklungen sind.

3.1.4 Einfluss der Parameter des Stromrichters

Nach der Betrachtung der Einflussfaktoren auf der Gleichstromseite des Stromrichters werden in diesem Abschnitt die Einflussfaktoren innerhalb des Stromrichters untersucht.

3.1.4.1 Größe der Ventildrossel

Der Einfluss der Größe der Ventildrossel L_{RV} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters ist in Abbildung 3.10 dargestellt.

Wie zu sehen hat die Größe der Ventildrossel Auswirkungen auf den gesamten Kurzschlussverlauf. Die zunehmende Induktivität im Stromkreis beeinflusst den Blockiervorgang und führt zu einer Abnahme des Stromanstiegs und des sich er-

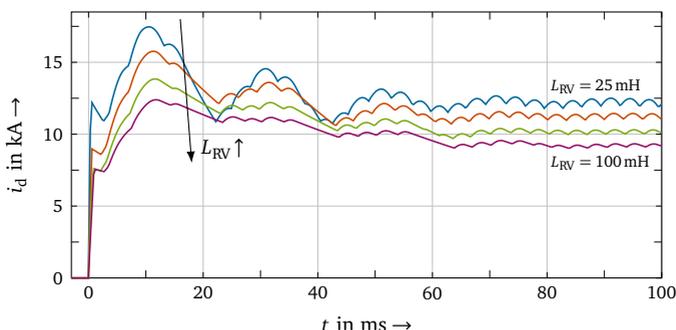


Abb. 3.10: Einfluss der Ventildrossel L_{RV} auf den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters

gebenden Blockierstromes, wie bereits für eine zunehmende Induktivität L_{DC} des Gleichstromkreises beobachtet.

Die zusätzliche Induktivität führt auch hier zu einer Abnahme des Stoßkurzschlussstromes bedingt durch eine geringere Verlagerung der Leiterströme im Drehstromnetz. Im Gegensatz zur Induktivität im Gleichstromkreis hat die Größe der Ventildrossel weiterhin einen Einfluss auf den Dauerkurzschlussstrom. Da die Induktivität in den Stromrichterzweigen die Kommutierungsvorgänge beeinflusst kommt es zu einer größeren Überlappung zwischen den Zweigen und es stellt sich ein niedrigerer Gleichstrom ein. Dieser Effekt beeinflusst auch den Stoßkurzschlussstrom und führt dort zu einer zusätzlichen Reduktion.

3.1.4.2 Strombelastbarkeit der IGBTs

Die Strombelastbarkeit der verwendeten IGBT-Module bestimmt bei festgelegter Gleichspannung die Leistung eines Stromrichters. Während aktuell IGBTs mit einer maximalen Stromtragfähigkeit von 3 kA zum Einsatz kommen, existieren Module für bis zu 6 kA wie beispielsweise [93, 98]. Den Einfluss von Modulen mit einer höheren Strombelastbarkeit auf den Kurzschlussstrom zeigt Abbildung 3.11.

Während der Anstieg des Stromes vor der Blockierung unverändert bleibt, ergibt sich mit zunehmender Strombelastbarkeit der IGBTs ein höherer Blockierstrom, da die Blockierung erst bei einem höheren Schwellwert erfolgt und der Strom in allen Ventilen damit länger ansteigen kann.

Aufgrund des Einflusses des Blockierstromes auf den Stoßkurzschlussstrom ergibt sich auch ein Unterschied im Stoßkurzschlussstrom. Die Auswirkung des höheren

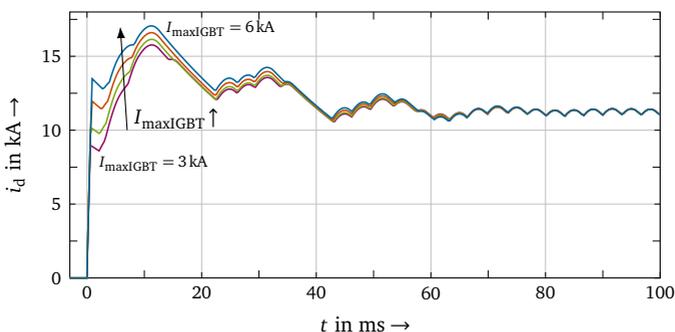


Abb. 3.11: Einfluss des maximalen IGBT-Stromes $I_{\max\text{IGBT}}$ auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Blockierstromes nimmt mit der Zeit ab und hat keinen Einfluss auf die Höhe des Dauerkurzschlussstromes.

3.1.4.3 Widerstand der Submodule

Jedes Ventil des MMC ist aus einer Vielzahl von Submodulen aufgebaut. Jedes dieser Submodule weist im eingeschalteten Zustand einen Widerstand R_{SM} auf. Dieser entspricht dem Widerstand des eingeschalteten IGBT bzw. der eingeschalteten Diode und bewegt sich in der Größenordnung von $\text{m}\Omega$. Durch die hohe Anzahl von Submodulen pro Ventil ergibt sich damit ein nicht vernachlässigbarer Widerstand des Ventils und damit auch ein Einfluss auf den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters. Abbildung 3.12 zeigt diesen Einfluss für verschiedene Werte von R_{SM} .

Während der Einfluss auf den Blockierstrom vernachlässigt werden kann, zeigt sich ein deutlicher Einfluss auf den Stoßkurzschlussstrom und den Dauerkurzschlussstrom. Dabei nehmen die Stromwerte mit zunehmenden R_{SM} ab.

Der resultierende Ventilwiderstand hängt von der Anzahl der Submodule pro Ventil und dem Widerstand R_{SM} ab. Beide Größen sind von der Auslegung des Stromrichters abhängig und liegen damit in der Regel nur dem Hersteller vor. Trotzdem muss der Einfluss der Ventilwiderstände bei der Berechnung des Kurzschlussstrombeitrages betrachtet werden.

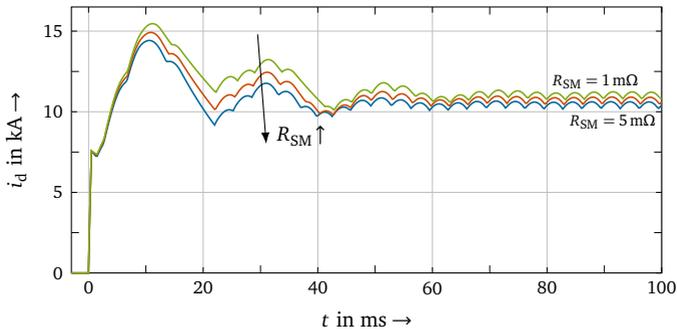


Abb. 3.12: Einfluss des Einschaltwiderstandes R_{SM} eines Submodules auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

3.1.4.4 Arbeitspunkt des Stromrichters

Die Auswirkung des Arbeitspunktes des Stromrichters auf den Kurzschlussstrombeitrag zeigt Abbildung 3.13. Dabei werden sowohl negative als auch positive Lastströme vor Kurzschlusseintritt betrachtet.

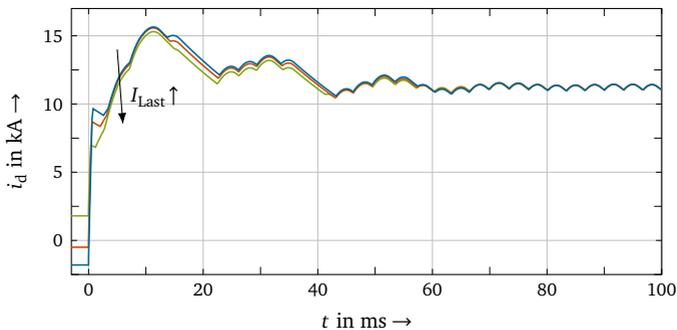


Abb. 3.13: Einfluss des vor Kurzschlusseintritt eingespeisten Laststromes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters für $I_{Last} = -1 \dots 1 \cdot I_{IDC}$

Es zeigt sich, dass der Blockierstrom mit zunehmenden Laststrom abnimmt und für den maximal positiven Laststrom am kleinsten wird. Der größte Blockierstrom stellt sich umgekehrt für den maximal negativen Laststrom ein. Die Unterschiede im Blockierstrom haben auch einen geringen Einfluss auf den Stoßkurzschlussstrom.

Der Dauerkurzschlussstrom bleibt unverändert, da alle transienten Vorgänge bis dahin abgeklungen sind.

Zur Erläuterung der Einflüsse des Laststromes werden die Verläufe der einzelnen Ventilströme für den maximal positiven und maximal negativen Laststrom in Abbildung 3.14 betrachtet.

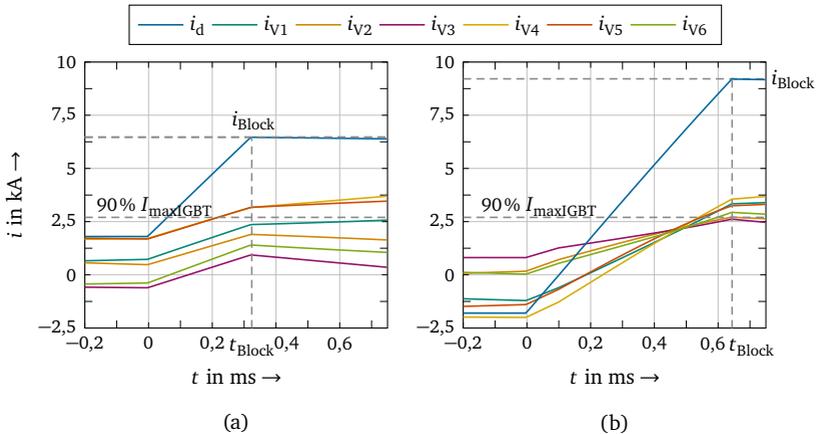


Abb. 3.14: Vergleich der Ventilströme für den Blockiervorgang bei verschiedenen Lastströmen vor Kurzschlusseintritt
 (a) Maximal positiver Laststrom
 (b) Maximal negativer Laststrom

Für den maximal positiven Laststrom in Abbildung 3.14 (a) ist der höchste Ventilstrom bei Kurzschlusseintritt bereits nahe am Schwellwert von 90 % des maximalen IGBT-Stromes. Nach Kurzschlusseintritt wird diese Schwelle daher schnell erreicht und alle IGBTs werden mit einer kurzen Zeitverzögerung, bedingt durch Signalverarbeitung und Signallaufzeiten, blockiert. Die Entladung der Submodul-Kapazitäten wird damit nach kurzer Zeit unterbrochen und der Strom steigt nur kurz an.

Im Gegensatz dazu sind die Ventilströme zum Zeitpunkt des Kurzschlusses bei maximal negativem Laststrom in Abbildung (b) wesentlich kleiner. Es dauert daher länger bis der Schwellwert erreicht wird. Zusätzlich steigen die Ventilströme hier unterschiedlich schnell. Dies führt dazu, dass nicht der zum Kurzschlusseintritt größte Ventilstrom (i_{v3}) sondern der kleinste Ventilstrom (i_{v4}) als erstes den Schwellwert von 90 % des maximalen IGBT-Stromes erreicht. Damit findet die Blockierung noch später statt. Alle Ventilströme steigen bis zur Blockierung daher länger an und haben zum Zeitpunkt der Blockierung einen höheren Wert. Dies führt zu einem

insgesamt höheren Blockierstrom. Der geringere Vorlaststrom wird dabei durch die längere Entladungszeit mehr als kompensiert.

Einen zusätzlichen Einfluss hat die Gleichspannung, die am Stromrichter bei einem negativen Laststrom erhöht ist. Dadurch ist in den Submodul-Kapazitäten mehr Energie gespeichert was zu einer leicht höheren Anstiegsrate der Ventilströme führt.

3.1.4.5 Im Stromrichter gespeicherte Energie

Die im Stromrichter gespeicherte Energie speist einen Teil des Kurzschlussstrombeitrages. Dabei ist die Energie in den Submodul-Kapazitäten gespeichert. Die genaue Größe dieser Kapazitäten ist abhängig von der Auslegung des Stromrichters, typischerweise wird sie jedoch so gewählt, dass die im Stromrichter gespeicherte Energie im Bereich 30 – 40 kJ/MVA liegt [20]. Zusätzlichen Einfluss auf die gespeicherte Energie hat die Gleichspannung, welche innerhalb eines zulässigen Spannungsbandes variieren kann [84, S. 29]. Den Einfluss der im Stromrichter gespeicherten Energie auf den Verlauf des Kurzschlussstromes zeigt Abbildung 3.15.

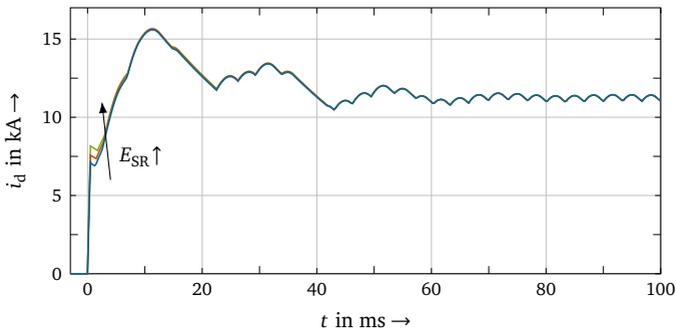


Abb. 3.15: Einfluss der im Stromrichter gespeicherten Energie E_{SR} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters für $E_{SR} = 30 \dots 40$ kJ/MVA

Es zeigt sich nur ein geringer Einfluss auf die Höhe des Blockierstromes. Bei einem höheren Energieinhalt steigen die Ventilströme schneller an, was zu einem etwas höheren Blockierstrom führt. Der Einfluss der im Stromrichter gespeicherten Energie auf den Stoßkurzschlussstrom ist hingegen minimal. Auch der Dauerkurzschlussstrom bleibt unverändert.

3.1.5 Einfluss der Parameter des Drehstromnetzes

Nach der Betrachtung der Einflussfaktoren des Gleichstromnetzes und des Stromrichters werden abschließend die Einflussfaktoren des Drehstromnetzes betrachtet. Dabei wird das Drehstromnetz ab dem Klemmen des Stromrichters definiert. Das Drehstromnetz umfasst für die folgenden Betrachtungen damit sowohl das speisende Netz als auch den Stromrichtertransformator.

3.1.5.1 Höhe der Spannung des Drehstromnetzes

Die Höhe der Spannung auf der Drehstromseite eines Stromrichters richtet sich in erster Linie nach der gewünschten Gleichspannung. Entsprechend des gewählten Modulationsindexes kann die benötigte Spannung auf der Drehstromseite ermittelt werden. Der Einfluss der Spannung U_{AC} auf der Drehstromseite ist in Abbildung 3.16 dargestellt.

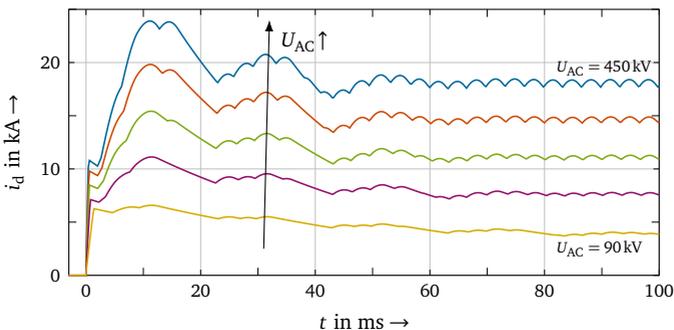


Abb. 3.16: Einfluss der Spannung U_{AC} des speisenden Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Es zeigt sich ein starker Einfluss auf die Höhe des Kurzschlussstrombeitrages. Sowohl der Anstieg des Stromes nach Kurzschlusseintritt als auch die Höhe des Blockierstromes steigen dabei mit zunehmender Spannung U_{AC} . Die Spannung des Drehstromnetzes hat auch hier einen Einfluss, da der Kurzschlussstrom vor der Blockierung nicht ausschließlich von den Submodul-Kapazitäten sondern auch aus dem Drehstromnetz gespeist wird. Mit einer höheren Spannung U_{AC} ergibt sich hier ein größerer Anstieg aller Ventilströme und damit ein größerer Wert des Blockierstromes, der sich wie bereits erläutert aus der Summe aller Ventilströme zusammensetzt.

Nach der Blockierung wird der gesamte Kurzschlussstrom aus dem Drehstromnetz gespeist, weshalb sich hier ein noch größerer Einfluss der treibenden Spannung U_{AC} zeigt. Sowohl der Stoßkurzschlussstrom als auch der Dauerkurzschlussstrom nehmen mit zunehmender Spannung U_{AC} stark zu.

3.1.5.2 Impedanz des Drehstromnetzes

Die Impedanz des Drehstromnetzes umfasst die Impedanz des Stromrichtertransformators und die Innenimpedanz des speisenden Netzes. Die Impedanz setzt sich dabei aus einer Reaktanz X_{AC} und einem Widerstand R_{AC} zusammen. Dabei überwiegt sowohl im Stromrichtertransformator als auch im speisenden Netz der Anteil der Reaktanz X_{AC} deutlich. Der Einfluss dieser Reaktanz X_{AC} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters zeigt Abbildung 3.17.

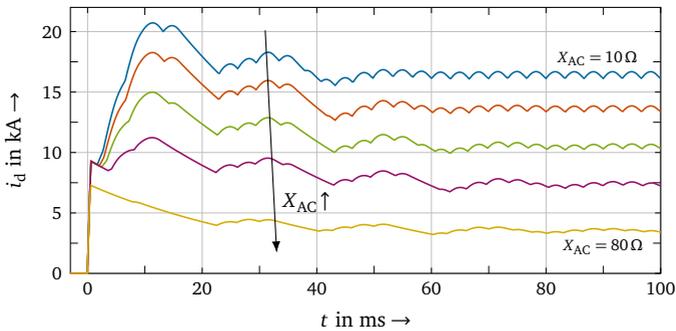


Abb. 3.17: Einfluss der Reaktanz X_{AC} des speisenden Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Ein Einfluss auf den Blockiervorgang zeigt sich hier nur für einen sehr hohen Wert von X_{AC} und damit ein sehr schwaches Netz. Nach der Blockierung zeigt sich hingegen ein starker Einfluss von X_{AC} . Mit zunehmender Reaktanz nimmt sowohl die Höhe des Stoßkurzschlussstromes als auch die Höhe des Dauerkurzschlussstromes deutlich ab. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die Reaktanz von X_{AC} den Kurzschlussstrombeitrag aus dem Drehstromnetz maßgeblich bestimmt.

Da der Kurzschlussstrom vor der Blockierung nur gering aber nach der Blockierung aber sehr stark von der Reaktanz von X_{AC} beeinflusst wird, kann der Blockierstrom für sehr schwache Netze den Stoßkurzschlussstrom bestimmen (gelbe Kurve in Abbildung 3.17).

Wie oben bereits ausgeführt ist der Widerstand R_{AC} des Drehstromnetzes wesentlich kleiner als X_{AC} . Da die Reaktanz die gesamte Impedanz des Drehstromnetzes

maßgeblich bestimmt, hat der Widerstand R_{AC} nur einen geringen Einfluss auf den Kurzschlussstrombeitrag wie Abbildung 3.18 zeigt.

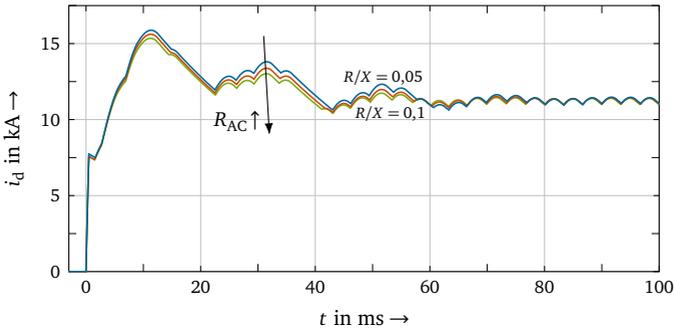


Abb. 3.18: Einfluss des Widerstandes R_{AC} des speisenden Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Der deutlichste Einfluss des Widerstandes R_{AC} zeigt sich auf die Höhe des Stoßkurzschlussstromes. Mit zunehmenden R_{AC} nimmt der Stoßkurzschlussstrom ab. Dies kann mit dem abnehmenden X/R -Verhältnis im Drehstromnetz erklärt werden. Dadurch ergibt sich eine geringere Verlagerung in den Leiterströmen und somit auch eine Reduktion des Stoßkurzschlussstromes. Der Einfluss des Widerstandes R_{AC} auf den Blockierstrom und den Dauerkurzschlussstrom ist vernachlässigbar.

In HGÜ-Netzen mit bipolarer Konfiguration ist zu beachten, dass sich die Impedanz des Drehstromnetzes für Pol-Pol-Kurzschlüsse ändert. Während bei einem Pol-Neutral- oder Pol-Erde-Kurzschluss nur ein Stromrichter einen Kurzschlussstrom einspeist, speisen bei einem Pol-Pol-Kurzschluss beide Stromrichter den Kurzschlussstrom. Dies ist in Abbildung 3.19 illustriert.

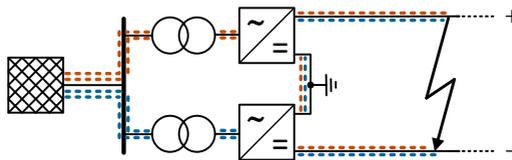


Abb. 3.19: Doppelte Einspeisung aus dem Drehstromnetz bei einem Pol-Pol-Kurzschluss in bipolaren HGÜ-Netzen

Während beide Stromrichter jeweils über einen eigenen Stromrichtertransformator angeschlossen sind, werden sie aus demselben Drehstromnetz gespeist. Damit ergibt sich die Innenimpedanz des vorgelagerten Drehstromnetzes als gemeinsamer Strompfad. Dies führt dazu, dass sich über dieser Innenimpedanz ein doppelter Spannungsfall ergibt. Die Innenimpedanz wirkt deshalb aus Sicht des einzelnen Stromrichters doppelt. Dies ist bei der Berechnung der Innenimpedanz für Pol-Pol-Kurzschlüsse in bipolaren Netzen zu beachten.

3.1.5.3 Frequenz des Drehstromnetzes

Den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters für ein Drehstromnetz mit 50 Hz und 60 Hz zeigt Abbildung 3.20. Dabei ist die Netzimpedanz $R_{AC} + j X_{AC}$ für beide Netze gleich.

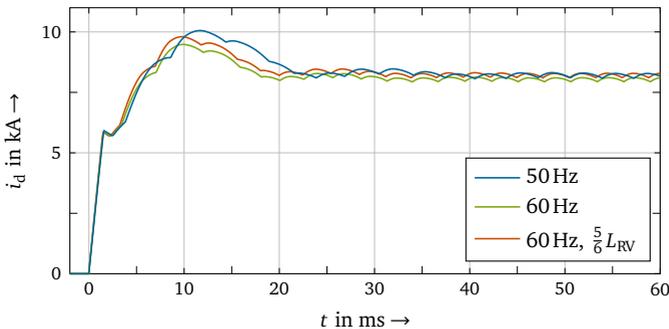


Abb. 3.20: Einfluss der Frequenz f_{AC} des Drehstromnetzes auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Es zeigt sich kein Unterschied im Blockierstrom, erst nach der Blockierung unterscheiden sich die Verläufe des Kurzschlussstromes. Der Stoßkurzschlussstrom wird bei einer Frequenz von 60 Hz schneller erreicht. Sowohl der Stoßkurzschlussstrom als auch der Dauerkurzschlussstrom sind etwas geringer als bei einer Frequenz von 50 Hz. Ein Grund dafür liegt im Einfluss der Ventildrossel L_{RV} . Diese beeinflusst die Kommutierungen zwischen den Stromrichterzweigen, welche bei einer höheren Frequenz häufiger ablaufen. Wird die Größe der Ventildrossel entsprechend des Frequenzverhältnisses angepasst (oranjer Graph in Abbildung 3.20), verringert sich der Unterschied im Stoßkurzschlussstrom und es ergibt sich derselbe Dauerkurzschlussstrom. Die unterschiedliche Netzfrequenz zeigt sich nur noch an der Welligkeit des Dauerkurzschlussstromes.

Der geringfügige Unterschied im Stoßkurzschlussstrom erklärt sich aus dem Einfluss der Induktivität im Gleichstromnetz L_{DC} . Da die Vorgänge bei einer höheren Netzfrequenz schneller ablaufen (größeres di/dt) ergibt sich ein größerer Einfluss der Induktivität, die den Strom begrenzt und zu einem etwas kleineren Stoßkurzschlussstrom führt. Wie oben beschrieben hat die Induktivität im Gleichstromkreis keinen Einfluss auf den Dauerkurzschlussstrom, weshalb dieser für beide Frequenzen gleich ist.

3.1.6 Zusammenfassung der Einflussfaktoren

Die Einflüsse der betrachteten Einflussfaktoren auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters sind abschließend in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Dabei wird jeweils der Einfluss auf den Blockierstrom, i_{Block} , den Stoßkurzschlussstrom i_p und den Dauerkurzschlussstrom I_k qualitativ von 0 (kein Einfluss) bis +++ (starker Einfluss) bewertet.

Tab. 3.1: Qualitative Bewertung der Einflussfaktoren auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters

Einflussfaktor	i_{Block}	i_p	I_k
L_{DC}	+++	+++	0
R_{DC}	+	+++	+++
t_{KS}	+	+	0
L_{RV}	+++	++	++
$I_{maxIGBT}$	+++	+	0
R_{SM}	0	+	+
I_{Last}	++	+	0
E_{SR}	+	0	0
U_{AC}	+++	+++	+++
X_{AC}	+	+++	+++
R_{AC}	0	+	0
f_{AC}	0	+	0*

* Bei angepasstem Wert der Ventildrossel L_{RV}

Während die Einflüsse in den vorangegangenen Abschnitten jeweils isoliert betrachtet wurden, haben diese zusätzlich teilweise eine Abhängigkeit untereinander.

Bestimmte Faktoren verändern sich zudem in Zusammenhang miteinander, beispielsweise die Impedanz und Spannung des speisenden Drehstromnetzes.

Anhand der hier identifizierten Einflussfaktoren auf den Stoßkurzschlussstrom und Dauerkurzschlussstrombeitrag von Stromrichtern können für die in Kapitel 4 vorgestellten Berechnungsverfahren die jeweils zu berücksichtigenden Größen abgeleitet werden.

3.2 Beitrag der Leitungen

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten der Beitrag von Stromrichtern zum Kurzschlussstrom untersucht wurde, wird in den folgenden Abschnitten der Beitrag von Leitungen näher untersucht. Deren Beitrag wird durch die Entladung der Leitungskapazitäten bestimmt.

Der Entladevorgang nach einem Kurzschluss wird detailliert im nächsten Abschnitt betrachtet. In den darauf folgenden Abschnitten wird näher auf das unterschiedliche Verhalten von Freileitungen und Kabeln sowie Einflüsse auf deren Kurzschlussstrombeitrag eingegangen.

3.2.1 Entladung von aufgeladenen Leitungen

Freileitungen und Kabel sind vor Kurzschlusseintritt auf die Gleichspannung des HGÜ-Netzes aufgeladen. Nach einem Kurzschluss entlädt sich die in den Leitungskapazitäten gespeicherte Energie und liefert einen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Da es sich bei Leitungen um ausgedehnte Elemente handelt, verläuft die Entladung entlang der Leitung. Zur Verdeutlichung der dabei ablaufenden Mechanismen wird der Kurzschluss einer aufgeladenen leerlaufenden Leitung in Abbildung 3.21 betrachtet.

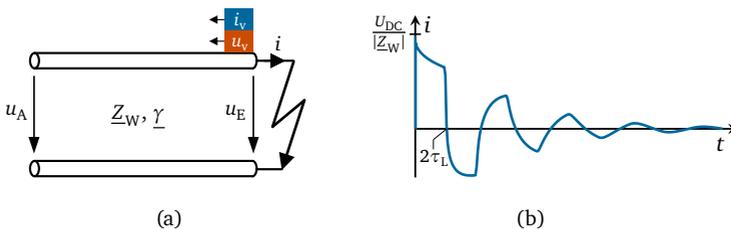


Abb. 3.21: Kurzschluss einer aufgeladenen Leitung
 (a) Ausbreitung der Wanderwellen nach dem Kurzschluss
 (b) Kurzschlussstrom am Leitungsende

Im stationären Zustand vor Kurzschlusseintritt ist die Leitung auf die Spannung U_{DC} aufgeladen. Der Kurzschluss am Leitungsende zwingt die Spannung u_E auf Null, dies entspricht einem Spannungssprung um $-U_{DC}$. Dieser Spannungssprung breitet sich in Form einer vorwärtslaufenden Spannungswelle u_v entlang der Leitung aus. Die Ausbreitung auf der Leitung wird dabei vom Wellenwiderstand Z_W und der Ausbreitungskonstante $\underline{\gamma}$ der Leitung beeinflusst. Diese ergeben sich aus den Leitungsbelägen (siehe Abschnitt 2.3.2).

Mit der Spannungswelle geht eine vorwärts laufende Stromwelle i_v einher. Beide sind über den Wellenwiderstand Z_W der Leitung gekoppelt. Damit ergibt sich ein initialer Kurzschlussstrom von $U_{DC}/|Z_W|$. Im Weiteren wird nur die für den Kurzschlussstrombeitrag entscheidende Stromwelle betrachtet.

Nach der Laufzeit τ_L erreichen die Stromwelle den Anfang der Leitung und wird dort bei dem hier betrachteten offenen Leitungsabschluss vollständig reflektiert. Sind weitere Leitungen angeschlossen, wird nur ein Teil der Welle reflektiert, ein anderer Teil läuft in die angeschlossenen Leitungen weiter.

Die nach der Reflexion rückwärts laufende Welle läuft entlang der Leitung zurück und erreicht nach insgesamt $2\tau_L$ wieder die Kurzschlussstelle. Dort wird sie reflektiert, was zu einer Richtungsumkehr des Kurzschlussstromes führt (siehe Abbildung 3.21 (b)). Die reflektierte Welle läuft erneut in die Leitung hinein und die oben beschriebenen Vorgänge wiederholen sich.

Bedingt durch die Verluste auf der Leitung ist der Entladevorgang gedämpft und nimmt mit der Zeit ab. Auch die anfängliche sprungförmige Strom- und Spannungsänderung wird durch die Leitungsbeläge verändert, so dass sich anstatt eines rechteckförmigen Verlaufes der in Abbildung 3.21 (b) dargestellte Kurzschlussstromverlauf ergibt. Der genaue Verlauf des Kurzschlussstromes hängt dabei von den Leitungsparametern, der Leitungslänge und dem Abschluss des nicht fehlerbetroffenen Leitungsendes ab.

3.2.2 Vergleich von Kabel und Freileitungen

Freileitungen und Kabel unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Leitungsparameter stark. Beispielsweise weisen Kabel einen wesentlich höheren Kapazitätsbelag und damit einen geringeren Wellenwiderstand auf. Ebenfalls bedingt durch die unterschiedlichen Leitungsparameter ist die Ausbreitungsgeschwindigkeit auf dem Kabel geringer als auf der Freileitung und das Kabel weist eine stärkere Dämpfung auf. [76, S. 161 ff.]. Dies äußert sich auch in einem unterschiedlichen Kurzschlussstrombeitrag wie Abbildung 3.22 zeigt.

Auffallend ist die wesentlich größere Amplitude der Kabelentladung. Dies liegt an dem deutlich geringeren Wellenwiderstand von Kabeln gegenüber Freileitungen,

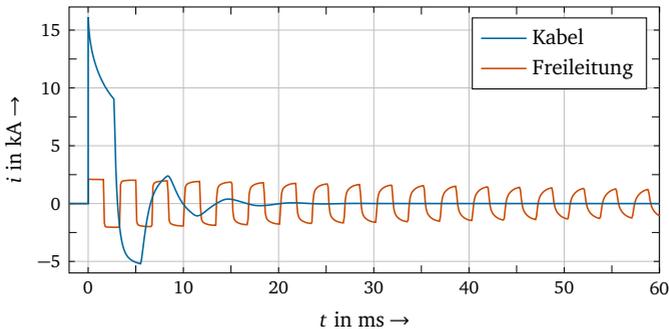


Abb. 3.22: Vergleich des Kurzschlussstrombeitrages eines Kabels und einer Freileitung gleicher Länge bei einem Pol-Pol-Kurzschluss direkt am Leitungsende

was wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt bei gleicher Spannung U_{DC} zu einem höheren initialen Entladestrom führt.

Am schnelleren Abklingen der Kabelentladung zeigt sich die im Vergleich zur Freileitung stärkere Dämpfung des Kabels. Während der Kurzschlussstrom des Kabels im hier gezeigten Beispiel nach ungefähr 30 ms abgeklungen ist, hat die Amplitude der Freileitungsentladung in dieser Zeit nur unwesentlich abgenommen. Weiterhin weist die Freileitung eine höhere Ausbreitungsgeschwindigkeit und damit eine kleinere Laufzeit auf, sodass der Entladevorgang dort gegenüber dem Kabel mit einer höheren Frequenz abläuft.

Hier nicht dargestellt ist die Abhängigkeit von der Art des Kurzschlusses, diese wurde in [76, S. 161 ff.] untersucht. Bei Kabeln unterscheidet sich der Wellenwiderstand bei Pol-Erde- und Pol-Pol-Kurzschlüssen nur unwesentlich, daher weisen sie für beide Kurzschlussarten dasselbe Kurzschlussverhalten auf. Dies ist bei Freileitungen nicht der Fall, dort ist der Kurzschlussstrom bei Pol-Erde-Kurzschlüssen geringer und stärker gedämpft.

3.2.3 Einfluss der Leitungsdrosseln

Bisher wurde das Verhalten bei einem Kurzschluss direkt an den Klemmen der Leitung betrachtet. Wie in Abschnitt 2.1.5 ausgeführt werden die Leitungen in HGÜ-Netzen an beiden Enden durch Leitungsdrosseln abgeschlossen. Bei Kurzschlüssen, die nicht direkt auf der Leitung auftreten, wie beispielsweise einem Sammelschienen-Kurzschluss, wird die Entladung der Leitung von den Leitungsdrosseln beeinflusst. Abbildung 3.23 zeigt diesen Einfluss für ein Kabel.

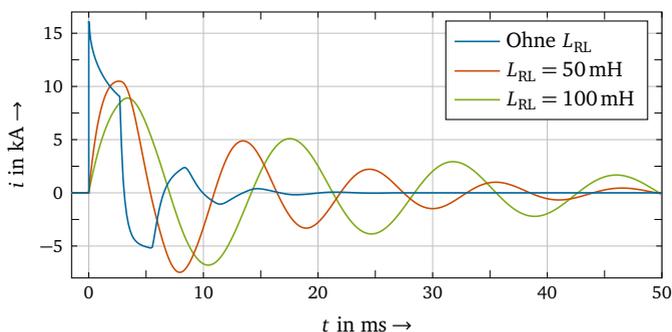


Abb. 3.23: Einfluss der Leitungsdrossel L_{RL} auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels. Vergleich eines Kurzschluss direkt an den Kabelklemmen mit einem Kurzschluss hinter den Leitungsdrosseln.

Durch die Induktivität zwischen Kabel und Kurzschluss kommt es an den Kabelklemmen nicht zu einem abrupten Einbruch der Spannung, der Verlauf des Kurzschlussstromes ähnelt damit einer gedämpften Sinus-Schwingung. Die Amplitude, Frequenz und Dämpfung des Kurzschlussstrombeitrages wird dabei mit zunehmendem Wert der Leitungsdrossel L_{RL} kleiner. Dies führt dazu, dass die Entladung für höhere Werte von L_{RL} zeitlich ausgedehnter ist. Der Beitrag des Kabels im Zeitbereich von 10 – 20 ms ist daher mit der Leitungsdrossel wesentlich größer als für einen direkten Kurzschluss des Kabels. In diesem Zeitbereich tritt auch der Stoßkurzschlussstrom der den gesamten Kurzschlussstrom dominierenden Stromrichter auf (siehe Abschnitt 2.2.6). Damit ergibt sich mit Leitungsdrosseln ein höherer Beitrag der Kabel zum Stoßkurzschlussstrom und somit insgesamt ein höherer Stoßkurzschlussstrom im HGÜ-Netz (Dies wird in Abschnitt 3.4.2 vertieft dargestellt). Im Folgenden wird daher zur Abschätzung des kritischsten Kurzschlusses immer ein Kurzschluss hinter den Leitungsdrosseln betrachtet.

Den Einfluss der Leitungsdrosseln auf den Kurzschlussstrombeitrag von Freileitungen zeigt Abbildung 3.24.

Auch hier zeigt sich durch die Leitungsdrosseln eine geänderte Kurvenform der Entladung. Wie bei der Kabelentladung nimmt hier ebenfalls die Dämpfung der Entladung mit L_{RL} zu. Im Gegensatz zur Kabelentladung hat dies aber nur einen geringen Einfluss auf den Zeitbereich von 10 – 20 ms, da die Freileitung wegen ihrer geringeren Dämpfung auch ohne Leitungsdrossel zu dieser Zeit noch einen Kurzschlussstrombeitrag liefert.

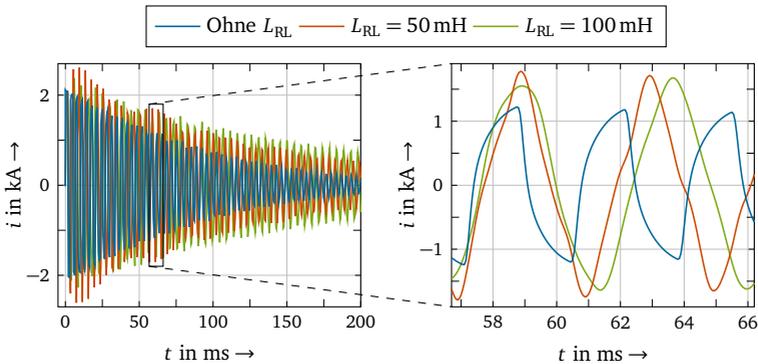


Abb. 3.24: Einfluss der Leitungsdrossel L_{RL} auf den Kurzschlussstrombeitrag einer Freileitung. Vergleich eines Kurzschluss direkt an den Klemmen der Freileitung mit einem Kurzschluss hinter den Leitungsdrosseln.

3.2.4 Einfluss der Leitungslänge

Den Einfluss der Leitungslänge auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels zeigt Abbildung 3.25.

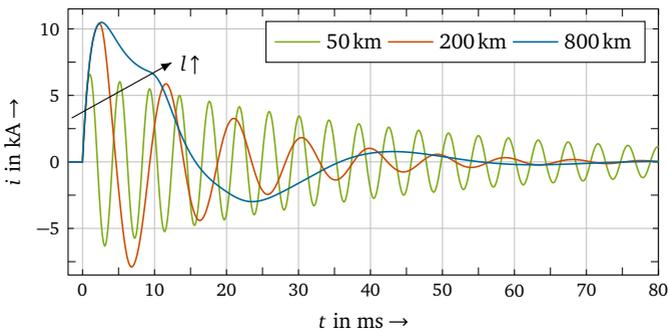


Abb. 3.25: Einfluss der Kabellänge l auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Kabels

Da die Ausbreitungsgeschwindigkeit gleich bleibt, nimmt die Laufzeit auf der Leitung mit der Leitungslänge zu. Dies äußert sich in einer niedrigeren Frequenz des Entladevorgangs längerer Kabel. Weiterhin steigt die Amplitude der ersten Welle

für größere Leitungslängen. Für sehr lange Kabel (blauer Verlauf in Abbildung 3.25) zeigt sich wieder mehr der Wanderwellencharakter der Entladung.

Die Dämpfung der Entladung nimmt hingegen mit der Kabellänge zu. Die Zunahme der Dämpfung überwiegt dabei die Zunahme der Amplitude mit der Kabellänge. Somit können kurze Kabel im für den gesamten Stoßkurzschlussstrom interessanten Zeitbereich von 10 bis 20 ms einen höheren Kurzschlussbeitrag liefern als lange Kabel.

Bei Freileitungen zeigen sich sehr ähnliche Abhängigkeiten von der Leitungslänge, wie in Abbildung 3.26 dargestellt.

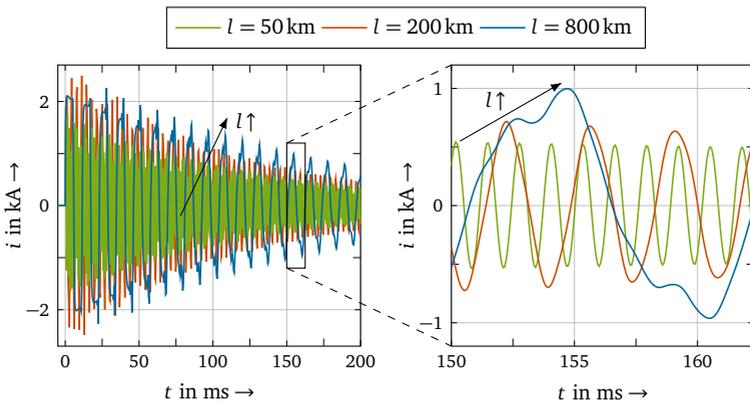


Abb. 3.26: Einfluss der Leitungslänge l auf den Kurzschlussstrombeitrag einer Freileitung

Auch hier zeigt sich die mit der Leitungslänge abnehmende Frequenz der Entladung. Auch die Amplitude der Entladung ist bei Freileitungen für größere Leitungslängen höher. Für lange Freileitungen zeigt sich auch hier mehr der Wellencharakter der Entladung. Im Gegensatz zum Kabel ändert sich die Dämpfung der Entladung bei Freileitungen nur geringfügig.

3.2.5 Beitrag entfernter Leitungen

Bisher wurde nur die Entladung einer einzelnen Leitung betrachtet. In HGÜ-Netzen sind an der Sammelschiene am nicht fehlerbetroffenen Leitungsende in der Regel weitere Leitungen angeschlossen, die sich durch den Einbruch der Spannung ebenfalls entladen. Zur Untersuchung des Einflusses entfernter Leitung wird die Anordnung in Abbildung 3.27 mit zwei Leitungen betrachtet.

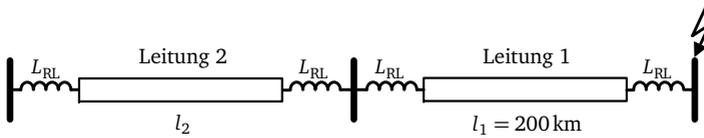


Abb. 3.27: Anordnung zur Untersuchung des Kurzschlussstrombeitrages einer angrenzenden und einer entfernten Leitung

Während die erste Leitung eine feste Länge l_1 von 200 km hat, wird die Länge l_2 der entfernten Leitung variiert. Für zwei Kabel zeigt Abbildung 3.28 den Einfluss der Länge l_2 des entfernten Kabels auf den gemeinsamen Kurzschlussstrombeitrag. Zum Vergleich ist die Einhüllende der reinen Entladung des ersten Kabels eingezeichnet, wenn sich dieses ohne zusätzliche Leitungen entladen würde.

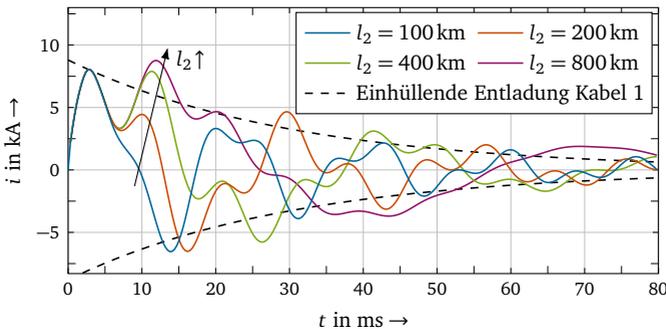


Abb. 3.28: Einfluss der Länge l_2 des entfernten Kabels auf den Kurzschlussstrombeitrag der Anordnung aus zwei Kabeln

Es zeigt sich, dass die erste Entladungswelle für alle Anordnungen gleich ist und nur vom ersten Kabel bestimmt wird. Erst danach unterscheiden sich die Zeitverläufe. Beim Vergleich mit der Einhüllenden der Entladung von Kabel 1 zeigt sich, dass der gesamte Kurzschlussstrom der Anordnung im für den gesamten Stoßkurzschlussstrom entscheidenden Zeitbereich von 10 - 20 ms durch das entfernte Kabel kleiner wird, wenn die Länge des entfernten Kabels nicht größer als die Länge des ersten Kabels ist (blauer und oranger Verlauf in Abbildung 3.28). Erst bei deutlich größeren Kabellängen (grüner und violetter Verlauf in Abbildung 3.28) zeigt sich ein höherer Kurzschlussstrombeitrag in diesem Zeitbereich. Der größte Teil des Kurzschlussstromes kommt jedoch auch in diesem Fall vom ersten Kabel.

Weiterhin ist zu bedenken, dass Kabel nur einen kleinen Beitrag zum gesamten Stoßkurzschlussstrom im Netz liefern. Dieser wird hauptsächlich durch die blockierten Stromrichter gespeist (siehe Abschnitt 2.2.6). Der Beitrag entfernter Kabel zum gesamten Stoßkurzschlussstrom ist daher noch geringer und kann vernachlässigt werden.

Für den Einfluss von entfernten Freileitungen wird weiterhin die Anordnung in Abbildung 3.27 betrachtet, jedoch mit beiden Leitungen als Freileitung ausgeführt. Den Einfluss der Länge l_2 der entfernten Freileitung zeigt Abbildung 3.29.

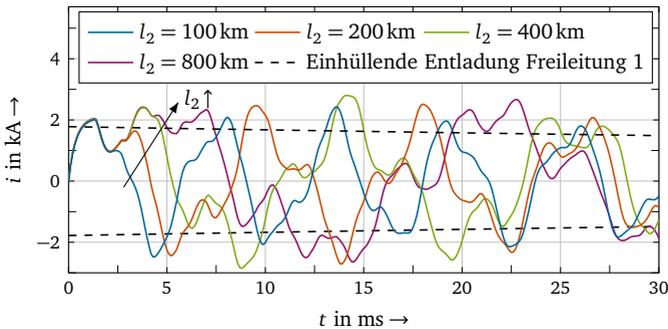


Abb. 3.29: Einfluss der Länge l_2 der entfernten Freileitung auf den Kurzschlussstrombeitrag der Anordnung aus zwei Freileitungen

Durch die höhere Frequenz und niedrigere Dämpfung der Freileitungsentladung zeigt sich hier ein weniger klares Bild als bei der Betrachtung entfernter Kabel. Der Kurzschlussstrom der Anordnung ist jedoch für alle Längen l_2 höher als der der ersten Freileitung. Weiterhin haben alle Anordnungen im für den gesamten Stoßkurzschlussstrom wichtigen Zeitbereich von 10 - 20 ms eine ähnliche Überhöhung gegenüber der Entladung von Freileitung 1.

Da der Kurzschlussstrombeitrag von Freileitungen nochmals deutlich kleiner als der von Kabeln ist, fällt der Kurzschlussstrombeitrag entfernter Freileitungen auf den gesamten Stoßkurzschlussstrom noch weniger ins Gewicht als dies schon bei Kabeln der Fall war und kann ebenfalls vernachlässigt werden.

3.2.6 Gemeinsamer Beitrag von Kabeln und Freileitungen

Bisher wurden die Kurzschlussstrombeiträge von Kabeln und Freileitungen getrennt betrachtet. Da in einem HGÜ-Netz beide Leitungstechnologien gemeinsam auftreten können, wird in diesem Abschnitt die gemeinsame Entladung von Kabel und Freileitungen betrachtet. Dazu wird wieder die Anordnung aus Abbildung 3.27

genutzt. Beide Leitungen haben eine Länge von 200 km aber unterschiedliche Leitungstechnologien. Den resultierenden Kurzschlussstrombeitrag der Anordnungen mit Freileitung und Kabel zeigt Abbildung 3.30 (a). Zum Vergleich ist jeweils der Kurzschlussstrombeitrag eines einzelnen 200 km langen Kabels ebenfalls eingetragen. Weiterhin können Kabel und Freileitungen innerhalb eines Leitungsabschnittes zum Einsatz kommen. In diesem Fall befinden sich keine Leitungsdrosseln L_{RL} zwischen Kabel und Freileitung. Den Kurzschlussstrombeitrag einer solchen Anordnung zeigt Abbildung 3.30 (b).

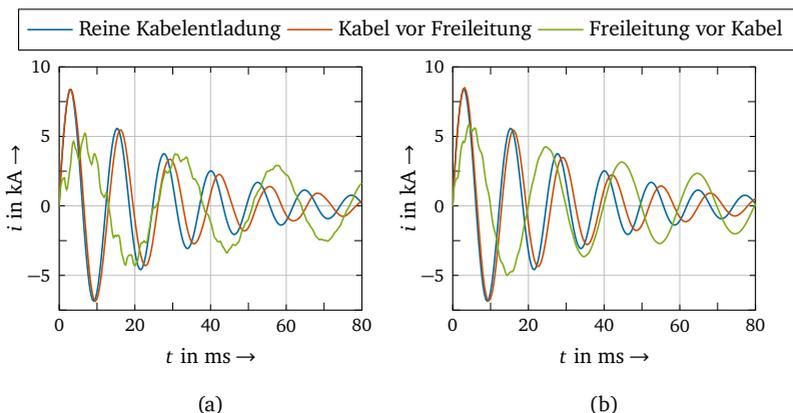


Abb. 3.30: Einfluss der Anordnung von Kabel und Freileitung auf den gemeinsamen Entladestrom
 (a) Mit L_{RL} zwischen Kabel und Freileitung
 (b) Ohne L_{RL} zwischen Kabel und Freileitung

Befindet sich das Kabel an erster Stelle (oranger Graph), unterscheidet sich der Kurzschlussstrombeitrag der gesamten Anordnung nur geringfügig von der eines einzelnen Kabels (blauer Graph). Die Einhüllende beider Entladungen ist näherungsweise identisch, durch den Abschluss mit der Freileitung ergibt sich nur eine etwas geänderte Frequenz der Entladung. Der Beitrag der entfernten Freileitung kann also vernachlässigt werden, es genügt die Entladung des direkt angrenzenden Kabels zu berücksichtigen.

Befindet sich die Freileitung an erster Stelle dominiert trotzdem die Entladung des entfernten Kabels (grüner Graph in Abbildung 3.30), wie an der niedrigen Frequenz der Entladung zu erkennen ist. Bedingt durch die Impedanz der Freileitung weist die Entladung des Kabels eine geringere Frequenz und anfängliche Amplitude auf und ist zeitlich länger ausgedehnt als für die Entladung eines einzelnen Kabels.

Die höherfrequente Entladung der Freileitung ist der Kabelentladung zu Beginn überlagert, nimmt aber schnell ab. Befinden sich zwischen Freileitung und Kabel keine Leitungsdrosseln, ist der Einfluss der Freileitungsentladung noch geringer (Abbildung 3.30 (b)).

Zusammenfassend wird der Kurzschlussstrombeitrag von Leitungsanordnungen mit Kabel und Freileitungen maßgeblich von der Kabelentladung bestimmt. Befindet sich das Kabel an erster Stelle, ist der Beitrag entfernter Freileitungen minimal. Auch wenn sich die Freileitung an erster Stelle befindet wird der Kurzschlussstrom von der Entladung des entfernten Kabels bestimmt. In diesem Fall muss jedoch der verzögernde Einfluss der Freileitungsimpedanz auf die Kabelentladung beachtet werden.

3.3 Wechselwirkungen der Beiträge

Die Kurzschlussstrombeiträge von Stromrichtern und Leitungen wurde bisher getrennt betrachtet. Bei einem Kurzschluss in einem HGÜ-Netz treten jedoch beide Beiträge gleichzeitig auf. Es kommt daher zu Wechselwirkungen und gegenseitigen Beeinflussungen zwischen den verschiedenen Kurzschlussstrombeiträgen. Diese werden in den folgenden Abschnitten näher betrachtet.

Zur Untersuchung der Wechselwirkungen wird die in Abbildung 3.31 dargestellte einfache Anordnung betrachtet.

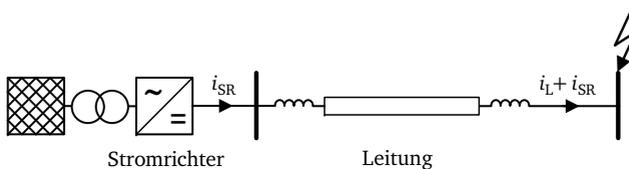


Abb. 3.31: Anordnung zur Untersuchung der wechselseitigen Beeinflussung der Kurzschlussstrombeiträge von Stromrichter und Leitung

Der Stromrichter speist über eine Leitung auf einen Kurzschluss auf der Sammelschiene am Leitungsende. Der Kurzschlussstrombeitrag i_{SR} des Stromrichters fließt dabei durch die Leitung und ergibt gemeinsam mit dem Kurzschlussstrombeitrag i_{Ltg} der Leitung den gesamten Kurzschlussstrom an der Sammelschiene. Dabei beeinflusst sowohl die Leitung den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters, als auch der durch die Leitung fließende Stromrichterbeitrag die Entladung der Leitung. Beide Beeinflussungen werden in den folgenden Abschnitten einzeln betrachtet.

3.3.1 Beeinflussung des Stromrichterbeitrages durch den Leitungsbeitrag

Bei der Untersuchung des Stromrichterbeitrages wurde das HGÜ-Netz bisher nur als äquivalentes RL -Netzwerk mit R_{DC} und L_{DC} nachgebildet. Die Leitungen im HGÜ-Netz weisen jedoch auch eine Kapazität und einen eigenen Kurzschlussstrombeitrag auf, der gemeinsam mit den Wanderwelleneffekten auf der Leitung den Beitrag der Stromrichter beeinflusst.

Zur Verdeutlichung dieses Einflusses wird der Kurzschlussstrombeitrag i_{SR} aus Abbildung 3.31 mit dem bei der Einspeisung über äquivalente R_{DC} , L_{DC} verglichen. Dabei ist zu beachten, dass die Impedanz der Leitungen frequenzabhängig ist, während die Ersatzelemente R_{DC} , L_{DC} des RL -Netzwerkes nur für eine feste Frequenz bestimmt werden können. Wie schon in [76, S. 179 ff.] festgestellt, ist die Bestimmung von R_{DC} bei 0 Hz und L_{DC} bei der Netzfrequenz (hier 50 Hz) eine sehr gute Näherung. Dies konnte auch in der vorliegenden Arbeit bestätigt werden.

Den Unterschied im Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters bei Einspeisung über eine 100 km lange Kabelstrecke gegenüber der Einspeisung über ein äquivalentes R_{DC} , L_{DC} zeigt Abbildung 3.32.

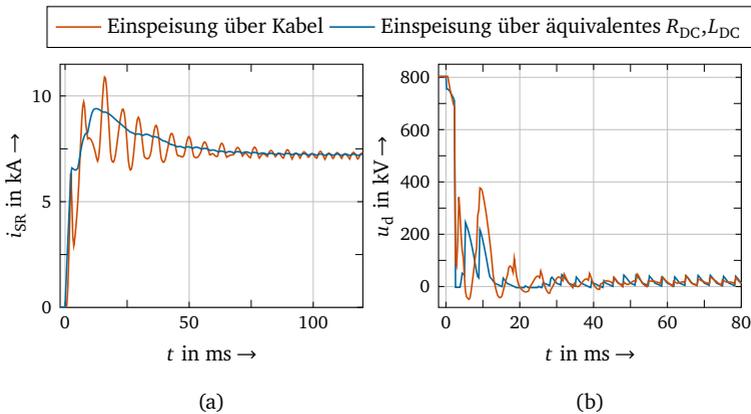


Abb. 3.32: Rückwirkung eines Kabels auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters. Vergleich der Einspeisung über ein 100 km langes Kabel mit der Einspeisung über ein äquivalentes R_{DC} , L_{DC}
(a) Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters
(b) Gleichspannung am Stromrichter

Der Stromverlauf in Abbildung 3.32 (a) ist bis zur Blockierung des Stromrichter sehr ähnlich. Erst nach der Blockierung zeigt sich ein größerer Unterschied. Diese Änderung ergibt sich hauptsächlich durch die geänderte Gleichspannung u_d an den Klemmen des Stromrichters, die in Abbildung 3.32 (b) dargestellt ist.

Bei Betrachtung des RL -Netzwerkes bricht die Spannung am Anschlusspunkt nach der Blockierung ein. Bei einem Kabel breitet sich die Spannungsänderung entlang des Kabels als Spannungswelle aus und wird am Ende des Kabels reflektiert. Die Gleichspannung am Anschlusspunkt des Stromrichters schwingt daher. Die Unterschiede in der Spannungshöhe am Anschlusspunkt bedingen die Unterschiede im Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters. Ist die Gleichspannung höher, speist der Stromrichter weniger ein und umgekehrt. Deshalb ist die Frequenz der Wellenvorgänge des Kabels auch im Verlauf des Kurzschlussstrombeitrages des Umrichters sichtbar. Die Zeitpunkte des erhöhten Kurzschlussstrombeitrages des Stromrichters fallen dabei immer mit einem negativen Strombeitrag des Kabels zusammen.

Mit der Abnahme des Entladevorgang des Kabels nehmen auch die Unterschiede in der Spannung und damit auch des Stromes ab und es stellt sich der gleiche Wert des Dauerkurzschlussstromes ein. Dieser hat aufgrund der Auf- und Entladung der Kabelkapazität eine höhere Welligkeit als für ein RL -Netzwerk.

Abbildung 3.33 zeigt die Beeinflussung für ein sehr langes Kabel mit einer Länge von 800 km.

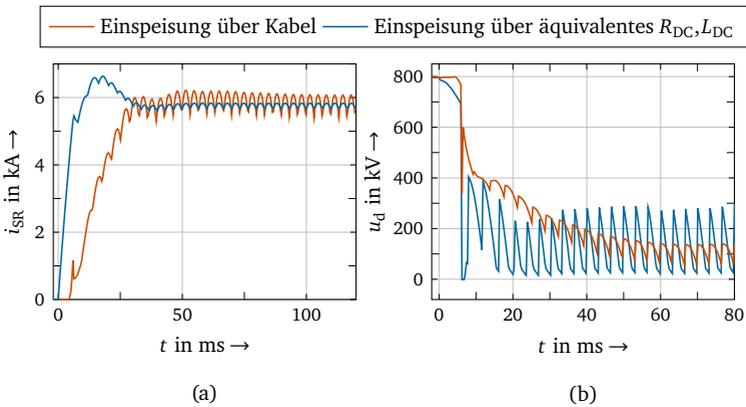


Abb. 3.33: Rückwirkung eines Kabels auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters. Vergleich der Einspeisung über ein 800 km langes Kabel mit der Einspeisung über ein äquivalentes R_{DC}, L_{DC}
 (a) Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters
 (b) Gleichspannung am Stromrichter

Hier zeigt sich eine wesentlich stärkere Abweichung. Bedingt durch die längere Laufzeit des Kabels bricht die Spannung am Stromrichter erst später ein. Der Kurzschluss erscheint aus Sicht des Stromrichters damit zu einem späteren Zeitpunkt.

Bedingt durch die große Kapazität des Kabels ändert sich die Gleichspannung am Stromrichter danach relativ langsam und es kommt zu keinem abrupten Einbruch wie bei Betrachtung eines RL -Netzwerkes. Dadurch tritt mit dem Kabel kein dedizierter Stoßkurzschlussstrom auf. Stattdessen stellt sich mit Abnehmen der Kabelentladung direkt der Dauerkurzschlussstrom ein. Auch hier weist dieser bedingt durch die Kabelkapazität eine höhere Welligkeit auf.

Bei Freileitungen fällt die Beeinflussung wegen der wesentlich geringeren Kapazität viel kleiner aus. Abbildung 3.34 zeigt dies für zwei unterschiedlich lange Freileitungen.

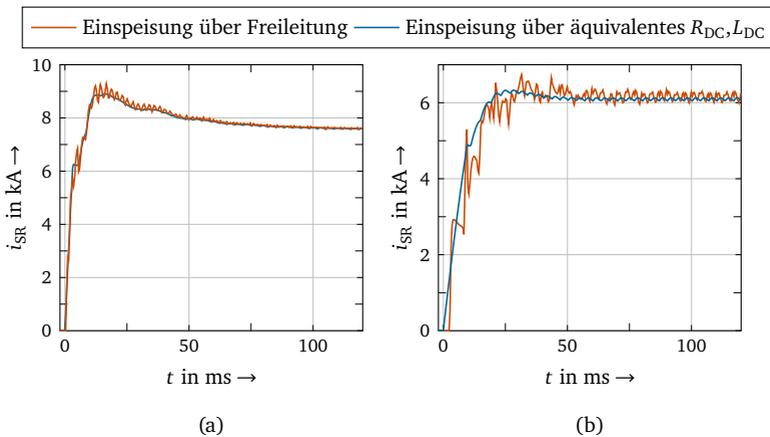


Abb. 3.34: Rückwirkung einer Freileitung auf den Kurzschlussstrombeitrag eines Stromrichters. Vergleich der Einspeisung über eine Freileitung mit der Einspeisung über ein äquivalentes R_{DC}, L_{DC} für verschiedene Freileitungslängen

(a) 100 km

(b) 800 km

Für die 100 km lange Freileitung in Abbildung 3.34 (a) zeigt sich nur ein sehr geringer Unterschied im Kurzschlussstrombeitrag. Auch bei der sehr langen Freileitung von 800 km in Abbildung 3.34 (b) ist der Unterschied gegenüber der Nachbildung mit einem RL -Netzwerk gering. Es stellen sich ein vergleichbarer Stoßkurzschluss

und der gleiche Dauerkurzschlussstrom ein. Das RL -Netzwerk ist damit auch für sehr lange Freileitungen eine gute Nachbildung.

Insgesamt ist die Beeinflussung des Kurzschlussstrombeitrages des Stromrichters durch Freileitungen wesentlich geringer als die durch Kabel. Freileitungen können auch für lange Längen gut durch ein äquivalentes RL -Netzwerk nachgebildet werden. Bei Kabeln zeigt sich bedingt durch die wesentlich größere Kapazität eine deutlichere Beeinflussung. Die Nachbildung mit einem RL -Netzwerk ist auch dort eine gute Näherung, nur für sehr lange Kabel zeigt sich ein größerer Unterschied. Tendenziell steigt die Beeinflussung mit der Kabellänge an, das genaue Ausmaß der Beeinflussung ist im Detail von den Kabelparametern, der Gleichspannung im HGÜ-Netz und den Parametern des Stromrichters abhängig.

3.3.2 Beeinflussung des Leitungsbeitrages durch den Stromrichterbeitrag

Auch der Kurzschlussstrombeitrag der Stromrichter beeinflusst die Entladung der Leitung und damit deren Kurzschlussstrombeitrag. Zur Untersuchung dieser Beeinflussung wird wieder die Anordnung aus Abbildung 3.31 betrachtet. Das Augenmerk liegt nun auf dem Kurzschlussstrombeitrag i_t der Leitung. Dieser wird für eine unbeeinflusste Entladung der Leitung und eine Beeinflussung durch den am Ende der Leitung angeschlossenen Stromrichter verglichen. Die Beeinflussung ergibt sich aus dem durch die Leitung fließenden Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters, der in der Regel wesentlich größer als der Kurzschlussstrom der Leitung ist. Zusätzlich ändert der am Leitungsende angeschlossene Stromrichter den Abschluss der Leitung und beeinflusst dort die Reflexion der Strom- und Spannungswellen. Der Abschlusswiderstand ändert sich mit der Blockierung des Stromrichters stark, da dieser im blockierten Zustand einen wesentlich höheren Eingangswiderstand aufweist.

Bei der Betrachtung der Kabelentladung ergeben sich dabei zwei mögliche Beeinflussungen. Beide sind an je einem Beispiel in Abbildung 3.35 dargestellt.

Zur Verdeutlichung einer Reduktion des Kabelbeitrages ist zusätzlich zum Stromverlauf jeweils die Einhüllende der unbeeinflussten Kabelentladung eingetragen. Im Beispiel in Abbildung 3.35 (a) zeigt sich eine starke Reduktion des Kabelbeitrages. Der initiale Stromverlauf ist dabei unverändert, eine Beeinflussung zeigt sich erst ab der ersten Reflexion am Kabelende. Eine starke Reduktion zeigt sich erst nach ca. 5 ms mit der Blockierung des Stromrichters und einem Zunehmen des Stromrichterbeitrages. Auch die Frequenz der Entladung nimmt gegenüber der unbeeinflussten Entladung zu.

Eine andere Beeinflussung zeigt sich für längere Kabel wie beispielhaft für ein 400 km langes Kabel in Abbildung 3.35 (b) dargestellt. Der Anfangsverlauf der Entladung ist auch hier unverändert. Danach zeigt sich ein Unterschied zur unbe-

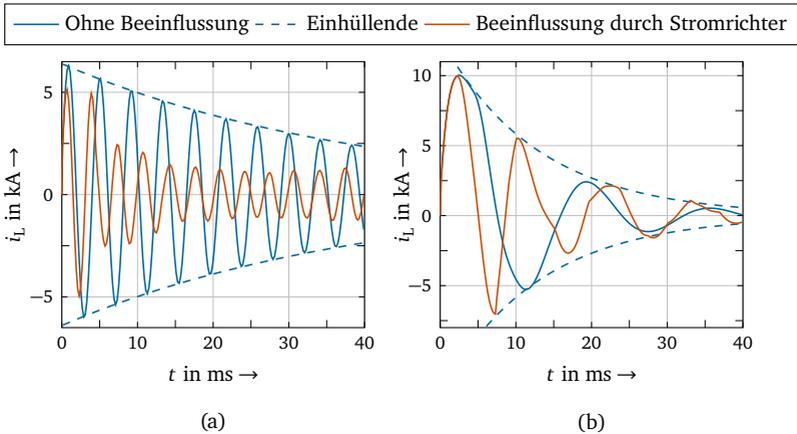


Abb. 3.35: Beeinflussung des Kabelbeitrages durch den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters
 (a) Starke Reduktion des Beitrages bei kurzen Kabeln (hier 50 km)
 (b) Keine Reduktion, nur Veränderung der Frequenz bei längeren Kabeln (hier 400 km)

einflusssten Entladung, jedoch nur in der Frequenz und nicht in der Amplitude. Der Kurzschlussstrombeitrag des Kabels hat die gleiche Einhüllende wie für die unbeeinflusste Entladung, die Kabelbeiträge treten nur zu anderen Zeitpunkten auf als bei der unbeeinflussten Entladung. Da sich der genaue Zeitverlauf der Kabelentladung abhängig von der Beeinflussung durch die Stromrichterbeiträge ändern kann, bietet es sich daher für die Berechnung der Kabelbeiträge an nur deren Einhüllende zu betrachten. Somit kann berücksichtigt werden, dass der Kabelbeitrag zu jedem Zeitpunkt auftreten kann.

Das Ausmaß der Beeinflussung des Kabelbeitrages durch die Stromrichterbeiträge ist im Detail von vielen Faktoren wie der Gleichspannung des HGÜ-Netzes sowie den Kabel- und Stromrichterparametern abhängig. Tendenziell tritt eine Reduktion jedoch für kürzere Kabel auf, während für längerer Kabel nur eine geringe bis gar keine Reduktion der Beiträge auftritt.

Für die Kurzschlussstrombeiträge von Freileitungen zeigt sich eine wesentlich stärkere Beeinflussung durch die Stromrichterbeiträge. Dies kann mit der geringeren Kapazität der Freileitungen begründet werden. Abbildung 3.36 zeigt die Beeinflussung beispielhaft für eine 200 km lange Freileitung.

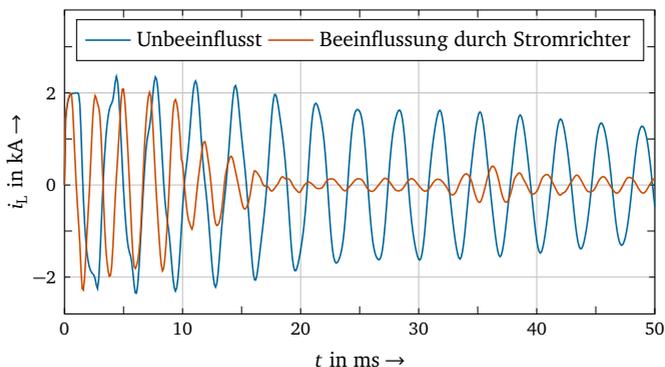


Abb. 3.36: Beeinflussung des Freileitungsbeitrages durch den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters am Beispiel einer 200 km langen Freileitung

Auch hier ist die initiale Entladung der Freileitung unbeeinflusst, erst im weiteren Verlauf zeigt sich eine Abweichung und eine höhere Frequenz der Entladung. Weiterhin kommt es wie beim oben betrachteten kurzen Kabel zu einer starken Reduktion des Beitrages nach einigen ms. Anders als bei Kabeln tritt eine solche Reduktion auch für sehr lange Freileitungen auf. Dort tritt diese nur etwas später ein.

Durch die Reduktion des Freileitungsbeitrages wird dieser gegenüber dem Kabelbeitrag ohnehin schon geringe Beitrag noch geringer. Der Kurzschlussstrombeitrag von Freileitungen kann daher gegenüber den dominierenden Stromrichterbeiträgen gut vernachlässigt werden.

3.4 Überlagerung der Beiträge

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten die gegenseitige Beeinflussung der Kurzschlussstrombeiträge untersucht wurde, wird in den folgenden Abschnitten betrachtet wie sich der gesamte Kurzschlussstrom aus der Überlagerung der einzelnen Beiträge ergibt.

3.4.1 Überlagerung aus getrennt ermittelten Beiträgen

Da den Kurzschlussstrombeiträgen von Stromrichtern und Leitungen sehr unterschiedliche Mechanismen zugrunde liegen, ist es für ein Berechnungsverfahren

wünschenswert diese Beiträge getrennt voneinander zu ermitteln. Es ist daher zu klären inwieweit eine getrennte Ermittlung möglich ist und welche Unterschiede sich gegenüber dem resultierenden Kurzschlussstrom bei einem solchen Vorgehen ergeben.

Dazu wird erneut auf die Anordnung aus Abbildung 3.31 zurückgegriffen. Der Beitrag des Kabels wird für eine unbeeinflusste Entladung der Kabelstrecke simuliert. Der Stromrichterbeitrag wird für ein äquivalentes R_{DC} , L_{DC} bestimmt. Den Vergleich zwischen der Addition der getrennt simulierten Kurzschlussstrombeiträge und dem gesamten Kurzschlussstrom der Anordnung zeigt Abbildung 3.37.

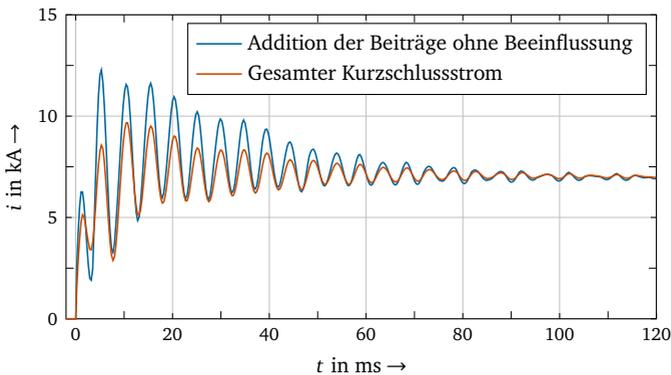


Abb. 3.37: Vergleich des Kurzschlussstromes mit der Addition der ohne Beeinflussung ermittelten Einzelbeiträge

Beide zeigen einen sehr ähnlichen Stromverlauf, der Kabelbeitrag zeigt sich dabei jeweils als überlagerte Schwingung. Es fällt auf, dass sich eine Abweichung zwischen beiden Verläufen ergibt, wenn der Kabelbeitrag positiv ist. In diesen Fällen ist die Summe der getrennt ermittelten Beiträge deutlich größer als der eigentliche Kurzschlussstrom. Dies kann damit erklärt werden, dass in diesem Fall beide Beiträge die gleiche Richtung haben. Durch das Kabel als gemeinsamen Strompfad beider Beiträge ergibt sich damit eine Wechselwirkung die zu einer Reduktion des Gesamtstroms führt. Ist der Kabelbeitrag negativ tritt diese Reduktion nicht auf, wie in Abbildung 3.37 zu sehen ist.

Für dieses Beispiel können die Beiträge wie gezeigt gut getrennt ermittelt werden und dann addiert werden. Dabei ist jedoch immer die Reduktion durch den gemeinsamen Strompfad zu beachten. Es ist anzumerken, dass für das gezeigte Beispiel ein Extrembeispiel mit sehr geringen gegenseitigen Beeinflussungen der Beiträge gewählt wurde. Dieses stellt den ungünstigsten Fall dar, da jede zusätzliche

Beeinflussung der Beiträge untereinander zu einer größeren Reduktion der Beiträge und damit einem kleineren gesamten Kurzschlussstrom führt. Da die genaue gegenseitige Beeinflussung der Beiträge von vielen Faktoren abhängig ist, kann sie für ein Berechnungsverfahren nicht ohne weiteres genau ermittelt werden. Die Annahme geringer gegenseitiger Beeinflussungen wie im gezeigten Beispiel stellt daher immer eine sichere Abschätzung dar.

3.4.2 Überlagerung abhängig vom Kurzschlussort

Der Kurzschlussort hat einen Einfluss auf die Höhe der einzelnen Beiträge sowie ihre Überlagerung und beeinflusst damit auch den gesamten Kurzschlussstrom stark. Daher ist der Kurzschlussort wichtig für die Abschätzung des größten auftretenden Kurzschlussstromes und der damit verbundenen Beanspruchungen der Betriebsmittel.

Zur Verdeutlichung des Einflusses des Kurzschlussortes wird das radiale HGÜ-Netz mit 3 HGÜ-Stationen in Abbildung 3.38 betrachtet. Das Netz ist symmetrisch monopolar aufgebaut und hat eine Gleichspannung von 525 kV, die beiden Kabel sind jeweils 400 km lang.

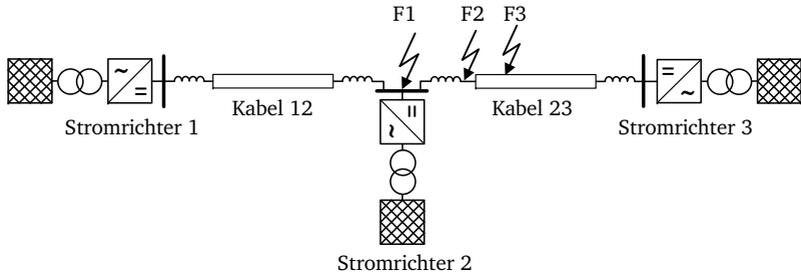


Abb. 3.38: Radiales HGÜ-Netz zur Untersuchung des Kurzschlussstromes für drei verschiedene Kurzschlussorte F1, F2, F3

In diesem Netz werden die Kurzschlussströme für drei verschiedene Kurzschlussorte untersucht:

- F1 an Sammelschiene von Stromrichter 2
- F2 am Ende von Kabel 23
- F3 auf 25 % der Länge von Kabel 23

Zuerst wird der Kurzschlussstrom für die beiden Kurzschlussorte F1 und F2 betrachtet. Die beiden Kurzschlussorte sind räumlich sehr nah, zwischen beiden Orten

befindet sich nur die Leitungsdrossel von Kabel 23. Der sich jeweils ergebende Kurzschlussstrom unterscheidet sich für die beiden Kurzschlussorte jedoch deutlich wie Abbildung 3.39 zeigt.

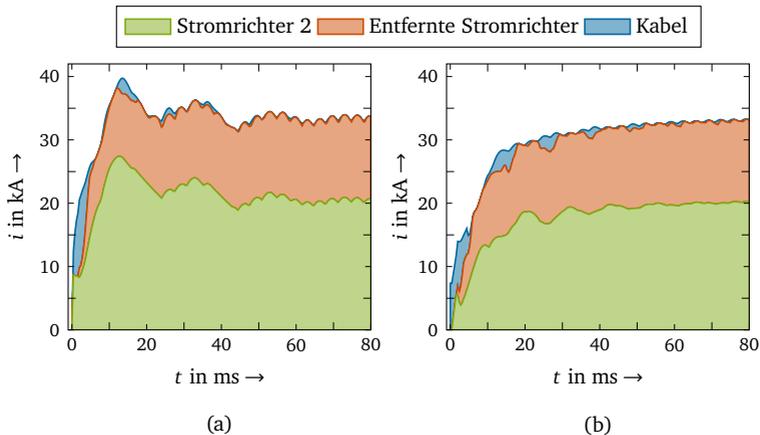


Abb. 3.39: Zusammensetzung des Kurzschlussstromes für verschiedene Kurzschlussorte in der HGÜ-Station
 (a) F1 - Kurzschluss auf der Sammelschiene von Stromrichter 2
 (b) F2 - Kurzschluss am Ende von Kabel 23

Für einen Kurzschluss an F1 ergibt sich ein ausgeprägter Stoßkurzschlussstrom. Dies ist für den Kurzschluss an F2 nicht der Fall, dort stellt der Dauerkurzschlussstrom den höchsten Kurzschlussstrom dar. Der Grund dafür liegt hauptsächlich im geänderten Beitrag von Stromrichter 2 und dem Beitrag der Kabel.

Der Kurzschlussstrombeitrag von Stromrichter 2 bestimmt den gesamten Kurzschlussstrom maßgeblich. Für F1 ergibt sich ein Kurzschluss direkt an den Klemmen von Stromrichter 2 und damit der maximale Kurzschlussstrombeitrag mit einem ausgeprägten Stoßkurzschlussstrom. Bei einem Kurzschluss an F2 speist Stromrichter 2 den Kurzschluss über die Leitungsdrossel. Diese zusätzliche Induktivität auf der Gleichstromseite sorgt für eine Absenkung des transienten Stromrichterbeitrages (siehe Abschnitt 3.1.3.1). Im Beitrag von Stromrichter 2 und auch für den gesamten Kurzschlussstrom tritt deshalb kein ausgeprägter Stoßkurzschlussstrom mehr auf.

Zusätzlich fließen im Fall des Kurzchlusses an F2 auch die Beiträge von Stromrichter 1 und Kabel 12 über die Leitungsdrossel von Kabel 23 und heben so die Spannung an Stromrichter 2 an. Dadurch wird der Beitrag von Stromrichter 2 beeinflusst, was zu einer weiteren Reduktion des transienten Beitrages führt.

Ein zweiter Unterschied liegt im geänderten Beitrag der Kabel. Für den Kurzschluss an F1 entladen sich beide Kabel über die Leitungsdrosseln. Der Entladestrom ist somit anfänglich kleiner und zeitlich länger ausgedehnt. Zum Zeitpunkt des von Stromrichter 2 dominierten Stoßkurzschlussstromes ist der Kabelbeitrag deshalb höher und addiert sich zum Strombeitrag der Stromrichter.

Für einen Kurzschluss an F2 entlädt sich Kabel 23 direkt ohne Leitungsdrossel. Dadurch ist die Entladung initial größer, nimmt aber schnell ab. Zum Zeitpunkt des (hier nicht auftretenden) Stoßkurzschlussstromes der Stromrichter im Zeitbereich 10 bis 20 ms liefert dann nur Kabel 12 einen Beitrag. Aufgrund des gemeinsamen Strompfades führt dieser Kabelbeitrag zu einer Einsenkung der Beiträge von Stromrichter 1 und 2. Es überlagern sich so nie die Maxima beider Beiträge.

Die Höhe des Dauerkurzschlussstromes ist für die beiden Fehlerorte F1 und F2 gleich, da dieser nur vom Gleichstromwiderstand des HGÜ-Netzes bestimmt wird und der Widerstand der Leitungsdrossel vernachlässigbar ist. Die Leitungsdrossel hat nur einen Einfluss auf die Welligkeit des Dauerkurzschlussstromes.

Für einen Vergleich von Kurzschlüssen am Ende eines Kabels und auf einem Kabel wird nun der Kurzschlussstrom für F2 und F3 betrachtet. Die Zusammensetzung beider Kurzschlussströme zeigt Abbildung 3.40.

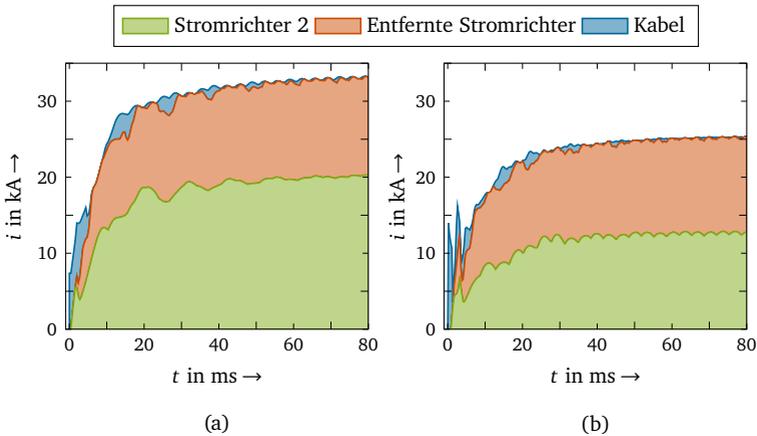


Abb. 3.40: Zusammensetzung des Kurzschlussstromes für verschiedene Kurzschlussorte auf Kabel 23
 (a) F2 - Kurzschluss am Ende von Kabel 23
 (b) F3 - Kurzschluss auf 25 % von Kabel 23

Für beide Kurzschlussorte tritt hier kein ausgeprägter Stoßkurzschlussstrom auf, da keiner der Stromrichterbeiträge einen solchen aufweist. Weiterhin ist der Dauerkurzschlussstrom an F3 geringer, da der Kurzschlussort weiter von den Stromrichtern entfernt ist, die den Dauerkurzschlussstrom bestimmen. Die elektrische Entfernung zu Stromrichter 3 nimmt hier zwar ab, dies kann jedoch nicht die weitere Entfernung und den damit verbundenen geringeren Dauerkurzschlussstrom von Stromrichter 1 und 2 ausgleichen.

Für den Kurzschluss auf dem Kabel an F3 ist der Anfangsbereich stark von der Kabelentladung geprägt. Dies zeigt sich an den Flanken der Wanderwellenvorgänge. Im Gegensatz zum Kurzschluss am Kabelende an F2 erfolgt die Entladung hier von beiden Seiten, was zu höheren Flanken der Entladungen führt. Durch die stärkere Entladung ist Kabel 23 schneller entladen. Der Kabelbeitrag im weiteren Verlauf des Kurzschusses ist daher geringer, da dann nur noch Kabel 12 einen Beitrag liefert.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Kurzschlussort einen großen Einfluss auf den Kurzschlussstrom hat. Sowohl der größte Stoßkurzschlussstrom als auch der größte Dauerkurzschlussstrom treten dabei für Fehler auf den Sammelschienen der HGÜ-Stationen auf. Während die Drosseln innerhalb der HGÜ-Station einen vernachlässigbaren Einfluss auf den Dauerkurzschlussstrom haben, unterscheidet sich der Stoßkurzschlussstrom für verschiedene Fehlerorte innerhalb der HGÜ-Station deutlich. Der größte Stoßkurzschlussstrom tritt für einen Kurzschluss auf der Sammelschiene und damit direkt an den Klemmen des Stromrichters auf. Sollten Filterdrosseln zwischen dem Stromrichter und der Sammelschiene vorhanden sein, müssen sowohl ein Kurzschluss an den Stromrichterklammern als auch auf der Sammelschiene betrachtet werden. Abhängig von den Daten des Stromrichters, der Größe der Drosseln und den Parametern des restlichen HGÜ-Netzes kann der größte Stoßkurzschlussstrom an beiden Orten auftreten.

An welcher Sammelschiene im HGÜ-Netz die größten Kurzschlussströme auftreten, ist von den Parametern des dort angeschlossenen Stromrichters und des speisenden Drehstromnetzes abhängig sowie der Länge und Anzahl der ankommenden Leitungen. Viele angeschlossene Leitungen sorgen für eine höhere Leitungsentladung und einen größeren Beitrag der entfernten Stromrichter durch die stärkere Vernetzung. Die Sammelschienen mit vielen angeschlossenen Leitungen wurden auch in [5, 43] als der kritischste Kurzschlussort identifiziert. Dort erfolgte die Untersuchung jedoch nur für den Anfangsbereich des Stromes bzw. ohne Betrachtung der Leitungsdrosseln.

3.5 Zusammenfassung der Analyseergebnisse

In diesem Kapitel werden die Kurzschlussstrombeiträge von Stromrichtern und Leitungen näher analysiert und Einflussfaktoren auf diese Beiträge untersucht. Wei-

terhin wird die Wechselwirkung zwischen den Beiträgen und deren Überlagerung zum gesamten Kurzschlussstrom betrachtet. Die wichtigsten Ergebnisse werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

- **Stromrichter** liefern den größten Beitrag zum Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen. Deren Beitrag ist von der Entladung der Submodul-Kapazitäten bis zur Blockierung und danach von der Einspeisung aus dem Drehstromnetz bestimmt. Der Kurzschlussstrombeitrag wird von den Parametern des speisenden Drehstromnetzes, des Stromrichters selbst und des Gleichstromnetzes beeinflusst. Der Einfluss der Größen ist in Abschnitt 3.1.5.3 zusammengefasst. Dabei wird besonders der Stoßkurzschlussstrom von vielen Faktoren beeinflusst.
- **Leitungen** im HGÜ-Netz liefern einen Kurzschlussstrombeitrag durch die Entladung der Leitungskapazität. Dies geschieht entlang der ausgedehnten Leitung in Form von Wanderwellenvorgängen. Durch die Leitungsdrosseln am Leitungsende wird die Entladung verzögert, ihr Zeitverlauf gleicht dann einer gedämpften Sinus-Schwingung. Der Kurzschlussstrombeitrag von Freileitungen ist durch die geringere Leitungskapazität gegenüber Kabeln wesentlich kleiner und kann vernachlässigt werden. Auch der Beitrag entfernter Kabel ist gering und kann vernachlässigt werden.
- Zwischen den Beiträgen gibt es vielfältige **Wechselwirkungen**. Diese sind komplex vorherzusagen, es sind sowohl eine starke als auch eine sehr geringe Reduktion der Beiträge möglich. Zur Abschätzung des kritischsten Falles kann eine sehr geringe Beeinflussung der Beiträge angenommen werden. In diesem Fall können die Beiträge von Stromrichtern und Kabel getrennt ermittelt werden. Zusätzlich muss die Reduktion durch den gemeinsamen Strompfad der Beiträge berücksichtigt werden.
- Aus der Überlagerung der Beiträge ergibt sich als **kritischster Kurzschlussort** im HGÜ-Netz der Kurzschluss auf den Sammelschienen der HGÜ-Stationen.

4 Berechnungsverfahren

In diesem Kapitel werden die entwickelten Berechnungsverfahren vorgestellt. Basierend auf den im vorangegangenen Kapitel dargestellten Erkenntnissen über die Mechanismen und Einflussfaktoren werden drei getrennte Verfahren zur Berechnung der verschiedenen Kurzschlussstrombeiträge entwickelt.

Zu Beginn des Kapitels wird auf die zur Berechnung benötigten Netzdaten eingegangen. In den darauffolgenden Abschnitten werden die verschiedenen Berechnungsverfahren vorgestellt. Da für Dauerkurzschlussstrom und den Beitrag der Stromrichter und Kabel zum Stoßkurzschlussstrom jeweils andere Mechanismen wirken, sind für die Berechnung drei unterschiedliche Berechnungsverfahren nötig. Die Verbindung der einzelnen Verfahren zur Berechnung aller Kurzschlussstromkenngrößen wird abschließend vorgestellt.

4.1 Benötigte Netzdaten

Die entwickelten Berechnungsverfahren sollen bereits im Planungsstadium eines HGÜ-Netzes anwendbar sein. Die Menge der benötigten Eingangsdaten ist daher entsprechend minimal gehalten. Basierend auf den im vorangegangenen Kapitel ermittelten Einflussfaktoren werden nur die wichtigsten Daten zur Berechnung verwendet. Die für die Berechnungsverfahren benötigten Eingangsdaten sind in Tabelle 4.1 aufgelistet. Weitere Daten werden nicht benötigt, ihr Einfluss wird entweder vernachlässigt oder ist in den Berechnungsverfahren abgeschätzt.

Sollten die Daten des Stromrichters nicht bekannt sein, können diese abgeschätzt werden. Für eine konservative Abschätzung kann dabei jeweils der kritischste Wert aus dem in Tabelle 4.4 angegebenen Wertebereich angenommen werden, der zur Ableitung der empirischen Berechnungsfunktion zugrunde gelegt wird. Der kritischste Wert ist dabei jeweils der geringste Wert der Ventildrossel und der höchste Wert des maximalen IGBT-Stromes.

Auf die Ermittlung der Daten des speisenden Drehstromnetzes wird im nächsten Abschnitt genauer eingegangen.

Tab. 4.1: Für die Berechnungsverfahren benötigte Netzdaten

Teil des Netzes	Symbol	Größe
Speisendes Drehstromnetz	U_{AC}	Leiter-Leiter-Spannung
	X_{AC}	Reaktanz
	f_{AC}	Netzfrequenz
Stromrichter*	L_{RV}	Induktivität der Ventildrossel
	$I_{\max\text{IGBT}}$	Maximal zulässiger IGBT-Strom
HGÜ-Netz	U_{DC}	Pol-Pol-Spannung
	R', L'	Leitungsbeläge bei f_{AC}
	R', C'^{**}	Leitungsbeläge bei 0 Hz
	L_{RL}, L_{RSR}	Leitungs- und Stromrichterdrosseln

* Sind die Stromrichterdaten nicht bekannt, können als konservative Abschätzung die jeweils kritischsten Werte nach Tabelle 4.4 angenommen werden. Dies sind $L_{RV} = 25 \text{ mH}$ und $I_{\max\text{IGBT}} = 6 \text{ kA}$ ($U_{DC} \geq 320 \text{ kV}$) bzw. $I_{\max\text{IGBT}} = 3 \text{ kA}$ ($U_{DC} < 320 \text{ kV}$).

** Der Kapazitätsbelag C' wird nur für Kabel benötigt.

4.1.1 Berechnung der Daten des speisenden Drehstromnetzes

Die Daten des speisenden Drehstromnetzes sind auf den drehstromseitigen Anschluss des Stromrichters bezogen. Das speisende Drehstromnetz enthält daher sowohl den Stromrichtertransformator als auch das vorgelagerte Drehstromnetz wie in Abbildung 4.1 verdeutlicht ist. Die benötigten Größen X_{AC} und U_{AC} des speisenden Drehstromnetzes müssen daher aus den Größen des vorgelagerten Drehstromnetzes und des Stromrichtertransformators berechnet werden.

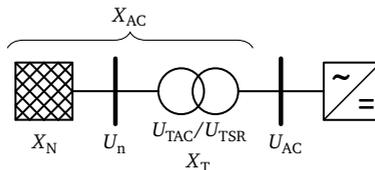


Abb. 4.1: Bestimmung der Größen X_{AC} und U_{AC} aus den Größen des vorgelagerten Drehstromnetzes und des Stromrichtertransformators

Die Spannung U_{AC} an den stromrichterseitigen Klemmen des Stromrichtertransformators kann aus der Nennspannung U_n des vorgelagerten Drehstromnetzes und dem Übersetzungsverhältnis des Stromrichtertransformators bestimmt werden. Das Übersetzungsverhältnis wird hier als das Verhältnis der stromrichterseitigen Spannung U_{TSR} zur netzseitigen Spannung U_{TAC} definiert.

$$U_{AC} = U_n \cdot \frac{U_{TSR}}{U_{TAC}} \quad (4.1)$$

Besitzt der Stromrichtertransformator einen Stufenschalter und damit ein variables Übersetzungsverhältnis ist das größte Übersetzungsverhältnis zu verwenden, welches zur höchsten Spannung an den Anschlussklemmen des Stromrichters führt.

Die Reaktanz X_{AC} des speisenden Drehstromnetzes setzt sich aus der des vorgelagerten Drehstromnetzes und der des Stromrichtertransformators zusammen. Die Impedanz Z_N des vorgelagerten Drehstromnetzes kann mit dem Spannungsfaktor c aus der Norm "DIN EN 60909-0 (VDE 0102)" [87] aus dem Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' oder alternativ aus dem Kurzschlussverhältnis (*short-circuit ratio*) SCR [89, S. 20] und der Gleichstrombemessungsleistung des Stromrichters P_{TSR} berechnet werden.

$$Z_N = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_k''} = \frac{c \cdot U_n^2}{P_{TSR}} \cdot \frac{1}{SCR} \quad (4.2)$$

Mit dem Verhältnis R_N/X_N kann daraus die Reaktanz X_N des vorgelagerten Drehstromnetzes berechnet werden.

$$X_N = \frac{Z_N}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_N}{X_N}\right)^2}} \quad (4.3)$$

Die Reaktanz X_T des Stromrichtertransformators wird aus der Kurzschlussspannung u_k und der Bemessungsscheinleistung S_{rT} des Stromrichtertransformators für die Stromrichterseite wie folgt berechnet.

$$X_T = u_k \cdot \frac{U_{TSR}^2}{S_{rT}} \quad (4.4)$$

Besitzt der Stromrichtertransformator einen Stufenschalter muss entsprechend die kleinstmögliche Reaktanz berechnet werden. Die dafür verwendete Stufenstellung kann von der zur Berechnung des Übersetzungsverhältnisses in Gleichung (4.1) abweichen, da es sich um eine Abschätzung handelt. Der resistive Anteil der Stromrichterimpedanz ist klein und kann vernachlässigt werden.

Die Reaktanz X_{AC} ergibt sich aus der Reaktanz des Stromrichtertransformators und der des vorgelagerten Drehstromnetzes, welches entsprechend des kleinstmöglichen Übersetzungsverhältnisses des Stromrichtertransformators auf die Anschlussseite des Stromrichters bezogen wird.

$$X_{AC} = X_N \cdot \left(\frac{U_{TSR}}{U_{TAC}} \right)^2 + X_T \quad (4.5)$$

Bei HGÜ-Netzen in bipolarer Konfiguration liefern bei einem Pol-Pol-Kurzschluss beide Stromrichter einer Station einen Kurzschlussstrombeitrag. Da beide Stromrichter vom selben vorgelagerten Drehstromnetz gespeist werden wirkt dessen Innenimpedanz doppelt (siehe Abschnitt 3.1.5.2). Ausschließlich für Pol-Pol-Kurzschlüsse in bipolaren HGÜ-Netzen muss daher die Reaktanz X_N des vorgelagerten Drehstromnetzes bei der Berechnung der Reaktanz $X_{AC}^{ppBipolar}$ verdoppelt werden.

$$X_{AC}^{ppBipolar} = 2 \cdot X_N \cdot \left(\frac{U_{TSR}}{U_{TAC}} \right)^2 + X_T \quad (4.6)$$

Die Reaktanz des Stromrichtertransformators bleibt unverändert, da beide Stromrichter über getrennte Stromrichtertransformatoren angeschlossen sind.

4.2 Berechnung des Dauerkurzschlussstromes

Der Dauerkurzschlussstrom tritt nach Abklingen aller transienten Vorgänge auf, wenn ein stationärer Zustand erreicht wurde. Dies ermöglicht die Nachbildung der Mechanismen und damit eine analytische Berechnung. Das hier vorgestellte Verfahren wurde bereits in [46, 47] veröffentlicht. Für eine bessere Lesbarkeit wird im Folgenden auf Selbstzitate verzichtet.

4.2.1 Vorüberlegungen

Da es sich um einen stationären Zustand handelt, wird die Stromverteilung im HGÜ-Netz nur durch den Gleichstromwiderstand der Leitungen bestimmt. Das zu berechnende HGÜ-Netz kann dementsprechend als reines Widerstandsnetzwerk nachgebildet werden.

Der Dauerkurzschlussstrom in diesem Netzwerk wird ausschließlich vom Drehstromnetz über die blockierten Stromrichter gespeist. Das Verhalten dieser blockierten Stromrichter entspricht dem einer ungesteuerten Sechspuls-Brückenschaltung und muss für das Berechnungsverfahren nachgebildet werden. Dafür wird von der in Abbildung 4.2 dargestellten Schaltung ausgegangen, auf die ein blockierter

Stromrichter mitsamt des speisenden Drehstromnetzes reduziert werden kann. Die Widerstände R_V bilden hier die Widerstände der Halbleiterventile nach.

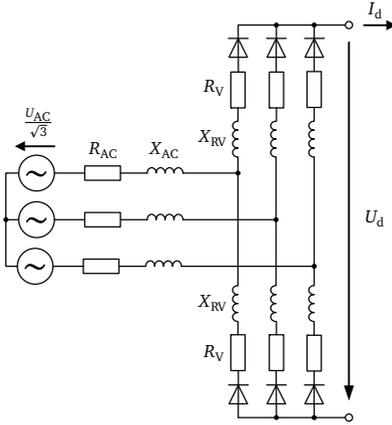


Abb. 4.2: Schaltung eines blockierten MMC

Für die Beschreibung dieser Schaltung wird in den folgenden Abschnitten die ideale Leerlaufspannung auf der Gleichstromseite U_{d0} benötigt.

$$U_{d0} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U_{AC} \quad (4.7)$$

Die Ventildrosseln müssen für die Kommutierung als Ventilreaktanzen X_{RV} berücksichtigt werden.

$$X_{RV} = 2 \pi f_{AC} L_{RV} \quad (4.8)$$

Die gesamte wirksame Kommutierungsreaktanz X_k der Schaltung ergibt sich aus der Netzreaktanz X_{AC} und der Ventilreaktanz X_{RV} wie folgt:

$$X_k = X_{AC} + X_{RV} \quad (4.9)$$

Der Faktor k beschreibt dabei den Anteil der Ventilreaktanz an der gesamten Kommutierungsreaktanz.

$$k = \frac{X_{RV}}{X_k} \quad (4.10)$$

Mit diesen Größen kann das Verhalten der Schaltung eines blockierten Stromrichters für die Berechnungsverfahren in den folgenden Abschnitten beschrieben werden.

4.2.2 Nachbildung des vereinfachten Stromrichterhaltens

Die Berechnungsverfahren sollen auch für ausgedehnte HGÜ-Netze uneingeschränkt anwendbar und dabei möglichst übersichtlich sein. Die Verfahren sollen daher auf Ersatznetzen basieren, mit denen der Dauerkurzschlussstrombeitrag aller Quellen in einem Verfahren berechnet werden kann. Damit die Berechnung rein im Gleichstromnetzwerk erfolgen kann, wird eine Ersatzschaltung benötigt, die das stationäre Verhalten an den gleichstromseitigen Klemmen der Schaltung aus Abbildung 4.2 nachbildet und damit die Einspeisung aus dem Drehstromnetz über einen blockierten Stromrichter.

Zur Ableitung einer solchen Ersatzschaltung wird auf die UI -Kennlinie der Schaltung zurückgegriffen. Diese bildet den stationären Zusammenhang zwischen der Spannung U_d und dem Strom I_d an den gleichstromseitigen Klemmen ab. Aus Gründen der Verständlichkeit wird diese Nachbildung zuerst vereinfacht für das Verhalten einer Sechspulsbrückenschaltung ohne Ventilreaktanzen X_{RV} betrachtet. Abbildung 4.3 zeigt die UI -Kennlinie einer solchen Sechspulsbrückenschaltung. Die Größen U_d , I_d sind auf die ideale Leerlaufspannung U_{d0} und die Reaktanz X_{AC} bezogen.

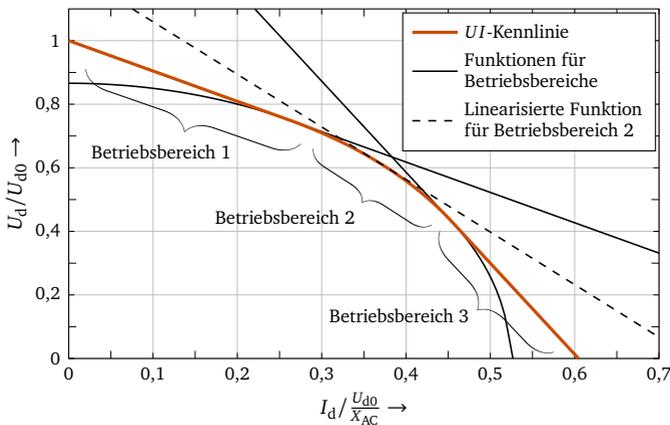


Abb. 4.3: UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung und Annäherung über die Betriebsbereiche

Wie ersichtlich weist die Schaltung eine nichtlineare UI -Kennlinie auf. Diese setzt sich aus drei einzelnen Funktionen zusammen, die jeweils einen Betriebsbereich der Sechspulsbrückenschaltung nachbilden. Jeder Betriebsbereich ist dabei durch eine unterschiedliche Anzahl gleichzeitig leitender Dioden gekennzeichnet. Die

Funktionen für die einzelnen Betriebsbereiche können aus den Parametern U_{d0} und X_{AC} berechnet werden, wobei die resistiven Anteile R_{AC} und R_V vernachlässigt werden [44]. Die Gleichungen finden sich in Abschnitt A.2.1 im Anhang.

Die nichtlineare Funktion für Betriebsbereich 2 wird durch eine Tangente linearisiert, wie in Abbildung 4.3 dargestellt. Um für die Kurzschlussstromberechnung eine sichere Abschätzung des Stromes zu erhalten wird dazu eine Tangente von außen an die Kennlinie gelegt. Somit liegt die neue stückweise Kennlinie nicht unterhalb der ursprünglichen Kennlinie und unterschätzt diese nicht.

Aus den drei linearen Funktionen für die einzelnen Betriebsbereiche ergibt sich damit eine stückweise lineare UI -Kennlinie zur Beschreibung des gesamten Verhaltens der Sechspulsbrückenschaltung. Diese ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

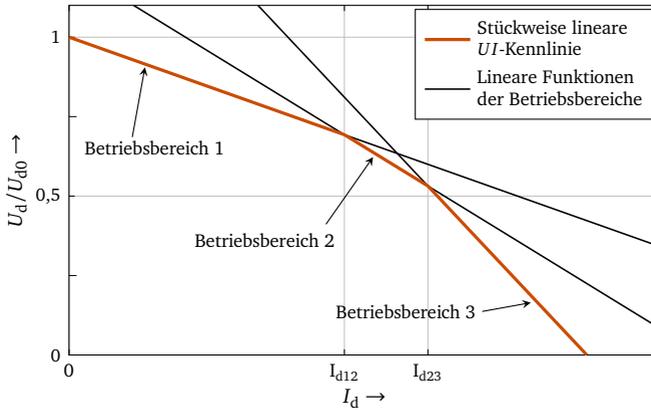


Abb. 4.4: Stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung

Jeder lineare Kennlinienabschnitt kann durch ein Thévenin-Äquivalent nachgebildet werden, welches die gleiche lineare UI -Kennlinie aufweist. Die gesamte UI -Kennlinie und damit das Klemmenverhalten der Sechspulsbrückenschaltung kann somit durch drei Thévenin-Äquivalente nachgebildet werden. Jedes Thévenin-Äquivalent ist dabei nur für einen Abschnitt der gesamten UI -Kennlinie gültig, die durch die Schnittpunkte I_{d12} und I_{d23} der einzelnen linearen Kennlinien begrenzt sind.

$$I_{d12} = \frac{U_{d0} \pi}{6X_{AC}} \frac{\sqrt{6} - 2}{\sqrt{3} - 1} \quad (4.11)$$

$$I_{d23} = \frac{U_{d0} \pi}{12X_{AC}} (\sqrt{3} + 1)(\sqrt{2} + 2) \quad (4.12)$$

Die Elemente der einzelnen Thévenin-Äquivalente sind in Tabelle 4.2 angegeben. Die Herleitung dieser Werte ist ausführlich in Abschnitt A.2.1 im Anhang dargestellt.

Tab. 4.2: Berechnung der Thévenin-Äquivalente für die stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung

Bereich	Geltungsbereich	Quellenspannung U_i	Innenwiderstand R_i
1	$0 \leq I_d < I_{d12}$	U_{d0}	$\frac{3X_{AC}}{\pi}$
2	$I_{d12} \leq I_d < I_{d23}$	$\sqrt{\frac{3}{2}} U_{d0}$	$\frac{3\sqrt{3}X_{AC}}{\pi}$
3	$I_{d23} \leq I_d$	$\sqrt{3} U_{d0}$	$\frac{9X_{AC}}{\pi}$

4.2.3 Iterative Bestimmung des Dauerkurzschlussstromes

Für die Berechnung des Dauerkurzschlussstromes kann das zu berechnende HGÜ-Netz nun durch ein Gleichstromnetzwerk nachgebildet werden. Dies ist an einem Beispiel in Abbildung 4.5 dargestellt.

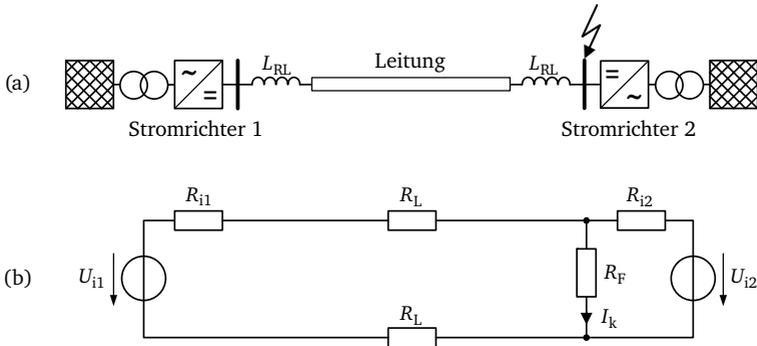


Abb. 4.5: Nachbildung des zu berechnenden HGÜ-Netzes durch ein Gleichstromnetzwerk

(a) Punkt-zu-Punkt-Verbindung mit Kurzschluss

(b) Gleichstromnetzwerk zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes

Die Leitungen werden durch ihren Gleichstromwiderstand nachgebildet. Die Induktivitäten der Leitungen sowie vorhandene Drosseln werden nicht berücksichtigt. Die blockierten Stromrichter können mit den abgeleiteten Thévenin-Äquivalenten nachgebildet werden.

Die im vorangegangenen Abschnitt abgeleiteten Thévenin-Äquivalente sind jeweils nur für einen Betriebsbereich des blockierten Stromrichters gültig. Um den korrekten Betriebsbereich zu bestimmen, wird ein iteratives Verfahren verwendet. Der Betriebsbereich wird dabei anhand des aus dem Stromrichter fließenden Stromes I_d definiert. Das Thévenin-Äquivalent für Betriebsbereich 2 ist beispielsweise nur für den Bereich $I_{d12} < I_d < I_{d23}$ gültig (siehe Abbildung 4.4). Ziel des iterativen Algorithmus ist es, den Betriebsbereich und damit das Thévenin-Äquivalent des Stromrichters gezielt zu variieren, bis der vom Stromrichter gelieferte Teilkurzschlussstrom zum angenommenen Betriebsbereich und dem entsprechend gewählten Thévenin-Äquivalent passt. Der dafür verwendete Algorithmus ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Zu Beginn werden für jeden Stromrichter die Werte U_i , R_i der Thévenin-Äquivalente für jeden Betriebsbereich nach Tabelle 4.2 berechnet. Für die Nachbildung einer Sechspulsbrückenschaltung ergibt dies drei verschiedene Sätze U_i , R_i für jeden Stromrichter.

Das Netzwerk wird anschließend initialisiert. Für alle Stromrichter im Netz wird dazu Betriebsbereich 1 angenommen. Im nächsten Schritt werden die dem Betriebsbereich entsprechenden Werte U_i , R_i für die Thévenin-Äquivalente jedes Stromrichters eingesetzt. Zusammen mit den bekannten Leitungswiderständen ergibt sich ein Gleichstromnetzwerk, welches im nächsten Schritt gelöst wird.

Zur Berechnung der Ströme im Gleichstromnetzwerk wird die modifizierte Knotenanalyse verwendet, welche in Abschnitt A.1 im Anhang beschrieben ist. Im Netzwerk sind nun alle Zweigströme bekannt. Neben dem Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle umfasst dies auch die von den Stromrichtern gelieferten Teilkurzschlussströme.

Im nächsten Schritt wird für jeden Stromrichter überprüft, ob der jeweils fließende Strom zum angenommenen Betriebsbereich passt. Liegt der berechnete Teilkurzschlussstrom innerhalb des jeweiligen Geltungsbereiches, ist der angenommene Betriebsbereich korrekt. Stimmt der angenommene Betriebsbereich nicht, so wird ein neuer Betriebsbereich gewählt, der zu dem berechneten Teilkurzschlussstrom des Stromrichters passt. Passt der angenommene Betriebsbereich für mindestens einen Stromrichter nicht, ist ein weiterer Iterationsschritt nötig. Dafür werden für die betreffenden Stromrichter die entsprechend des neuen Betriebsbereiches geänderten Werte U_i und R_i für die Thévenin-Äquivalente eingesetzt. Das daraus resultierende Gleichstromnetzwerk wird gelöst und die beschriebenen Schritte wiederholt.

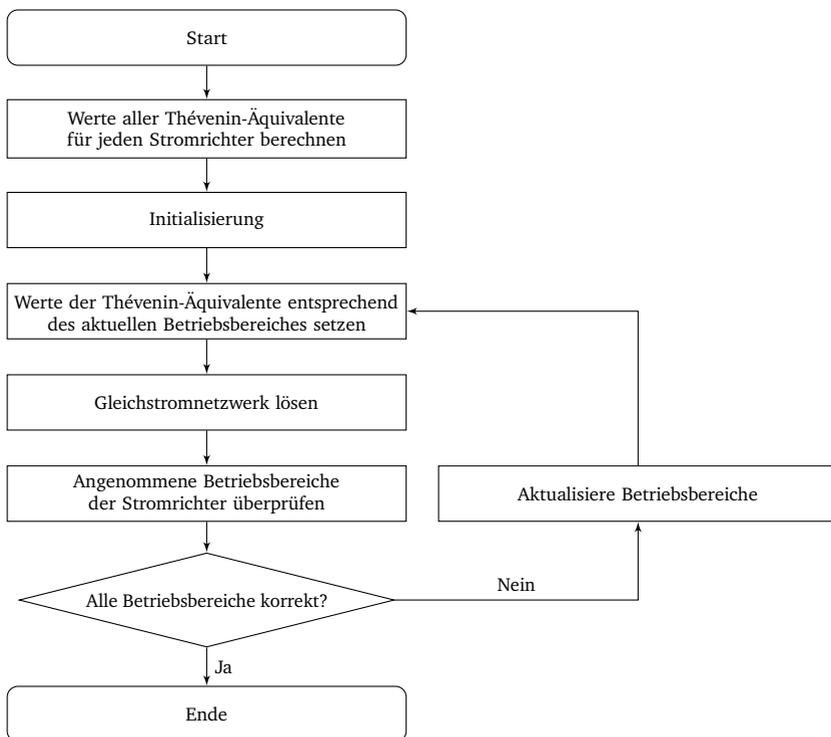


Abb. 4.6: Iterativer Algorithmus zur Bestimmung des Dauerkurzschlussstromes

Dieses Verfahren wird wiederholt bis keine Anpassungen mehr notwendig sind und für jeden Stromrichter der korrekte Betriebsbereich und damit das passende Thévenin-Äquivalent gewählt ist. Das so ermittelte Gleichstromnetzwerk bildet die stationären Zustände nach einem Kurzschluss genau ab. Aus den mit diesem Netzwerk berechneten Zweigströmen ergeben sich die zu erwartenden Teilkurzschlussströme und der Dauerkurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle. Das Verfahren konvergiert schnell und benötigt auch im Test mit größeren HGÜ-Netzen wenige Iterationen, um alle Betriebsbereiche korrekt zu ermitteln.

4.2.4 Erweiterung auf MMC

Aus Gründen der Verständlichkeit wurde bisher der Einfluss der Ventildrosseln vernachlässigt und eine reine Sechspulsbrückenschaltung betrachtet. Die bei MMC

vorhandenen Ventildrosseln beeinflussen jedoch die Kommutierungsvorgänge von einem Stromrichterzweig auf den Nächsten und führen zu einer größeren Überlappung. Somit sind bei blockierten MMC anders als bei der bisher betrachteten Sechspulsbrückenschaltung auch Zustände mit fünf und sechs gleichzeitig leitenden Dioden möglich. Dadurch ergeben sich zwei zusätzliche Betriebsbereiche und eine geänderte UI -Kennlinie.

Analog zur Vorgehensweise bei der Sechspulsbrückenschaltung wird auch für den blockierten MMC eine stückweise lineare Kennlinie angeleitet. Diese ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Die Ableitung der Kennlinie ist in Abschnitt A.2.2 im Anhang ausführlich ausgeführt.

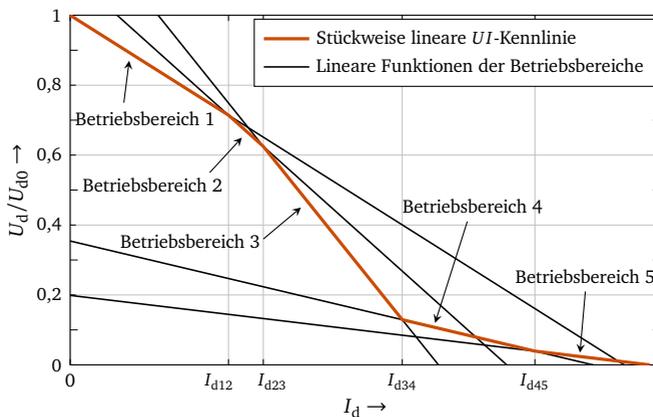


Abb. 4.7: Stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC

Auch hier kann jeder Betriebsbereich durch ein Thévenin-Äquivalent nachgebildet werden. Das gesamte Verhalten eines blockierten MMC kann somit durch fünf Thévenin-Äquivalente nachgebildet werden. Die entsprechenden Werte der Elemente U_i und R_i finden sich in Tabelle 4.3. Zur Nachbildung des Einflusses der Ventildrosseln wird hier mit der gesamten Kommutierungsreaktanz X_k aus Gleichung (4.9) und dem Faktor k aus Gleichung (4.10) gerechnet. Die Gültigkeitsbereiche der einzelnen Thévenin-Äquivalente ergeben sich aus den Schnittpunkten der Kennlinienabschnitte.

$$I_{d12} = \frac{U_{d0} \pi (k + \sqrt{k^2 + 3} - 3)(1 - k)(6k^2 - 26k + 45)}{1200 X_k (k - 2\sqrt{k^2 + 3} + 3)} \quad (4.13)$$

Tab. 4.3: Berechnung der Thévenin-Äquivalente für die stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC

Bereich	Geltungsbereich	Quellenspannung U_1	Innenwiderstand R_1
0*	$I_d \leq 0$	U_{rDC}	∞^{**}
1	$0 < I_d < I_{d12}$	U_{d0}	$\frac{3X_k}{\pi}$
2	$I_{d12} \leq I_d < I_{d23}$	$U_{d0} \left(-\frac{3k^3}{100} + \frac{4k^2}{25} - \frac{71k}{200} + \frac{49}{40} \right)$	$\frac{9X_k}{\pi} \frac{k - \sqrt{k^2 + 3} + 1}{k + \sqrt{k^2 + 3} - 3}$
3	$I_{d23} \leq I_d < I_{d34}$	$U_{d0} \frac{\sqrt{k^2 + 3}}{1 + k}$	$\frac{3X_k}{\pi} \frac{3 - k}{1 + k}$
4	$I_{d34} \leq I_d < I_{d45}$	$U_{d0} \frac{k}{2} \left(\frac{3 - k}{1 + k} \cos \alpha_k - \frac{1}{\sqrt{3}} \sin \alpha_k \right)^{***}$	$\frac{X_k}{\pi} \frac{k(2 - k)(3 - k)}{1 + k}$
5	$I_{d45} \leq I_d$	$U_{d0} \frac{k}{\sqrt{3}}$	$\frac{X_k}{\pi} k(2 - k)$

* Wird für Pol-Neutral-Kurzschlüsse in HGÜ-Netzen mit bipolarer Konfiguration benötigt, siehe Abschnitt 4.2.5.

** Zur Implementierung wird ein Wert von $10^9 \Omega$ verwendet.

*** mit: $\alpha_k = \arctan \frac{1 + k}{\sqrt{3}(k - 3)}$

$$I_{d23} = \frac{U_{d0}\pi(k + \sqrt{k^2 + 3} - 3)((6k^3 - 32k^2 + 71k - 245)(k + 1) + 200\sqrt{k^2 + 3})}{1200X_k(k - 2\sqrt{k^2 + 3} + 3)\sqrt{k^2 + 3}} \quad (4.14)$$

$$I_{d34} = \frac{U_{d0}\pi}{\sqrt{3}X_k} \frac{k\sqrt{k^2 - 4k + 7} - \sqrt{3k^2 + 9}}{(k - 3)(k^2 - 2k + 3)} \quad (4.15)$$

$$I_{d45} = \frac{U_{d0}\pi}{2\sqrt{3}X_k} \frac{\sqrt{k^2 - 4k + 7} - (k + 1)}{(k - 1)(k - 2)} \quad (4.16)$$

Zur Bestimmung des korrekten Betriebsbereiches und des zu wählenden Thévenin-Äquivalentes wird der im vorangegangenen Abschnitt vorgestellte iterative Algorithmus verwendet. Dabei ist zu beachten, dass die Steigungen der linearen Kennlinienabschnitte nicht kontinuierlich abnehmen. Die Kennlinien der Betriebsbereiche 4 und 5 haben eine größere Steigung als die von Betriebsbereich 3. Bei Nutzung des vorgestellten iterativen Algorithmus kann es deshalb zu divergenten Verhalten kommen. Der Algorithmus pendelt in diesem Fall für einen oder mehrere Stromrichter zwischen den Betriebsbereichen 2 und 4 oder 1 und 5.

Für diese Fälle wird zusätzlich eine Konvergenzüberwachung benötigt. Erkennt diese für einen Stromrichter eine zyklische Wiederholung der angenommenen Betriebsbereiche, so wird der Betriebsbereich auf den dazwischen liegenden Betriebsbereich 3 festgelegt. Mit dieser Konvergenzüberwachung findet der Algorithmus immer ein gültiges Ergebnis.

4.2.5 Erweiterung auf HGÜ-Netze mit bipolarer Konfiguration

Bei der Berechnung von Dauerkurzschlussströmen in HGÜ-Netzen mit bipolarer Konfiguration ist zu beachten, dass bei einem Pol-Pol-Kurzschluss beide Stromrichter einer HGÜ-Station einen Kurzschlussstrom einspeisen. Für diesen Fall muss die UI -Kennlinie beziehungsweise die Thévenin-Äquivalente mit der angepassten Reaktanz $X_{AC}^{ppBipolar}$ nach Gleichung (4.6) berechnet werden. Die gleichzeitige Einspeisung beider Stromrichter führt damit zu einer Änderung des Stromrichterhaltens wie in Abbildung 4.8 anhand der UI -Kennlinien dargestellt ist.

Dies muss bei der Berechnung des UI -Diagramms und damit der Parameter der Thévenin-Äquivalente berücksichtigt werden. Für Stromrichter einer bipolar aufgebauten Station werden daher zwei Sätze an Parametern für die Thévenin-Äquivalente hinterlegt. Je nach Art des zu berechnenden Kurzschlusses wird der passende Parametersatz verwendet. Für einen Pol-Neutral-Kurzschluss ist dies der unveränderte Parametersatz wie auch für monopolare Konfigurationen. Für einen Pol-Pol-Kurzschluss wird hingegen der Parametersatz mit angepasster Reaktanz $X_{AC}^{ppBipolar}$ verwendet.

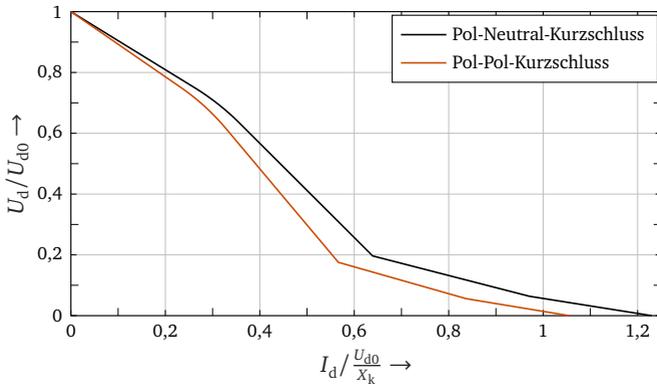


Abb. 4.8: UI -Kennlinien eines MMC in bipolarer Konfiguration für Pol-Pol- und Pol-Neutral-Kurzschlüsse

Weiterhin erlauben es die zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes verwendeten Thévenin-Äquivalente prinzipiell, dass ein Strom in einen Stromrichter hineinfließt. Dies ist in der Realität nicht möglich, da die blockierten Stromrichter ungesteuert sind und so nur als Gleichrichter arbeiten können. Bei der Berechnung von Pol-Neutral Fehlern in bipolar aufgebauten HGÜ-Netzen kann ein solcher Fall für die Stromrichter des nicht fehlerbetroffenen Poles auftreten. Für das Thévenin-Äquivalent wird daher ein zusätzlicher Betriebsbereich 0 mit unendlich hohem Innenwiderstand eingeführt (siehe Tabelle 4.3). Als Quellenspannung wird die Bemessungsspannung des Stromrichters U_{rDC} angenommen. Dieser Betriebsbereich 0 wird im iterativen Algorithmus aktiviert, wenn für einen Stromrichter ein negativer Strom ermittelt wird.

4.3 Berechnung der Stromrichterbeiträge zum Stoßkurzschlussstrom

Der Stoßkurzschlussstrom wird sowohl von den Stromrichtern als auch von den Leitungsentladungen gespeist. Den beiden Beiträgen liegen jeweils unterschiedliche Mechanismen zugrunde, weiterhin unterscheiden sie sich in der Frequenz. Die Berechnung erfolgt daher mit zwei getrennten Berechnungsverfahren deren Ergebnisse später zusammengeführt werden. In diesem Abschnitt wird zuerst die Berechnung des Stromrichterbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom dargestellt.

4.3.1 Berechnungsansatz

Der Stoßkurzschlussstrom ist ein Momentanwert, der während eines transienten Vorganges auftritt. Zur genauen Bestimmung müssten die genauen transienten Zeitverläufe bestimmt werden, was für ein Berechnungsverfahren zu aufwändig ist. Stattdessen wird hier ein stationärer Ersatzkreis zur Berechnung verwendet, ähnlich der 20 Hz-Methode aus [67, S. 87 ff.], die zur Abschätzung des Stoßkurzschlussstromes in Drehstromnetzen genutzt wird. Die mit dem stationären Ersatzkreis berechneten Größen bilden dabei eine Abschätzung der maximal auftretenden Momentanwerte. Die Grundidee der Nutzung eines stationären Ersatzkreises zur Nachbildung des Stromrichterbeitrages wurde vom Autor bereits in [0] veröffentlicht. Das hier präsentierte Berechnungsverfahren ist deutlich erweitert und baut auf einer wesentlich größeren Datengrundlage auf.

Zur Abschätzung des Stoßkurzschlussstrombeitrages der Stromrichter wird ein Gleichstromersatzkreis genutzt. Im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom haben hier auch die Induktivitäten im HGÜ-Netz einen Einfluss. Die Induktivitäten werden daher über Ersatzwiderstände nachgebildet. Der Wert dieser Ersatzwiderstände wird dabei aus dem Betrag der Reaktanz bei einer Ersatzfrequenz f_{eq} bestimmt.

Der Beitrag der Stromrichter ist von einer Vielzahl an Faktoren und Mechanismen abhängig. Im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom sind die wirkenden Mechanismen innerhalb des Stromrichters und des speisenden Drehstromnetzes zu vielfältig um daraus analytisch eine Ersatzschaltung abzuleiten. Das Verhalten der Stromrichter wird daher mit einem empirisch bestimmten Thévenin-Äquivalent abgeschätzt.

Mit diesen Nachbildungen für Gleichstromkreis und Stromrichter kann ein stationärer Ersatzkreis zur Berechnung aufgestellt werden. Dies ist für eine simple Anordnung in Abbildung 4.9 dargestellt.

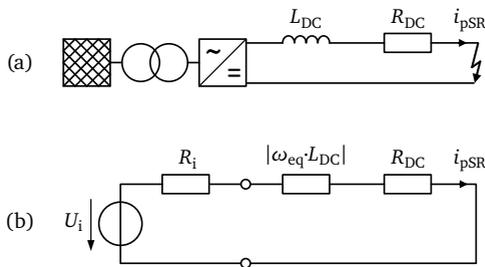


Abb. 4.9: Ersatzschaltung zur Berechnung des Stromrichterbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom

(a) Stromrichter mit Kurzschluss auf der Gleichstromseite

(b) Stationärer Ersatzkreis zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes

Der Stoßkurzschlussstrombeitrag des Stromrichters kann mit dem stationären Ersatzkreis damit wie folgt berechnet werden.

$$i_{\text{pSR}} = \frac{U_i}{R_i + |\omega_{\text{eq}} \cdot L_{\text{DC}}| + R_{\text{DC}}} \quad (4.17)$$

Die Größen U_i , R_i des Thévenin-Äquivalentes und die Ersatzfrequenz f_{eq} sind dabei nicht bekannt und müssen empirisch ermittelt werden.

4.3.2 Nachbildung des Stromrichterhaltens

Für ein Ersatzmodell muss das nachzubildende Verhalten der Stromrichter bekannt sein. Da dieses nicht analytisch abgeleitet werden kann, wird das Verhalten der Stromrichter mittels Simulationen in PSCAD ermittelt.

Dazu wird das Klemmenverhalten eines Stromrichters bestimmt. Mit der Anordnung aus Abbildung 4.9 (a) wird für verschiedene Werte von R_{DC} und L_{DC} ein Kurzschluss auf der Gleichstromseite simuliert und der jeweils vom Stromrichter gelieferte Stoßkurzschlussstrom i_{pSR} ausgewertet. Zur Ermittlung des Klemmenverhaltens für alle in Frage kommenden Werte von R_{DC} und L_{DC} werden 90 Wertepaare aus dem in Abbildung 4.10 dargestellten Wertebereich simuliert.

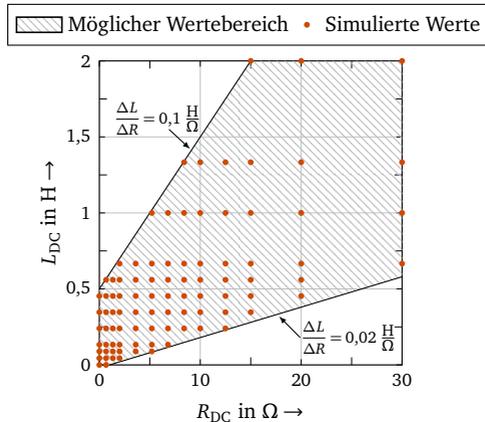


Abb. 4.10: Untersuchte Werte von R_{DC} und L_{DC} für das Klemmenverhalten des Stromrichters

Die obere und untere Grenze des Wertebereiches schätzen das maximale beziehungsweise minimale L/R -Verhältnis von Kabel- und Freileitungstypen in HGÜ-

Netzen ab, welche in Abbildung 4.10 als Steigung $\Delta L/\Delta R$ eingetragen ist. Zur Berücksichtigung der gleichstromseitigen Drosseln ist die obere Grenze um $0,5H$ nach oben verschoben. Da vor allem das Verhalten bei elektrisch nahen Kurzschlüssen von Interesse ist, berücksichtigen die für die Simulation ausgewählten Werte diesen Bereich besonders.

Der hier gezeigte Wertebereich ist gültig für eine Gleichspannung von $U_{DC} = 480 \text{ kV}$. Da bei anderen Gleichspannungen kürzere bzw. längere Leitungslängen zu erwarten sind, wird der zu untersuchende Wertebereich dort entsprechend skaliert.

Aus diesen Simulationen ist für jedes Wertepaar R_{DC}, L_{DC} der vom Stromrichter gelieferte Stoßkurzschlussstrom i_{pSR} bekannt und damit aus der Gesamtheit aller Werte und dessen Klemmenverhalten bekannt. Mit diesen bekannten Werten für i_{pSR}, R_{DC}, L_{DC} können aus Gleichung (4.17) die unbekanntenen Größen U_i, R_i des Thévenin-Äquivalentes und die Ersatzfrequenz f_{eq} mittels Optimierung geschätzt werden.

Bei der Optimierung von U_i und R_i ist zu beachten, dass das Thévenin-Äquivalent nur eine einfache Annäherung des komplexen Stromrichterhaltens darstellt. Das Stromrichterverhalten kann deshalb nicht in allen Fällen exakt nachgebildet werden wie Abbildung 4.11 beispielhaft für zwei Fälle zeigt.

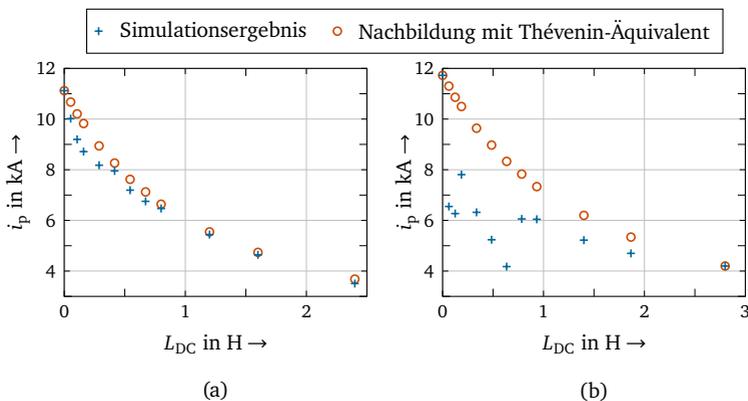


Abb. 4.11: Vergleich des simulierten und mit Thévenin-Äquivalent nachgebildeten Klemmenverhaltens eines Stromrichters für zwei Fälle. Dargestellt ist ein Ausschnitt der Werte von $R_{DC} = 7,5 \cdot L_{DC} \Omega/H$.

- (a) Gute Nachbildung möglich
- (b) Starke Abweichung

Für den Fall aus Teilabbildung (a) passt die Nachbildung mit dem Thévenin-Äquivalent sehr gut zum simulierten Stromrichterverhalten. Das Verhalten in Teilabbildung (b) ist wegen Unterschieden im Blockiervorgang für die verschiedenen Werte von L_{DC} schwer mit einem Thévenin-Äquivalent nachzubilden. Hier zeigt sich das komplexe Verhalten der Stromrichter.

Um auch für diese schwer nachzubildenden Fälle eine sichere Abschätzung zu liefern werden die Werte der Thévenin-Äquivalente so bestimmt, dass sie den simulierten Stoßkurzschlussstrom nicht unterschätzen, auch wenn dies wie hier gezeigt teilweise zu konservativen Abschätzungen führt. Optimierungsziel bei der Schätzung der Größen U_i , R_i , f_{eq} ist dementsprechend eine möglichst geringe Abweichung zwischen dem simulierten und mittels Thévenin-Äquivalent nachgebildeten Verhalten bei gleichzeitiger Minimierung der Unterschätzung.

4.3.3 Ermittlung der empirischen Funktion

Um die Größen U_i und R_i des Thévenin-Äquivalents für beliebige Stromrichter zu berechnen wird eine empirische Funktion bestimmt, mit der die Größen direkt aus charakteristischen Daten des Stromrichters und des speisenden Drehstromnetzes berechnet werden können. Das gesamte Vorgehen ist in Abbildung 4.12 zusammengefasst und wird im Folgenden näher erläutert.

Aus den ermittelten Einflussfaktoren auf den Stoßkurzschlussstrombeitrag der Stromrichter (siehe Abschnitt 3.1.6) werden dafür die Parameter U_{AC} , X_{AC} und f_{AC} des speisenden Drehstromnetzes sowie L_{RV} und $I_{maxIGBT}$ des Stromrichters als charakteristische Daten identifiziert.

Als Grundlage der empirischen Funktion wird das Stromrichterverhalten für eine Vielzahl unterschiedlicher Stromrichter beziehungsweise speisender Drehstromnetze simuliert. Für einen großen Geltungsbereich der empirischen Formel muss dabei ein weiter Wertebereich abgedeckt werden, dieser ist in Tabelle 4.4 aufgeführt. Für die hier nicht angegebenen Einflussfaktoren aus Abschnitt 3.1.6 wird jeweils ein fester Wert untersucht. Dabei wird, wenn bekannt, der kritischste Wert simuliert. Für den Arbeitspunkt der Stromrichter ist dies beispielsweise der maximal negative Laststrom.

Die einzelnen Parameter werden innerhalb ihres Wertebereiches variiert und untereinander zu mehr als 14 000 verschiedenen Parametersätzen kombiniert um eine größtmögliche Abdeckung des gesamten Wertebereiches zu erhalten. Für jeden Parametersatz erfolgt die Auslegung des Stromrichters mit den in Abschnitt A.3 im Anhang angegebenen Daten.

Für jeden dieser Stromrichter wird das Klemmenverhalten wie im vorangegangenen Abschnitt simuliert. Aus den Simulationsergebnissen können die Ersatzfrequenz f_{eq} und die Werte U_i und R_i der Thévenin-Äquivalente mittels Optimierung geschätzt

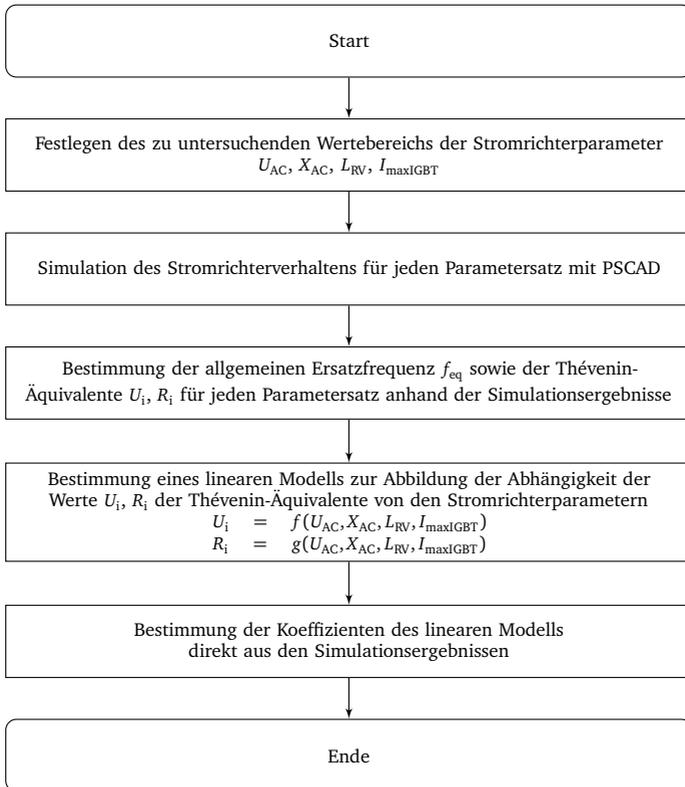


Abb. 4.12: Vorgehen zur Ermittlung der empirischen Funktion zur Beschreibung des Kurzschlussstrombeitrages der Stromrichter zum Stoßkurzschlussstrom

Tab. 4.4: Wertebereich für die Simulationen des Stromrichterhaltens

Parameter	Wertebereich
U_{AC}	$U_{DC} = 160 \dots 800 \text{ kV}^*$
X_{AC}	$SCR = 1,5 \dots 30$, $\frac{R_N}{X_N} = 0,07$, $u_k = 10 \dots 20 \%^{**}$
f_{AC}	50/60 Hz
L_{RV}	25 ... 100 mH
I_{maxIGBT}	3 ... 6 kA ^{***}

* U_{AC} kann mithilfe des Modulationsindex m_{max} aus U_{DC} bestimmt werden.

** Die Bestimmung von X_{AC} aus SCR und u_k ist in Abschnitt 4.1.1 ausgeführt.

*** $I_{\text{maxIGBT}} > 3 \text{ kA}$ werden nur für $U_{DC} \geq 320 \text{ kV}$ betrachtet.

werden. Das Optimierungsverfahren "Differential Evolution" (DE) hat sich für diese Aufgabe als am geeignetsten gezeigt. Nähere Erläuterungen zum Optimierungsverfahren finden sich in [71, S. 37 ff.].

Während die Werte U_i , R_i der Thévenin-Äquivalente für jeden Parametersatz individuell geschätzt werden, muss die Ersatzfrequenz f_{eq} für alle Parametersätze optimiert werden. Dazu werden für einen festen Wert der Ersatzfrequenz alle Parametersätze einzeln optimiert und die Abweichung über alle Parametersätze aufsummiert. Dies wird für verschiedene Frequenzen wiederholt, um die beste Ersatzfrequenz zu bestimmen. Dabei hat sich die Ersatzfrequenz $f_{\text{eq}} = 4 \text{ Hz}$ ergeben.

Basierend auf den für jeden Parametersatz für die Ersatzfrequenz $f_{\text{eq}} = 4 \text{ Hz}$ individuell ermittelten Werten U_i und R_i der Thévenin-Äquivalente wird abschließend eine empirische Funktion ermittelt mit deren Hilfe die Werte der Thévenin-Äquivalente direkt aus den Parametern U_{AC} und X_{AC} des speisenden Drehstromnetzes sowie L_{RV} und I_{maxIGBT} des Stromrichters berechnet werden können. Damit können die Werte des Thévenin-Äquivalentes für jeden beliebigen Stromrichter ermittelt werden und nicht nur für die bisher durch Simulationen untersuchten.

Dazu wird die multiple lineare Regression als Verfahren der Regressionsanalyse genutzt. Dabei wird ein lineares Modell ermittelt, welches den Zusammenhang zwischen den Parametern U_{AC} , X_{AC} , L_{RV} und I_{maxIGBT} als Eingangsgrößen und U_i beziehungsweise R_i als Ausgangsgröße als Funktion f , g abbildet. Erläuterungen zum Verfahren der multiplen linearen Regression finden sich in [61, S. 450 ff.].

$$U_i = f(U_{AC}, X_{AC}, L_{RV}, I_{\text{maxIGBT}}) \quad (4.18)$$

$$R_i = g(U_{AC}, X_{AC}, L_{RV}, I_{\text{maxIGBT}}) \quad (4.19)$$

Die Komplexität des linearen Modells und damit die Anzahl der Terme der Funktionen f , g für U_i und R_i wird so weit wie möglich reduziert um einen handhabbare empirische Funktion zu erhalten.

Nachdem mit den linearen Modellen die Struktur der empirischen Funktion bekannt ist, werden die Koeffizienten des Modells ermittelt. Dazu werden die Koeffizienten direkt für die Simulationsergebnisse der einzelnen Parametersätze optimiert. Auch hier kommt ein heuristisches Optimierungsverfahren zu Einsatz. Das Verfahren "Particle Swarm Optimization" (PSO) hat sich dafür als am geeignetsten erwiesen. Nähere Erläuterungen zum Optimierungsverfahren finden sich in [60].

Für eine übersichtliche Darstellung werden die durch Optimierung erhaltenen Koeffizienten abschließend vereinfacht und durch Brüche angenähert. Mit den so ermittelten Koeffizienten und dem linearen Modell ergeben sich die gesuchten empirischen Funktionen f , g zur Berechnung der Werte U_i und R_i der Thévenin-Äquivalente direkt aus den Parametern U_{AC} , X_{AC} , L_{RV} und $I_{\max IGBT}$.

Mit diesen Verfahren werden die empirischen Funktionen jeweils für eine Netzfrequenz des speisenden Drehstromnetzes f_{AC} von 50 und 60 Hz ermittelt.

4.3.4 Berechnung der Thévenin-Äquivalente

Die Werte U_i und R_i der Thévenin-Äquivalente können mithilfe der ermittelten empirischen Funktionen für jeden Stromrichter aus den Parametern U_{AC} und X_{AC} des speisenden Drehstromnetzes sowie der Größen L_{RV} und $I_{\max IGBT}$ des Stromrichters bestimmt werden.

Die Quellenspannung U_i und der Innenwiderstand R_i des Thévenin-Äquivalentes können wie folgt berechnet werden:

$$U_i = \left(\alpha_U + \beta_U \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 + \gamma_U \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} \right) \text{V} \quad (4.20)$$

$$R_i = \left(\alpha_R + \beta_R \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} + \gamma_R \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 + \varepsilon_R \cdot \frac{I_{\max IGBT}}{\text{kA}} \right) \Omega \quad (4.21)$$

Je nach Frequenz des speisenden Drehstromnetzes weisen die Koeffizienten der Formeln andere Werte auf. Für speisende Drehstromnetze mit einer Frequenz von $f_{AC} = 50 \text{ Hz}$ werden wie Koeffizienten für Gleichung (4.20) wie folgt berechnet:

$$\alpha_U = \frac{11}{8} \cdot \frac{I_{\max IGBT}}{\text{kA}} \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} \quad (4.22)$$

$$\beta_U = \frac{19}{37} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} + \frac{1}{1150} \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} - \frac{1}{200600} \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 \quad (4.23)$$

$$\gamma_U = \frac{7}{4} \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} - \frac{15}{38} \cdot \left(\frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \right)^2 + \frac{4}{139} \cdot \left(\frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \right)^3 \quad (4.24)$$

Die Koeffizienten für Gleichung (4.21) werden für speisende Drehstromnetze mit einer Frequenz von $f_{AC} = 50\text{Hz}$ mit folgenden Gleichungen berechnet.

$$\alpha_R = \frac{3}{4} \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} \quad (4.25)$$

$$\beta_R = \frac{1}{177} \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} - \frac{1}{83600} \cdot \left(\frac{U_{AC}}{\text{kV}} \right)^2 + \frac{1}{5860} \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 + \frac{25}{26} \quad (4.26)$$

$$\gamma_R = \frac{7}{34} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} - \frac{1}{4312000} \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 + \zeta_R \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \quad (4.27)$$

$$\zeta_R = \frac{1}{46800} \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} - \frac{1}{1470} \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} - \frac{3}{62} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} - \frac{1}{12700} \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} \quad (4.28)$$

$$\varepsilon_R = \frac{23}{68} \cdot \left(\frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \right)^2 - \frac{21}{5} \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} + \frac{44}{3} \quad (4.29)$$

Für speisende Drehstromnetzes mit einer Frequenz von $f_{AC} = 60\text{Hz}$ gilt eine gesonderte empirische Funktion. Die Koeffizienten für Gleichung (4.20) werden in diesem Fall wie folgt berechnet:

$$\alpha_U = \frac{33}{23} \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} \quad (4.30)$$

$$\beta_U = \frac{10}{19} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} + \frac{1}{1880} \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} + \frac{1}{1025000} \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 \quad (4.31)$$

$$\gamma_U = \frac{28}{17} \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} - \frac{13}{37} \cdot \left(\frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \right)^2 + \frac{1}{41} \cdot \left(\frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \right)^3 \quad (4.32)$$

Die Koeffizienten für Gleichung (4.21) werden für speisende Drehstromnetze mit einer Frequenz von $f_{AC} = 60\text{Hz}$ mit folgenden Gleichungen berechnet.

$$\alpha_R = \frac{29}{34} \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} \quad (4.33)$$

$$\beta_R = \frac{1}{165} \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} - \frac{1}{79700} \cdot \left(\frac{U_{AC}}{\text{kV}} \right)^2 + \frac{1}{7820} \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 + \frac{15}{16} \quad (4.34)$$

$$\gamma_R = \frac{3}{16} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} + \frac{1}{839200} \cdot \left(\frac{X_{AC}}{\Omega} \right)^2 + \zeta_R \cdot \frac{I_{\max\text{IGBT}}}{\text{kA}} \quad (4.35)$$

$$\zeta_R = \frac{1}{42800} \cdot \frac{U_{AC}}{\text{kV}} - \frac{1}{1440} \cdot \frac{I_{\text{maxIGBT}}}{\text{kA}} - \frac{2}{43} \cdot \frac{L_{RV}}{\text{H}} - \frac{1}{9690} \cdot \frac{X_{AC}}{\Omega} \quad (4.36)$$

$$\varepsilon_R = \frac{9}{37} \cdot \left(\frac{I_{\text{maxIGBT}}}{\text{kA}} \right)^2 - \frac{31}{9} \cdot \frac{I_{\text{maxIGBT}}}{\text{kA}} + \frac{27}{2} \quad (4.37)$$

4.3.5 Berechnung der Stromrichterbeiträge

Mit den empirischen Formeln kann der Stromrichterbeitrag zum Stoßkurzschlussstrom berechnet werden. Dazu wird das zu berechnende HGÜ-Netz durch einen Gleichstromersatzkreis nachgebildet. Dies ist in Abbildung 4.13 für eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung mit einem Kurzschluss auf der rechten Sammelschiene gezeigt.

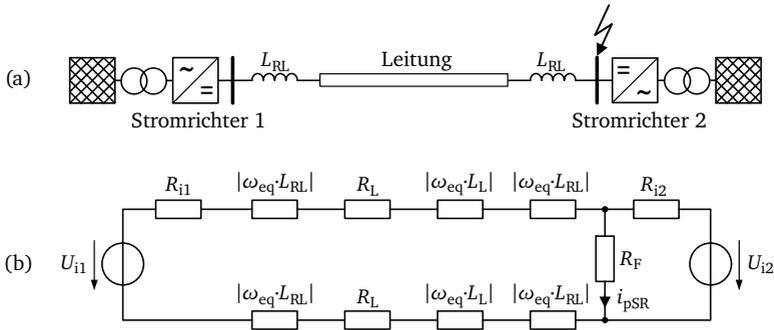


Abb. 4.13: Berechnung des Stromrichterbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom für eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung
 (a) Punkt-zu-Punkt-Verbindung mit Kurzschluss
 (b) Stationärer Ersatzkreis zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes

Zur Berechnung wird ein stationärer Ersatzkreis aufgestellt. Jeder Stromrichter wird durch ein Thévenin-Äquivalent nachgebildet. Die Werte der Quellenspannung U_i und des Innenwiderstandes R_i können mit den Gleichungen (4.20), (4.21) aus den Parametern der Stromrichter und des speisenden Drehstromnetzes berechnet werden. Es ist zu beachten, dass die so ermittelten Werte U_i und R_i der Thévenin-Äquivalente keine physikalische Entsprechung haben. Es handelt sich um reine Rechengrößen zur Abschätzung des Stromrichterhaltens.

Die Induktivitätswerte der Drosseln und Leitungen im HGÜ-Netz werden mit der in der Optimierung bestimmten Ersatzfrequenz $f_{\text{eq}} = 4 \text{ Hz}$ in Ersatzwiderstände umgerechnet.

$$\begin{aligned} R_{\text{eq}} &= |\omega_{\text{eq}} \cdot L| \\ &= |2 \cdot \pi \cdot 4 \text{ Hz} \cdot L| \end{aligned} \quad (4.38)$$

Die Leitungswiderstände können direkt eingesetzt werden. Für die Leitungsbeläge wird dabei der Gleichstromwiderstand und die Induktivität bei Netzfrequenz f_{AC} des speisenden Drehstromnetzes genutzt (siehe Abschnitt 3.3.1). Wird das HGÜ-Netz von Drehstromnetzen mit unterschiedlicher Frequenz gespeist, kann die höhere Frequenz genutzt werden, da diese zu den geringeren Induktivitätswerten führt.

Das so aufgestellte Gleichstromnetz aus Teilabbildung (b) kann nun gelöst werden. Zur Berechnung der Ströme im Gleichstromnetz wird wie bereits bei der Berechnung des Dauerkurzschlussstromes das modifizierte Knotenverfahren genutzt (das Verfahren wird in Abschnitt A.1 im Anhang vorgestellt). Der so bestimmte Strom i_{pSR} schätzt den von den Stromrichtern gespeisten Stoßkurzschlussstrom ab.

Der mit dem vorgestellten Ersatzkreis ermittelte Beitrag der Stromrichter stellt den Großteil des Stoßkurzschlussstromes dar. Zusätzlich muss auch die Entladung der Kabel berechnet werden, welche im folgenden Abschnitt dargestellt ist.

4.4 Berechnung der Kabelbeiträge zum Stoßkurzschlussstrom

Leitungen liefern durch die Entladung ihrer Kapazitäten einen Beitrag zum Stoßkurzschlussstrom. Da diese Kapazitäten bei Kabeln wesentlich größer als bei Freileitungen sind, ist auch deren Beitrag zum Kurzschlussstrom erheblich größer. Für die Berechnung des Stoßkurzschlussstromes wird daher nur der Beitrag von Kabeln betrachtet, die wesentlich kleineren Beiträge von Freileitungen werden vernachlässigt (siehe Abschnitt 3.2).

In den folgenden Abschnitten wird der zur Berechnung des Kabelbeitrages verwendete Ansatz sowie die Berechnung vorgestellt. Abschließend wird auf die Entladung von Kabeln über Freileitungen eingegangen.

4.4.1 Nachbildung der Kabelentladung

Für die Berechnung des Kabelbeitrages wird der Entladestrom jedes Kabels einzeln berechnet. Dafür wird die Entladung des Kabels über die Leitungsdrosseln am Kabelende betrachtet. Dies stellt den kritischsten Fall dar, da die Kabelentladung so verzögert wird und zum Zeitpunkt des maximalen Beitrages der Stromrichter ein

größerer Kabelbeitrag auftritt, was insgesamt zu einem höheren Stoßkurzschlussstrom führt (siehe Abschnitt 3.4.2).

Durch die Entladung des Kabels über die Leitungsdrosseln ähnelt der Zeitverlauf der Entladung einer Sinusschwingung (siehe Abschnitt 3.2.3). Zur Berechnung der Kabelentladung kann das Kabel daher durch eine Ersatzschaltung mit konzentrierten Parametern nachgebildet werden. Abbildung 4.14 zeigt diese Nachbildung allgemein für einen Pol-Pol-Kurzschluss einer Kabelstrecke.

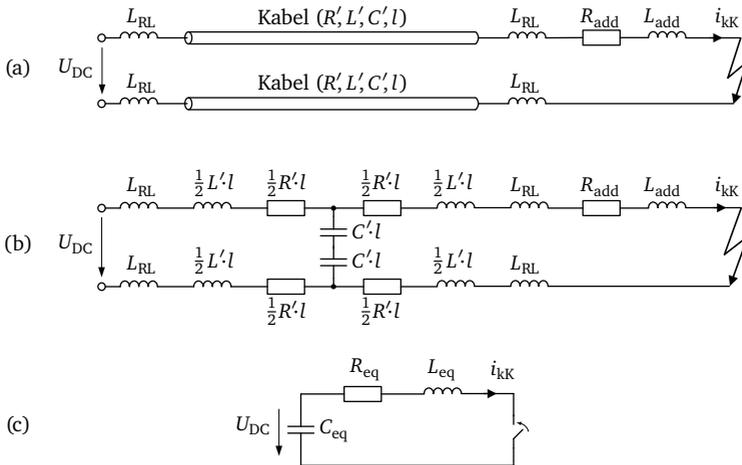


Abb. 4.14: Ersatzschaltung zur Nachbildung der Kabelentladung bei einem Kurzschluss hinter den Leitungsdrosseln
 (a) Kurzschluss einer aufgeladenen Kabelstrecke
 (b) Nachbildung der Kabel-Pole mit jeweils einem T-Glied
 (c) Resultierende RLC -Ersatzschaltung zur Bestimmung des Entladestromes

Die Elemente R_{add} und L_{add} bilden zusätzliche Impedanzen ab, wie Freileitungen, zusätzliche Induktivitäten oder Widerstände (beispielsweise Kurzschlussstrombegrenzer), die sich zwischen den Leitungsdrosseln und dem Kurzschluss befinden. Ist der Kurzschluss direkt hinter den Leitungsdrosseln, sind R_{add} und L_{add} entsprechend Null. Für die Berechnung wird jeder Kabel-Pol durch ein eigenes T-Glied

nachgebildet (Abbildung 4.14 (b)). Die resultierende Ersatzschaltung kann zu einem RLC -Kreis in Abbildung 4.14 (c) zusammengefasst werden.

$$R_{\text{eq}} = R' \cdot l + R_{\text{add}} \quad (4.39)$$

$$L_{\text{eq}} = L' \cdot l + 2 \cdot L_{\text{RL}} + L_{\text{add}} \quad (4.40)$$

$$C_{\text{eq}} = \frac{1}{2} \cdot C' \cdot l \quad (4.41)$$

Bei der Nachbildung des ausgedehnten Kabels mit längenbezogenen Leitungsbelägen R', L' muss die Frequenzabhängigkeit dieser Leitungsbeläge berücksichtigt werden. Die genaue Frequenz der Kabelentladung ist neben den Kabelparametern besonders von der Länge der Kabelstrecke und der Größe der Leitungsdrosseln L_{RL} abhängig. Sie kann daher nicht allgemein bestimmt werden. Als gute Näherung können die Werte von R', L' bei 50 oder 60 Hz angesehen werden, da diese aus der Wechselspannungsprüfung der Kabel vorliegen. Im Gegensatz zur Nachbildung der Leitungswiderstände für die Bestimmung der Stromrichterbeiträge kann hier nicht der Gleichstromwiderstand der Kabel verwendet werden. Dieser unterschätzt die Dämpfung der Kabelentladung.

Die Größe C' beschreibt hier den Kapazitätsbelag eines Kabels gegen Erde und kann als frequenzunabhängig angesehen werden. Die Berechnung der Kapazität C_{eq} nach Gleichung (4.41) ist für Pol-Pol-Kurzschlüsse von bipolaren und symmetrisch monopolarer Anordnungen gültig. Ist die Kapazität zwischen den Polen bekannt, kann diese als C_{eq} direkt eingesetzt werden. Bei der Betrachtung von Pol-Neutral-Kurzschlüssen muss gegebenenfalls eine andere Kapazität eingesetzt werden.

Die Entladung der RLC -Ersatzschaltung aus Abbildung 4.14 (c) kann nun berechnet werden. Da die genaue Phasenlage der Kabelentladung nicht bekannt ist und sich diese durch die Wechselwirkung mit den Stromrichterbeiträgen auch verändern kann (siehe Abschnitt 3.3.2), wird zur Abschätzung der Kabelentladung kein detaillierter Zeitverlauf der Entladung, sondern nur die positive Einhüllende berechnet.

$$i_{\text{envK}}(t) = \frac{U_{\text{DC}}}{\omega_{\text{K}} \cdot L_{\text{eq}}} \cdot e^{-\delta \cdot t} \quad (4.42)$$

Mit:

$$\delta = \frac{R}{2 \cdot L_{\text{eq}}} \quad (4.43)$$

$$\omega_0^2 = \frac{1}{L_{\text{eq}} \cdot C_{\text{eq}}} \quad (4.44)$$

$$\omega_{\text{K}} = \sqrt{\omega_0^2 - \delta^2} \quad (4.45)$$

Die nach diesem Berechnungsansatz ermittelte Einhüllende im Vergleich mit dem simulierten Entladestrom eines Kabels zeigt Abbildung 4.15 beispielhaft für ein 250 km langes Kabel.

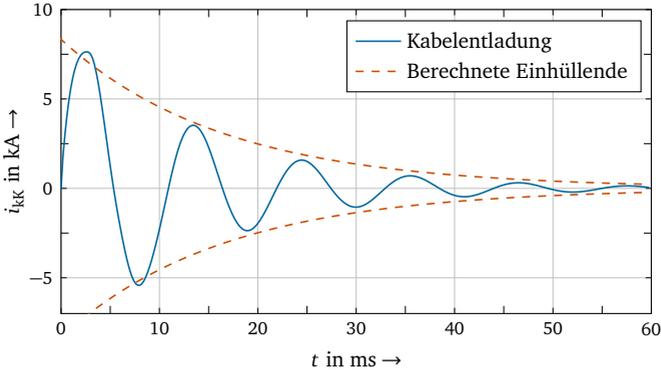


Abb. 4.15: Vergleich der unbeeinflussten Kabelentladung mit der berechneten Einhüllenden für einen Pol-Pol-Kurzschluss eines 250 km langen Kabels bei einer Gleichspannung von ± 400 kV

Trotz der Vereinfachung mit konzentrierten Parametern und der Nachbildung mit frequenzunabhängigen Kabelbelägen liefert die Nachbildung eine gute Abschätzung der Kabelentladung, vor allem im Zeitbereich von 10 bis 20 ms, in dem auch der maximale Stromrichterbeitrag auftritt.

Für die Berechnung des Kabelbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom wird angenommen, dass zum Zeitpunkt des maximalen Stromrichterbeitrages im Bereich 10 bis 20 ms auch der Kabelbeitrag maximal positiv ist und genau den Wert der positiven Einhüllenden aufweist. Da der Kabelbeitrag mit der Zeit abklingt, wird angenommen, dass das Maximum frühestmöglich, also zum Zeitpunkt $t_p = 10$ ms auftritt. Der Beitrag der Kabelentladung zu diesem Zeitpunkt kann aus Gleichung (4.42) wie folgt bestimmt werden.

$$i_{pK} = \frac{U_{DC}}{\omega_K \cdot L_{eq}} \cdot e^{-\delta \cdot 10 \text{ ms}} \quad (4.46)$$

Handelt es sich um Pol-Neutral-Kurzschlüsse in bipolaren Anordnungen ist nur die halbe Betriebsspannung für U_{DC} einzusetzen. Für diesen Fall sind wie oben aufgeführt auch andere Kapazitätswerte für C_{eq} zu verwenden.

Mit der abgeleiteten Gleichung (4.46) kann der Kurzschlussstrombeitrag eines einzelnen Kabels berechnet werden. Die Beiträge werden für alle direkt in den Kurzschluss einspeisenden Kabel getrennt ermittelt und anschließend addiert. Die Beiträge weiter entfernter Kabel können vernachlässigt werden, da deren zusätzlicher Beitrag zum Stoßkurzschlussstrom sehr gering ist (siehe Abschnitt 3.2.5).

4.4.2 Beitrag von Kabeln über Freileitungen

Der Beitrag entfernter Kabel wird nur berücksichtigt, wenn diese über eine Freileitung mit dem Kurzschlussort verbunden sind, da die Kabelentladung in diesem Fall den Entladestrom der gesamten Anordnung aus Kabel und Freileitung dominiert.

Zur Berechnung des Kurzschlussstrombeitrages von über Freileitungen angeschlossener Kabel wird ebenfalls der im vorangegangenen Abschnitt vorgestellte Ansatz verwendet. Die vorgelagerte Freileitung wird dabei als RL -Glied nachgebildet. Die Kapazität der Freileitung kann gegenüber der dominierenden Kabelkapazität vernachlässigt werden. Das Aufstellen der resultierenden Ersatzschaltung für die Entladung eines Kabels über eine Freileitung ist in Abbildung 4.16 verdeutlicht.

Die Elemente des RLC -Ersatzkreises können aus der Ersatzschaltung in Abbildung 4.16 (b) nach Gleichungen (4.39), (4.40), (4.41) berechnet werden. Der Widerstand und Induktivität der Freileitungen sowie die Leitungsdrosseln zwischen Kabel und Freileitung (falls vorhanden) werden dabei den Größen R_{add} und L_{add} zugeschlagen. Damit ergibt sich:

$$\begin{aligned} R_{\text{eq}} &= R'_K \cdot l_K + R_{\text{add}} \\ &= R'_K \cdot l_K + 2 \cdot R'_{\text{FL}} \cdot l_{\text{FL}} \end{aligned} \quad (4.47)$$

$$\begin{aligned} L_{\text{eq}} &= L'_K \cdot l_K + 2 \cdot L_{\text{RL}} + L_{\text{add}} \\ &= L'_K \cdot l_K + 2 \cdot L_{\text{RL}} + 2 \cdot L'_{\text{FL}} \cdot l_{\text{FL}} + 4 \cdot L_{\text{RL}} \end{aligned} \quad (4.48)$$

$$C_{\text{eq}} = \frac{1}{2} \cdot C'_K \cdot l_K \quad (4.49)$$

Mit diesen Größen kann der Beitrag des entfernten Kabels nach Gleichung (4.46) berechnet werden.

Abbildung 4.17 zeigt die Güte der diesem Berechnungsansatz zugrundeliegenden Nachbildung mit konzentrierten Parametern für die Entladung eines 200 km langen Kabels über eine 200 km lange Freileitung am Beispiel der nach Gleichung (4.42) berechneten Einhüllenden der Entladung.

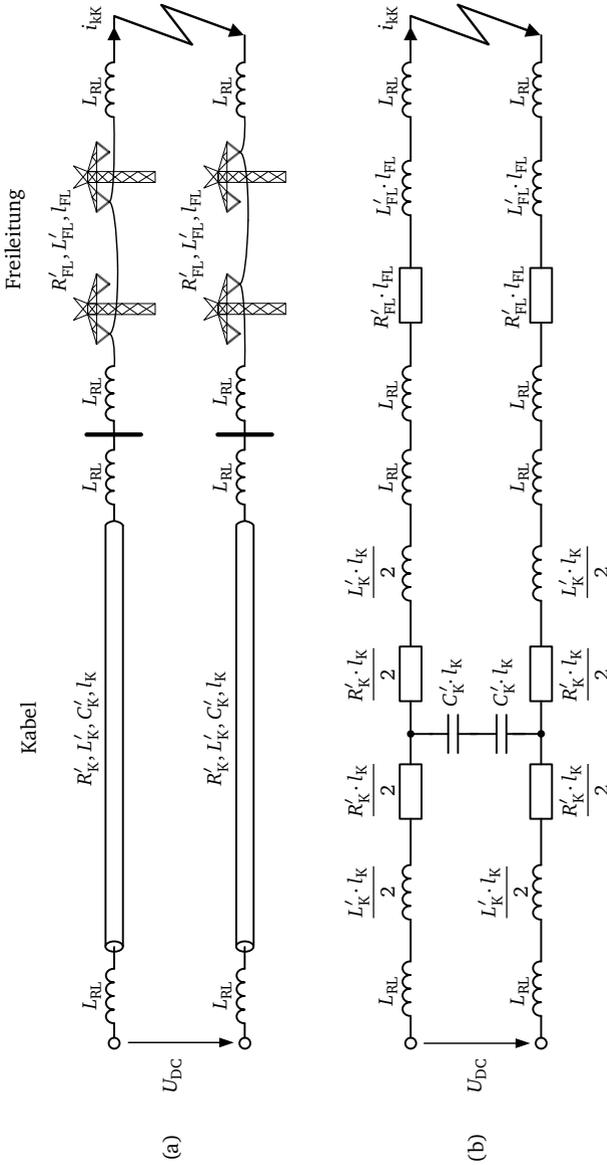


Abb. 4.16: Ersatzschaltung zur Nachbildung der Kabelentladung über eine Freileitung.

(a) Entladung einer aufgeladenen Kabelstrecke über eine Freileitung

(b) Ersatzschaltung zur Nachbildung der Entladung

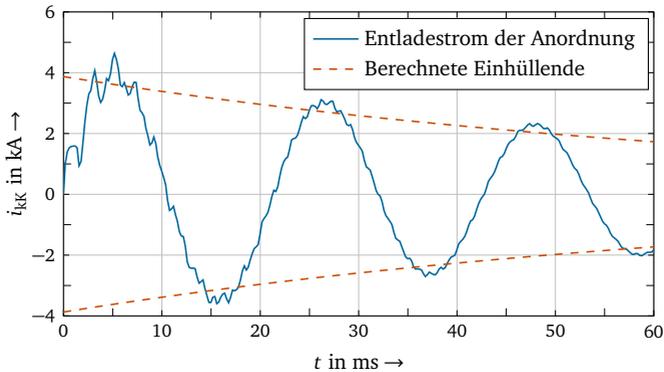


Abb. 4.17: Vergleich der unbeeinflussten Entladung einer Anordnung aus je 200 km langem Kabel und Freileitung und der berechneten Einhüllenden für einen Pol-Pol-Kurzschluss bei einer Gleichspannung von ± 400 kV

Hier zeigt sich eine leichte Unterschätzung der Kabelentladung. Dies liegt einerseits an der Vernachlässigung der Freileitungsentladung. Deren Beitrag im für den absoluten Stoßkurzschlussstrom interessanten Zeitbereich 10 bis 20 ms ist aber gering. Der Hauptgrund der Unterschätzung liegt in der Vernachlässigung der frequenzabhängigen Leitungsparameter. Durch die vorgelagerte Freileitung und zusätzliche Leitungsdrosseln ist die Induktivität hier deutlich größer als für die direkte Entladung eines Kabels. Dadurch ist die Frequenz der Entladung wesentlich geringer und damit auch der wirksame Leitungswiderstand. Die Berechnung mit Leitungsparametern bei einer festen Frequenz von 50 Hz nimmt daher einen zu hohen Leitungswiderstand an und unterschätzt damit den Entladestrom. Da detaillierte Daten über die Frequenzabhängigkeit der Leitungsdaten in der Regel nicht vorliegen und die Kabelentladungen nur einen kleinen Teil zum Stoßkurzschlussstrom beitragen ist diese Abweichung für ein vereinfachtes Berechnungsverfahren akzeptabel.

Bisher wurde nur die Entladung eines Kabels über eine Freileitung betrachtet. In der Berechnung beliebiger HGÜ-Netzen können auch andere Anordnungen auftreten. Abbildung 4.18 zeigt zur Verdeutlichung zwei verschiedene Anordnungen von Leitungen, die den Kurzschluss auf der rechten Sammelschiene speisen.

Speisen mehrere entfernte Kabel über dieselbe Freileitung ein (Abbildung 4.18 (a)), wird ihr Beitrag getrennt ermittelt. Eine Wechselwirkung über den gemeinsamen Strompfad wird dabei nicht berücksichtigt, da die Beiträge der entfernten Kabel nicht gleichzeitig auftreten müssen.

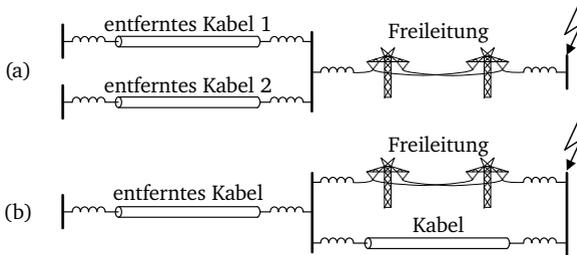


Abb. 4.18: Sonderfälle bei der Berücksichtigung des Beitrages entfernter Kabel
 (a) Entladung mehrerer entfernter Kabel über eine Freileitung
 (b) Entladung eines entfernten Kabels über Freileitung und Kabel

Ist ein entferntes Kabel sowohl über ein Kabel als auch eine Freileitung mit dem Kurzschlussort verbunden (Abbildung 4.18 (b)) wird es wie ein ausschließlich über Freileitung verbundenes Kabel behandelt und berechnet. Auch für das direkt in den Kurzschluss speisende Kabel wird die parallele Freileitung bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Die Entladung vom entfernten Kabelende über die parallele Freileitung ist gering und wird bei der Berechnung zugunsten eines einfachen Rechenverfahrens vernachlässigt. Für das Kabel wird damit ausschließlich die direkte Entladung in den Kurzschluss berechnet.

Die Gültigkeit dieser Abschätzungen zeigt Abbildung 4.19 beispielhaft für den Entladestrom der beiden Anordnungen. Auch hier wird die mit dem RLC -Ersatzkreis berechnete Einhüllende im Vergleich mit dem genauen Entladestrom der gesamten Anordnung gezeigt.

Abbildung 4.19 (a) zeigt den Vergleich für die gemeinsame Entladung eines 200 km und 400 km langen Kabels über eine 200 km lange Freileitung. Abgebildet ist die Summe der für jedes Kabel individuell ermittelten Einhüllenden. Durch die Vernachlässigung der Wechselwirkung über den gemeinsamen Strompfad ergibt sich eine leichte Überschätzung im interessanten Zeitbereich von 10 bis 20 ms.

Abbildung 4.19 (b) zeigt den Vergleich für eine Anordnung aus je 200 km langen Kabeln und Freileitung. Dargestellt ist wieder die Summe der für das entfernte und direkt einspeisende Kabel einzeln ermittelten Einhüllenden. Auch hier liefert der Ansatz eine gute Abschätzung der auftretenden Entladeströme.

Die Abschätzung mit einem RLC -Ersatzkreis ermöglicht eine gute Abschätzung der auftretenden Entladeströme auch für Entladungen über Freileitungen. Dies gilt auch für die vereinfachende Berechnung der einzelnen Beiträge ohne Wechselwirkung für komplexere Anordnungen.

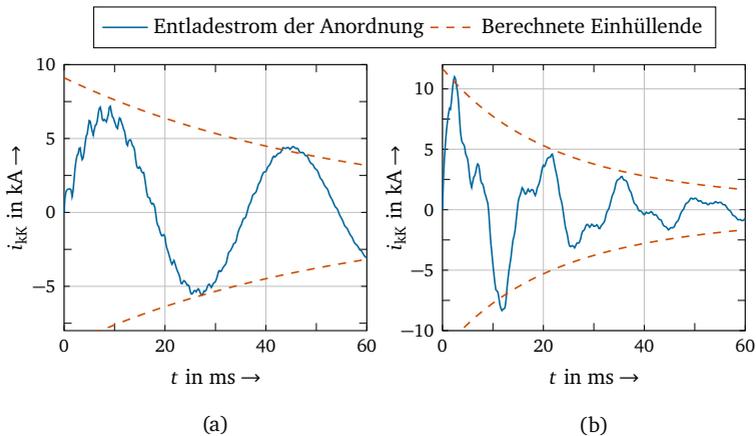


Abb. 4.19: Vergleich des Entladestromes mit der berechneten Einhüllenden für Anordnungen mit mehreren Kabeln und Freileitung
 (a) Anordnung aus Abbildung 4.18 (a)
 (b) Anordnung aus Abbildung 4.18 (b)

4.5 Berechnung des gesamten Stoßkurzschlussstromes

Der gesamte Stoßkurzschlussstrom setzt sich aus den Beitrag der Stromrichter und dem Beitrag der Kabelentladungen zusammen. Diese werden wie in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt einzeln berechnet und müssen abschließend überlagert werden.

Zwischen den Beiträgen von Stromrichtern und Kabeln treten verschiedene Wechselwirkungen auf, diese wurden in Abschnitt 3.3 detailliert untersucht. Durch die Wechselwirkungen ergibt sich eine Reduktion der Einzelbeiträge und damit auch eine Reduktion des gesamten Stoßkurzschlussstromes. Die Wechselwirkungen und damit auch die Reduktion können unterschiedlich stark ausfallen und sind schwer vorherzusagen.

Für die Berechnung des Stoßkurzschlussstromes wird daher als sichere Abschätzung eine sehr geringe Wechselwirkung angenommen, da für diesen Fall der höchste Stoßkurzschlussstrom auftritt. Die Beiträge von Stromrichter und Kabel können mit dieser Annahme getrennt ermittelt werden. Einzig die Reduktion durch den gemeinsamen Strompfad beider Beiträge muss berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 3.4.1).

Ein solcher extremer Fall mit minimaler Wechselwirkung zwischen den Beiträgen ergibt sich für die Anordnung in Abbildung 4.20. Das Kabel bildet hier den gemeinsamen Strompfad für den Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters und der Kabelentladung.

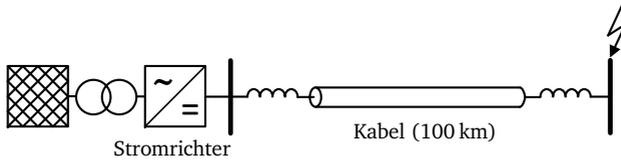


Abb. 4.20: Anordnung zur Verdeutlichung der Wechselwirkung zwischen den Beiträgen von Stromrichter und Kabel

Für diese Anordnung werden die einzelnen Kurzschlussstrombeiträge isoliert ermittelt. Der Betrag des Stromrichters wird dazu mit einem äquivalenten R_{DC} , L_{DC} simuliert, während der Kabelbeitrag für eine unbeeinflusste Entladung der Kabelstrecke simuliert wird. Die Summe der beiden Einzelbeiträge ist dabei größer als der gesamte Kurzschlussstrom der Anordnung wie Abbildung 4.21 zeigt. Wird der Einfluss des gemeinsamen Strompfades durch einen Korrekturfaktor $k_{red} = 0,3$ für den Kabelbeitrag abgebildet, ergibt sich eine sehr gute Nachbildung der jeweils höchsten auftretenden Kurzschlussstromwerte.

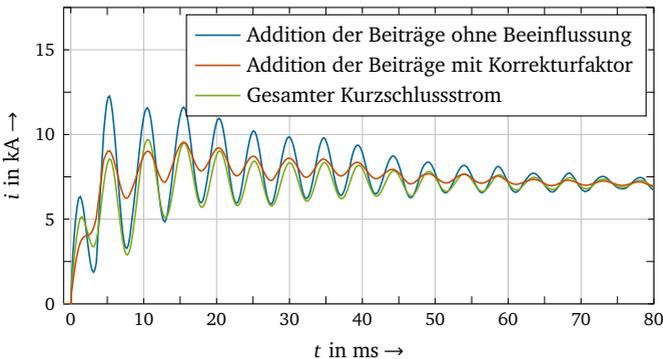


Abb. 4.21: Vergleich des Kurzschlussstromes mit der Addition der unbeeinflussten Einzelbeiträge mit und ohne Korrekturfaktor

Dies kann auch auf die Berechnung des gesamten Stoßkurzschlussstromes aus den einzeln berechneten Beiträgen der Stromrichter i_{pSR} und Kabel i_{pK} übertragen werden. Der gesamte Stoßkurzschlussstrom ergibt sich damit wie folgt.

$$\begin{aligned} i_{\text{p}} &= i_{\text{pSR}} + k_{\text{red}} \cdot i_{\text{pK}} \\ &= i_{\text{pSR}} + 0,3 \cdot i_{\text{pK}} \end{aligned} \quad (4.50)$$

Der Korrekturfaktor von $k_{\text{red}} = 0,3$ wird wie hier gezeigt für kritische Fälle mit sehr geringen Wechselwirkungen zwischen den Beiträgen gewählt. Die Eignung dieses Faktors kann mit den Simulationen im folgenden Kapitel bestätigt werden. Für Kurzschlussfälle mit größeren Wechselwirkungen liefert der Ansatz eine Überschätzung des auftretenden Stoßkurzschlussstromes.

Die bisher vorgestellten Verfahren zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes beruhen auf der Annahme, dass ein ausgeprägter Stoßkurzschlussstrom im Zeitbereich 10 bis 20 ms auftritt. Vor allem für hohe Induktivitätswerte im Gleichstromkreis treten jedoch auch Kurzschlussfälle auf, für die sich kein ausgeprägter Stoßkurzschlussstrom einstellt. Der höchste Momentanwert des Kurzschlussstromes tritt in diesen Fällen während des Dauerkurzschlussstromes auf. Abbildung 4.22 zeigt einen beispielhaften Kurzschlussstromverlauf.

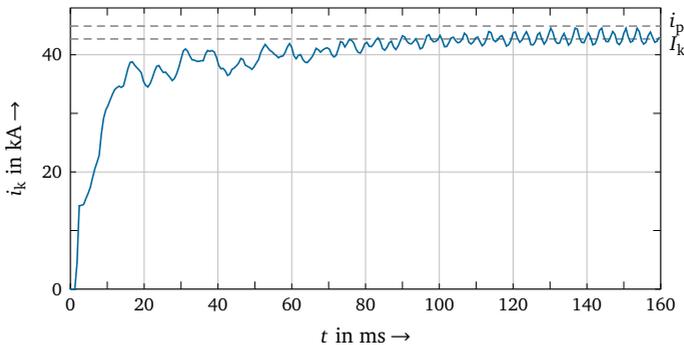


Abb. 4.22: Beispiel eines Kurzschlussstromverlaufes für den der maximale Kurzschlussstrom während des Dauerkurzschlusses auftritt

Diese Fälle sind im entwickelten Berechnungsverfahren für den Stoßkurzschlussstrom nicht abgedeckt. Der Stoßkurzschlussstrom kann für diese Fälle stattdessen aus dem Dauerkurzschlussstrom bestimmt werden. Da der Dauerkurzschlussstrom ein Effektivwert ist, muss zur Ermittlung des maximalen Momentanwertes die Wellenform beachtet werden. Für die im Rahmen der Arbeit untersuchten HGÜ-Netze

sind die maximalen Momentanwerte bis zu 8 % größer als der Effektivwert des Dauerkurzschlussstromes. Zur sicheren Abschätzung werden daher auf den berechneten Dauerkurzschlussstrom zusätzlich 10 % addiert. Ist der berechnete Wert von $1,1 \cdot I_k$ größer als der nach Gleichung (4.50) berechnete Stoßkurzschlussstrom muss der Wert des Stoßkurzschlussstromes entsprechend zu $1,1 \cdot I_k$ aktualisiert werden.

4.6 Zusammenfassung der Berechnungsverfahren

Zur Berechnung der charakteristischen Kurzschlussstromgrößen I_k und i_p sind drei getrennte Berechnungsverfahren erforderlich, die in diesem Kapitel vorgestellt wurden. Abschließend wird auf die Verbindung der Einzelverfahren zur Berechnung aller charakteristischen Kurzschlussstromgrößen eingegangen. Abbildung 4.23 zeigt dazu das gesamte Vorgehen zur Berechnung der Kurzschlussstromgrößen.

Vor Beginn der Berechnung müssen die benötigten Netzdaten bestimmt werden. Da die entwickelten Berechnungsverfahren bereits im Planungsstadium eines HGÜ-Netzes anwendbar sein sollen, wurde die Menge der benötigten Eingangsdaten entsprechend minimal gehalten. Neben der Impedanz des speisenden Drehstromnetzes und des Stromrichtertransformators werden für das Gleichstromnetz nur die Leitungsbeläge und Drosseln benötigt. Für die Stromrichter werden mit dem maximalen IGBT-Strom und der Ventildrossel nur sehr wenige Daten benötigt. Diese können bei Nichtvorliegen auch abgeschätzt werden.

Nach der Ermittlung der benötigten Netzdaten wird der Dauerkurzschlussstrom berechnet. Basierend auf einer stückweise linearen UI -Kennlinie wird das Verhalten der blockierten Stromrichter mit Thévenin-Äquivalenten nachgebildet. Mittels eines iterativen Algorithmus wird das korrekte Thévenin-Äquivalent bestimmt und daraus der Dauerkurzschlussstrom in einem Ersatznetz berechnet.

Der Stoßkurzschluss setzt sich aus Beiträgen der Stromrichter und der Kabelentladungen zusammen. Beide werden in getrennten Verfahren berechnet. Der Beitrag der Stromrichter wird mit einem stationären Ersatznetz berechnet. Dazu werden die Induktivitäten in einen Ersatzwiderstand umgerechnet und die Stromrichter durch Thévenin-Äquivalente nachgebildet. Die Werte der Thévenin-Äquivalente können mittels empirischer Formeln direkt aus den Stromrichterparametern ermittelt werden.

Für die Berechnung des Kabelbeitrages werden nur die Entladungen der umliegenden Kabel betrachtet. Es ist daher nicht notwendig das gesamte HGÜ-Netz nachzubilden. Stattdessen wird jedes Kabel einzeln betrachtet und durch konzentrierte Parameter nachgebildet. Die Entladung dieser Anordnung wird mittels einer Einhüllenden abgeschätzt und daraus der Beitrag der Kabelentladungen zum Stoßkurzschlussstrom berechnet.

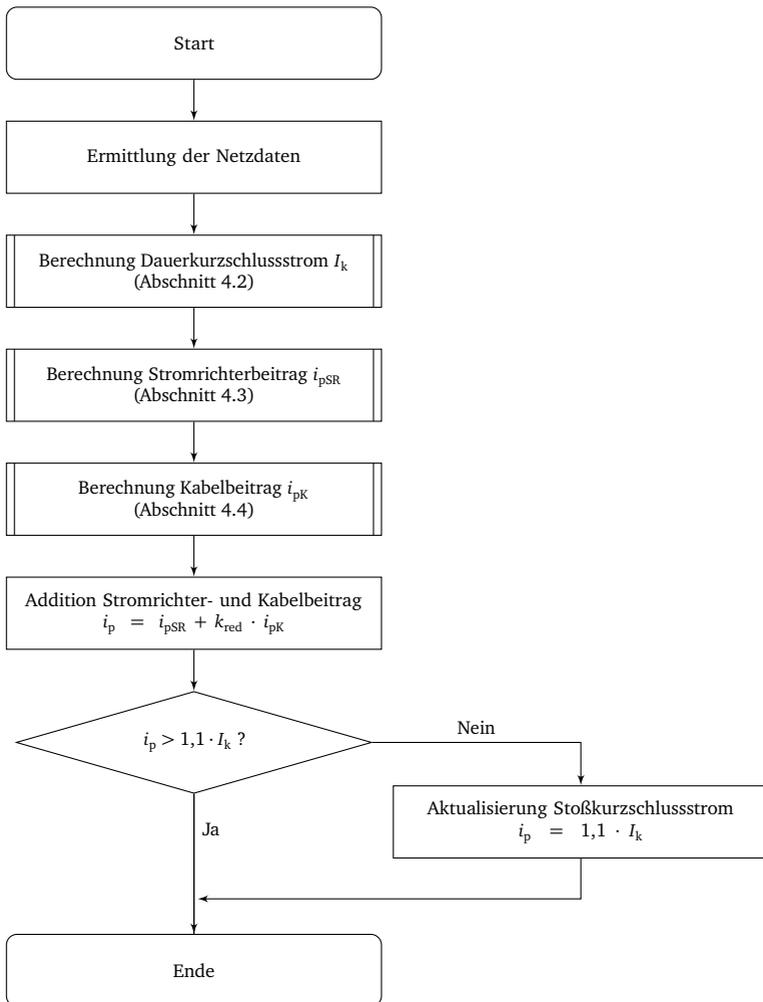


Abb. 4.23: Vorgehen zur Berechnung aller charakteristischen Kurzschlussstromgrößen

Der gesamte Stoßkurzschlussstrom muss anschließend aus der Summe der Stromrichter- und Kabelbeiträge berechnet werden. Zur sicheren Abschätzung wird dabei eine minimale Beeinflussung zwischen den beiden Beiträgen angenommen. Die Beiträge werden dafür getrennt voneinander berechnet. Die Reduktion durch einen gemeinsamen Strompfad beider Beiträge muss berücksichtigt werden. Dazu wird der berechnete Kabelbeitrag mit einem Korrekturfaktor $k_{\text{red}} = 0,3$ multipliziert.

Abschließend muss geprüft werden, ob der Dauerkurzschlussstrom den maximalen Kurzschlussstromwert darstellt. Dafür wird auf den berechneten Dauerkurzschlussstrom eine Welligkeit von 10 % addiert. Ist der so berechnete Wert höher als der berechnete Stoßkurzschlussstrom wird der Wert des Stoßkurzschlussstromes entsprechend aktualisiert.

5 Verifikation der Berechnungsverfahren

In diesem Kapitel werden die entwickelten Berechnungsverfahren anhand eines vermaschten HGÜ-Netzes für eine Vielzahl unterschiedlicher Netzdaten verifiziert. Dazu werden die mit den entwickelten Berechnungsverfahren berechneten Kurzschlussströme mit Simulationsergebnissen verglichen, um die sichere Abschätzung zu bewerten. Im ersten Abschnitt werden das verwendete HGÜ-Netz sowie die abgedeckten Parameterbereiche vorgestellt, bevor anschließend auf die Ergebnisse der Verifikation eingegangen wird.

5.1 Verwendetes HGÜ-Netz

Es existieren bisher nur wenige Benchmark-Netze für vermaschte HGÜ-Netze. Hier wird das in [27] vorgeschlagene vermaschte Netz als Grundlage verwendet, welches in Abbildung 5.1 dargestellt ist.

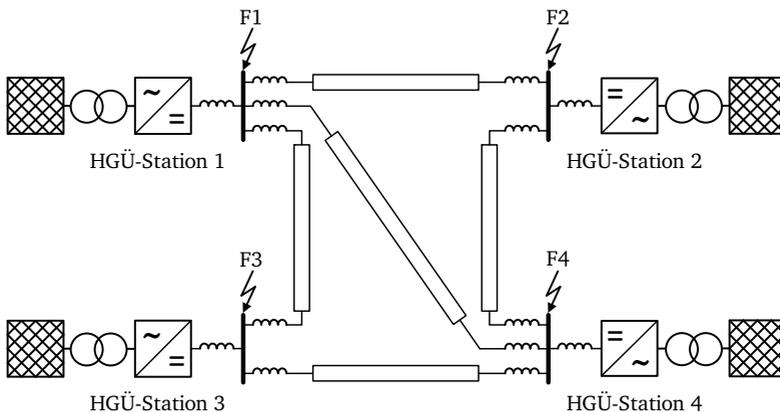


Abb. 5.1: Aufbau des zur Verifikation verwendeten vermaschten HGÜ-Netzes mit vier HGÜ-Stationen

Das HGÜ-Netz ist symmetrisch monopolar ausgeführt und beinhaltet vier HGÜ-Stationen, die über fünf Leitungen miteinander verbunden sind. Das vorgeschlagene Netz ist in der Ursprungsversion [27] mit vereinfachten Stromrichtermodellen implementiert. Für eine detaillierte Nachbildung des Blockiervorganges und damit des Stoßkurzschlussstromes wird das Netz mit detaillierten Stromrichtermodellen vom Typ 4 neu implementiert. Wie im Original-Netz regeln die HGÜ-Stationen 1 und 2 die Wirkleistung und HGÜ-Stationen 3 und 4 die Gleichspannung im HGÜ-Netz.

Basierend auf der dargestellten Grundstruktur wird durch Variation von Parametern eine Vielzahl an Netzen aufgestellt. Somit wird das Berechnungsverfahren für ein großes Spektrum unterschiedlicher HGÜ-Netze verifiziert. Die Grundstruktur der Netze bleibt dabei unverändert, die Werte der einspeisenden Drehstromnetze, der Stromrichter und des Gleichstromteils werden jedoch für jedes Netz geändert. Dafür werden die in Tabelle 5.1 aufgeführten Parameter in den angegebenen Wertebereichen variiert. Die Spannungsebenen der Gleichspannung orientieren sich dabei an den Vorschlägen in [83].

Tab. 5.1: Untersucher Wertebereich für die Verifikationsnetze

Parameter	Symbol	Wertebereich
Gleichspannung	U_{DC}	160 ... 800 kV
Kurzschlussverhältnis	SCR	3 ... 30
R/X -Verhältnis der Netzeinspeisung	$\frac{R_N}{X_N}$	0,05 ... 0,1
Kurzschlussspannung	u_k	10 ... 20 %
Frequenz des Drehstromnetzes	f_{AC}	50/60 Hz
Maximaler IGBT-Strom	$I_{maxIGBT}$	3 ... 6 kA*
Maximaler Modulationsindex**	m_{max}	0,85 ... 0,95
Energieinhalt des Stromrichters**	E_{SR}	30 ... 40 kJ/MVA
Ventildrossel	L_{RV}	25 ... 100 mH
Filterdrossel	L_{RSR}	0/10 mH
Leitungsdrossel	L_{RL}	50 ... 100 mH
Leitungslänge	l	25 ... 150 km bis 100 ... 1000 km***

* Stromrichter mit $I_{maxIGBT} > 3$ kA werden nur für Gleichspannungen $U_{DC} \geq 320$ kV betrachtet.

** Die Größen werden zur Auslegung der Stromrichter benötigt, siehe Abschnitt A.3 im Anhang.

*** Die mögliche Leitungslänge ist abhängig von der Gleichspannung des HGÜ-Netzes.

Aus diesen Wertebereichen werden für jedes zu untersuchende Netz die Parameter der einspeisenden Drehstromnetze, der Stromrichter und der Leitungen im Gleichstromnetz zufällig gewählt. Falls nicht anders angegeben, werden dabei zur Auslegung der Stromrichter die in Abschnitt A.3 im Anhang angegebenen Daten genutzt. Die Länge der Leitungen wird zufällig aus einem Bereich gewählt, wobei die Länge der Leitungen mit der Gleichspannung des HGÜ-Netzes steigt.

Jedes so generierte Netz wird jeweils einmal mit Kabeln und einmal mit Freileitungen im HGÜ-Netz untersucht. Für alle erzeugten Netze wird der Kurzschlussstrom für vier verschiedene Kurzschlussorte simuliert. Als kritischste Kurzschlussorte werden mit F1 bis F4 für jedes Netz Pol-Pol-Kurzschlüsse an allen vier Sammelschienen der HGÜ-Stationen simuliert.

Der Beitrag der einzelnen Stromrichter zum Stoßkurzschlussstrom ist weiterhin zum einen vom Lastfluss vor Kurzschlusseintritt und zum anderen vom Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts abhängig (siehe Abschnitte 3.1.3.2 und 3.1.4.4). Damit ist auch der gesamte Stoßkurzschlussstrom von diesen zwei Faktoren abhängig. Der kritischste Fall für diese zwei Faktoren kann dabei nicht ohne Weiteres bestimmt werden. Deshalb wird der Kurzschlussstrom für eine Vielzahl verschiedener Kombinationen simuliert.

Zunächst werden die in Tabelle 5.2 aufgelisteten vier verschiedenen Lastflüsse vor Kurzschlusseintritt untersucht. Für jeden Lastfluss werden je acht verschiedene Kurzschlusseintrittszeitpunkte simuliert. Aus den resultierenden 32 Simulationen wird der höchste auftretende Stoßkurzschlussstrom als kritischster Kurzschlussfall für die Verifikation ausgewertet.

Tab. 5.2: Untersuchte Lastflusszustände vor Kurzschlusseintritt anhand der Arbeitspunkte der zwei wirkleistungsregelnden HGÜ-Stationen

Lastfluss	Arbeitspunkt HGÜ-Station 1	Arbeitspunkt HGÜ-Station 2
1	Maximal positiv	Maximal positiv
2	Maximal positiv	Maximal negativ
3	Maximal negativ	Maximal positiv
4	Maximal negativ	Maximal negativ

Zusammenfassend werden mit diesem Vorgehen basierend auf einer Grundstruktur viele verschiedene Netze durch Variation der Netzparameter erzeugt. Für jedes dieser Netze werden vier Kurzschlussorte untersucht. Für jeden Kurzschlussort wird aus 32 Simulationen - jeweils zusammengesetzt aus einem von vier Lastflüssen sowie einem von acht Kurzschlusseintrittszeitpunkten - der höchste auftretende

Kurzschlussstrom ermittelt. Der so bestimmte kritischste Kurzschlussfall dient als Referenz für die Verifikation der entwickelten Berechnungsverfahren.

Mit diesem Vorgehen werden der Dauerkurzschlussstrom und der Stoßkurzschlussstrom für mehr als 5000 Kurzschlussfälle simuliert. Aus den simulierten Zeitverläufen wird jeweils der Stoß- und Dauerkurzschlussstrom bestimmt (siehe Abschnitt 2.2.7 für die Definition des Stoß- und Dauerkurzschlussstromes anhand des Kurzschlussstromverlaufes). Den Größenbereich der so ermittelten Kurzschlussströme zeigt Tabelle 5.3 für ausgewählte Spannungsebenen.

Tab. 5.3: Größenbereich der simulierten Kurzschlussströme im Beispielnetz in Abhängigkeit der Spannungsebene

U_{DC} in kV	I_k in kA	i_p in kA
160	12,6...28,6	16,4...29,2
320	16,5...40,1	18,6...44,6
500	19,4...47,0	23,6...52,6
800	22,5...48,5	25,8...55,6

Zur Berechnung werden für jedes simulierte Netz die Netzdaten nach Abschnitt 4.1 und daraus der Dauer- und Stoßkurzschlussstrom mit den entwickelten Berechnungsverfahren bestimmt. Für die Verifikation der entwickelten Berechnungsverfahren in den folgenden Abschnitten werden die berechneten Werte mit den simulierten verglichen. Die simulierten Kurzschlussströme dienen dabei als Referenz.

5.2 Verifikation des Verfahrens zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes

Zur Bewertung des entwickelten Berechnungsverfahrens wird die Abweichung des berechneten Dauerkurzschlussstromes von den simulierten Kurzschlussströmen betrachtet. Abbildung 5.2 zeigt die Verteilung dieser Abweichungen als Histogramm und summierte Häufigkeitsverteilung.

Die Werte verteilen sich über einen Bereich von 0 % bis 10 %. Der Großteil der Werte gleicht einer Normalverteilung um 2,7 %, abgesehen von einigen Ausreißern höherer Abweichung. Diese deuten auf einen systematische Ursache hin, auf welche später eingegangen wird. Es zeigt sich, dass die Abweichungen ausschließlich positiv sind. Die berechneten Werte sind somit immer größer als die simulierten und stellen eine sichere Abschätzung dar. Die Abweichungen sind zudem gering und liegen im einstelligen Prozentbereich. Für 90 % der betrachteten Fehlerfälle beträgt die Abweichung weniger als 5 %.

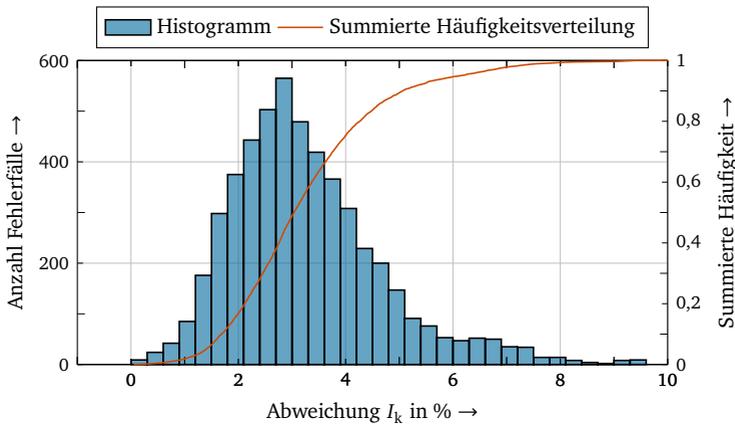


Abb. 5.2: Verteilung der Abweichung zwischen simulierten und berechneten Werten des Dauerkurzschlussstromes

Die auftretenden Überschätzungen der berechneten Werte resultieren hauptsächlich aus der Vernachlässigung des Ventilwiderstandes R_V in den Stromrichterzweigen. Die Abweichungen nehmen für höhere Gleichspannungsebenen zu, da die Stromrichter dort mehr Submodule und damit einen höheren Ventilwiderstand aufweisen. Für besonders stromstarke Fehlerfälle ergeben sich die größten Abweichungen, was die einzelnen Fälle mit Abweichungen von 6 bis 10 % in Abbildung 5.2 erklärt.

Weitere geringe Überschätzungen ergeben sich durch die Vernachlässigung des Widerstands R_{AC} im Drehstromnetz und die Linearisierung der UI -Kennlinien.

Das entwickelte Berechnungsverfahren liefert damit eine sichere Abschätzung der auftretenden Dauerkurzschlussströme, die gleichzeitig nur eine geringe Überschätzung aufweist. Die sehr guten Ergebnisse gehen auf die genaue Nachbildung des Stromrichter Verhaltens durch die stückweise linearen UI -Kennlinien zurück.

5.3 Verifikation des Verfahrens zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes

Die Verfahren zur Berechnung des Stromrichterbeitrages und des Kabelbeitrages zum Stoßkurzschlussstrom werden gemeinsam als ein Verfahren zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes betrachtet und verifiziert. Die Bewertung der berechneten Werte erfolgt wieder anhand der Abweichung von den Simulationsergebnissen. Die

Verteilung dieser Abweichungen zeigt Abbildung 5.3 als Histogramm und summierte Häufigkeitsverteilung.

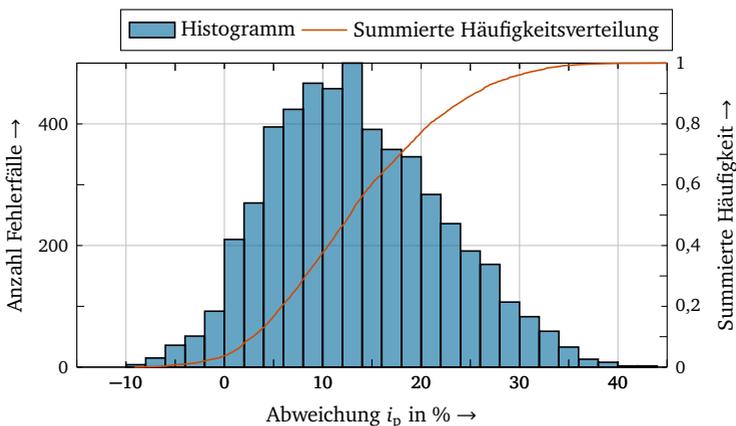


Abb. 5.3: Verteilung der Abweichung zwischen simulierten und berechneten Werten des Stoßkurzschlussstromes

Die Verteilung der Abweichungen gleicht einer Normalverteilung um einen Wert von 12 % und erstreckt sich über einen Bereich von -10 % bis 44 %. Sie ist insgesamt breiter als für den Dauerkurzschlussstrom. Im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom treten hier auch Unterschätzungen auf, jedoch für weniger als 3,8 % aller betrachteten Fehlerfälle. Für 90 % der untersuchten Fehlerfälle beträgt die Abweichung weniger als 25 %.

Die im Vergleich zu den Ergebnissen des Dauerkurzschlussstromes größeren Abweichungen resultieren hier aus dem komplexen Verhalten der Stromrichter, deren Beitrag den Stoßkurzschlussstrom maßgeblich bestimmt. Im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom ist das Verhalten der Stromrichter von wesentlich mehr Einflussfaktoren und Mechanismen geprägt. Eine für ein Berechnungsverfahren geeignete vereinfachte Nachbildung des Stromrichter Verhaltens weist damit gezwungenermaßen größere Abweichungen auf. Die in der Arbeit entwickelten empirischen Funktionen nähern das Stromrichter Verhalten darüber hinaus für die kritischsten Fälle an und liefern dementsprechend für viele andere Fälle eine Überschätzung.

Weitere Abweichungen ergeben sich aus der Wechselwirkung zwischen den Beiträgen der Kabel und Stromrichter. Diese gegenseitigen Beeinflussungen sind von vielen Faktoren abhängig und führen zu unterschiedlich starken Reduktionen der Einzelbeiträge. Für eine sichere Abschätzung wird bei der Berechnung von einer

sehr geringen Wechselwirkung ausgegangen und damit eine sehr geringe Reduktion der Einzelbeiträge angenommen. Für die Mehrzahl der Kurzschlussfälle treten jedoch stärkere Wechselwirkungen und damit eine größere Reduktion auf. Für diese Fälle wird der Stoßkurzschlussstrom deshalb überschätzt.

Die größten Überschätzungen treten entsprechend für Kurzschlussfälle auf, bei denen es zu einer starken Wechselwirkung zwischen Kabel- und Stromrichterbeiträgen und damit zu einer starken Reduktion der Einzelbeiträge kommt. Die Annahme geringer Wechselwirkungen zusammen mit den Überschätzungen durch Annäherung des Stromrichterverhaltens führt in diesen Fälle zu den hohen Überschätzungen bis zu 44 %.

Generell treten für Kurzschlussfälle mit Freileitungen geringere Überschätzungen auf, da dort die Beiträge der Freileitungsentladungen bei der Berechnung vernachlässigt werden, was die Überschätzung durch die Annäherung des Stromrichterverhaltens etwas reduziert. Die höchsten Freileitungsbeiträge treten bei hoher Gleichspannung und einer großen Leitungslänge auf, sind im Vergleich mit den Stromrichter- und Kabelbeiträgen jedoch weiterhin gering. Fallen diese hohen Freileitungsbeiträge mit den wenigen Fällen zusammen, bei denen die Stromrichterbeiträge durch die empirischen Funktionen unterschätzt werden, ergeben sich die seltenen Fälle, in denen der Stoßkurzschlussstrom durch die Berechnung unterschätzt wird.

Insgesamt liefert das entwickelte Berechnungsverfahren auch für die wesentlich komplexeren Vorgänge während des Stoßkurzschlussstromes eine gute und sichere Abschätzung der auftretenden Ströme. Die im Vergleich zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes größeren Abweichungen sind den komplexeren Vorgängen und Wechselwirkungen geschuldet, die zum Stoßkurzschlussstrom führen. Eine vereinfachte Nachbildung dieser Vorgänge führt dabei zwangsweise zu größeren Abweichungen.

Der berechnete Stoßkurzschlussstrom dient zur mechanischen Auslegung der Betriebsmittel. Für diese Auslegung werden die im Kurzschlussfall maximal auftretenden Belastungen infolge der Magnetkräfte abgeschätzt, wobei weitere konservative Abschätzungen getroffen werden. Für die mechanische Auslegung ist die Genauigkeit des Berechnungsverfahrens somit eine gute Grundlage, die möglichen Überschätzungen der berechneten Stoßkurzschlussströme sollten jedoch bei der Abschätzung der mechanischen Belastungen mitbedacht werden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Abschließend werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf mögliche zukünftige Forschungsgebiete gegeben.

6.1 Zusammenfassung

Vermaschte HGÜ-Netze werden in der Zukunft eine wichtige Rolle bei der Energieübertragung über weite Strecken spielen. Um die Betriebsmittel in diesen Netzen für die Belastungen im Kurzschlussfall auszulegen, ist die Kenntnis der zu erwartenden Kurzschlussströme von großer Bedeutung. Bisher existiert kein vollständiges Verfahren um diese Kurzschlussströme zu berechnen. In der Arbeit werden daher mehrere Berechnungsverfahren entwickelt. Ziel ist eine Anwendbarkeit der Verfahren auch für große HGÜ-Netze und eine Minimierung der benötigten Netzdaten, um die Verfahren bereits im Planungsstadium anwenden zu können.

Zur Ermittlung der höchsten Kurzschlussströme und damit der höchsten auftretenden Belastungen werden unbeeinflusste Kurzschlussströme berechnet. Diese werden anhand zweier charakteristischer Kenngrößen beschrieben, dem Dauerkurzschlussstrom und dem Stoßkurzschlussstrom.

In der Arbeit wird das Verhalten der wichtigsten Kurzschlussstromquellen und deren Wechselwirkungen untersucht und aufbauend auf diesen Erkenntnissen Berechnungsverfahren entwickelt. Die Verfahren basieren weitestgehend auf Ersatznetzen und verzichten auf die bei größeren Netzen unübersichtliche individuelle Berechnung aller Einzelquellen mit nachfolgender Überlagerung. Die Verfahren sind somit auch uneingeschränkt für große HGÜ-Netze einsetzbar.

Der Dauerkurzschlussstrom wird ausschließlich vom Drehstromnetz über die blockierten Stromrichter gespeist. Zur Berechnung wird das Verhalten der blockierten Stromrichter mit einer stückweise linearen UI -Kennlinie nachgebildet. Mit einem iterativen Algorithmus kann daraus für jeden Stromrichter der passende Betriebsbereich und damit ein Thévenin-Äquivalent bestimmt werden. Mit diesen Thévenin-Äquivalenten kann der Dauerkurzschlussstrom anhand eines Gleichstromnetzwerkes berechnet werden.

Der Stoßkurzschlussstrom wird sowohl von Stromrichtern als auch von Leitungsentladungen gespeist, dabei dominiert der Beitrag der Stromrichter. Die Vorgänge innerhalb des Stromrichters sind komplex, dabei spielt sowohl der Blockiervorgang

als auch die Einspeisung aus dem Drehstromnetz eine wichtige Rolle. Eine analytische Nachbildung des Verhaltens für die Berechnung ist nicht möglich. Stattdessen wird zur Berechnung ein stationäres Ersatznetzwerk genutzt. Die Stromrichter werden dabei mit Thévenin-Äquivalenten nachgebildet. Für diese werden, basierend auf dem simulierten Stromrichterverhalten, empirische Funktionen abgeleitet.

Für den Beitrag der Leitungen zum Stoßkurzschlussstrom werden nur die Kabelentladungen berücksichtigt. Die Entladung der Kabel über die Leitungsdrosseln kann dabei mit einem RLC -Kreis nachgebildet und berechnet werden.

Zwischen den Beiträgen der Stromrichter und Kabel kommt es zu wechselseitigen Beeinflussungen, die zu einer Reduktion der Einzelbeiträge führen. Zur Berechnung werden die Beiträge der Stromrichter und Kabel getrennt ermittelt und die Wechselwirkungen in Form eines Reduktionsfaktors für den Kabelbeitrag berücksichtigt.

Die entwickelten Berechnungsverfahren werden abschließend mit einer Vielzahl von Simulationsergebnissen verifiziert. Für die Berechnung des Dauerkurzschlussstromes beträgt die Abweichung für 90 % der betrachteten Kurzschlussfälle weniger als 5 %. Für den Stoßkurzschlussstrom sind die nachzubildenden Vorgänge und Wechselwirkungen komplexer, deshalb tritt dort eine größere Abweichung auf. Für 90 % der Kurzschlussfälle ist die Abweichung kleiner als 25 %. Eine Unterschätzung der Kurzschlussströme tritt für den Dauerkurzschlussstrom gar nicht und für den Stoßkurzschlussstrom nur für weniger als 3,8 % der Kurzschlussfälle auf.

Die entwickelten Berechnungsverfahren ermöglichen damit eine gute und sichere Abschätzung der auftretenden Stoßkurzschlussströme und Dauerkurzschlussströme zur Auslegung der Betriebsmittel in zukünftigen HGÜ-Netzen. Die Berechnungsverfahren weisen dabei einen geringen Datenbedarf auf und sind auch für große HGÜ-Netze uneingeschränkt anwendbar. Sie stellen somit ein wichtiges Werkzeug zur Auslegung zukünftiger HGÜ-Netze dar und sind damit ein Baustein zum Ausbau des elektrischen Energieversorgungssystems.

6.2 Ausblick

Für weitere Forschungen im Bereich der Kurzschlussstromberechnung in HGÜ-Netzen wären die folgenden vier Aspekte von Interesse.

- **Anwendung auf zukünftige vermaschte HGÜ-Netze:** Bisher ist weltweit erst ein vermaschtes HGÜ-Netz in Betrieb. Die Einführung von vermaschten und insbesondere weiträumigen HGÜ-Netzen ist derzeit noch nicht absehbar. Die Berechnungsverfahren in der Arbeit wurden daher ohne konkret vorliegende Netze entwickelt. Die in realen Netzen auftretenden Sonderfälle sind daher eventuell nicht alle abgedeckt und zeigen sich erst bei der Anwendung der Berechnungsverfahren auf zukünftige HGÜ-Netze. Für diese müsste das Berechnungsverfahren gegebenenfalls erweitert werden.

-
-
- **Erweiterung um zukünftige Technologien:** Für zukünftige vermaschte HGÜ-Netze sind weitere technische Möglichkeiten in Diskussion, die in dem entwickelten Berechnungsverfahren noch nicht abgedeckt sind. So können einzelne HGÜ-Stationen mit fester Leistungsflussrichtung in LCC-Technologie ausgeführt werden. Weiterhin ist die Kopplung von HGÜ-Netzen verschiedener Spannungsebenen über DC/DC-Wandler denkbar. Bisher wird außerdem nur die Entladung von Kabelkapazitäten berücksichtigt. Falls in vermaschten HGÜ-Netzen konzentrierte Kapazitäten beispielsweise als Teil von Filtern oder der Stromrichter zum Einsatz kommen und diese einen nicht vernachlässigbaren Beitrag zum Stoßkurzschlussstrom liefern, ist eine Erweiterung des Berechnungsverfahrens erforderlich.
 - **Nachbildung von stromrichterbasierter Einspeisung im Drehstromnetz:** Für die Nachbildung des speisenden Drehstromnetzes wurde bisher ein Ersatznetz mit Innenimpedanz zugrunde gelegt. Das Verhalten großer Offshore-Windparks und anderer über Stromrichter angebundener Erzeugungsanlagen sowie benachbarter HGÜ-Stationen im Kurzschlussfall kann damit jedoch gegebenenfalls nicht gut nachgebildet werden. Es wäre daher von Interesse deren Einspeisung auf einen Kurzschluss im HGÜ-Netz zu untersuchen und das Berechnungsverfahren gegebenenfalls zu erweitern.
 - **Anderer Ansatz zur Nachbildung des transienten Stromrichterhaltens:** Die Vorgänge innerhalb des Stromrichters sind für den transienten Anfangsbereich zu komplex für eine analytische Ableitung eines Berechnungsverfahrens. Es wäre interessant, einen anderen Ansatz als die hier gewählte Nachbildung mit empirisch bestimmten Thévenin-Äquivalenten zu wählen und zu prüfen, ob sich damit ähnlich gute Ergebnisse erzielen lassen.

A Anhang

A.1 Modifizierte Knotenanalyse

Zur Berechnung von Gleichstromnetzwerken wird die modifizierte Knotenanalyse (MNA, *modified nodal analysis*) verwendet. Vorteil gegenüber der herkömmlichen Knotenanalyse bzw. Maschenanalyse ist die einfache automatisierte Erstellung der Netzwerkgleichungen. Damit eignet sich die MNA zur Implementierung einer rechnergestützten Berechnung großer Gleichstromnetzwerke. Der Algorithmus wurde erstmals in [18] vorgeschlagen. Die Darstellung in diesem Abschnitt ist an [69, S. 8 ff.] und [99] angelehnt.

Grundlegend kann ein Gleichstromnetzwerk mit passiven Elementen und ausschließlich ungesteuerten Quellen in einer Matrix-Gleichung der folgenden Form beschrieben werden.

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{z} \tag{A.1}$$

Die Matrizen \mathbf{A} und \mathbf{z} enthalten bekannte Informationen über das zu berechnende Netzwerk. Matrix \mathbf{A} enthält Informationen über den Aufbau des zu berechnenden Netzwerkes und Vektor \mathbf{z} die Ströme und Spannungen der Quellen im Netzwerk. Die Matrix \mathbf{x} enthält die unbekanntenen Ströme und Spannungen und soll berechnet werden. Dazu wird Gleichung (A.1) durch eine Matrixinversion gelöst.

$$\mathbf{x} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{z} \tag{A.2}$$

Während eine Matrixinversion am Computer einfach umsetzbar ist, besteht der größere Aufwand bei der Umsetzung des MNA in der Aufstellung der benötigten Matrizen \mathbf{A} und \mathbf{z} .

In einem Netzwerk mit n Knoten und m ungesteuerten Spannungsquellen hat die Matrix \mathbf{A} die Dimension $(n + m) \times (n + m)$. Sie ist selbst aus vier Teilmatrizen zusammengesetzt.

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \mathbf{G}_{\text{red}} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{pmatrix} \tag{A.3}$$

Teilmatrix \mathbf{G}_{red} ist die um den Bezugsknoten (hier: Erde) reduzierte Knotenkonduktanzmatrix mit den Dimensionen $n \times n$. Die Einträge werden wie folgt gebildet:

- Die Elemente auf der Hauptdiagonale entsprechen der Summe der Leitwerte aller Verbindungen des jeweiligen Knotens.
- Die Nebendiagonalelemente entsprechen den negativen Leitwerten der Verbindungen zwischen den jeweiligen Knoten. Verbindungen mit Erde werden hier nicht aufgeführt, diese sind nur in den jeweiligen Hauptdiagonalelementen enthalten.

Teilmatrix \mathbf{B} ist eine $n \times m$ -Matrix und enthält Informationen über die Verbindungen der Spannungsquellen. Die Zeilen entsprechen den Knoten, während die Spalten die jeweiligen Spannungsquellen beschreiben. Ist der positive Anschluss der Spannungsquelle j an Knoten k angeschlossen, so hat der Eintrag B_{kj} den Wert 1. Ist der negative Anschluss der Spannungsquelle j mit Knoten k verbunden, so hat der Eintrag B_{kj} den Wert -1 . Alle nicht auf diese Weise bestimmten Einträge haben den Wert 0.

Teilmatrix \mathbf{C} hat die Dimension $n \times m$ und enthält ebenfalls Informationen über die Verbindungen der Spannungsquellen. Im hier betrachteten Fall eines Netzwerkes mit ungesteuerten Quellen entspricht Teilmatrix \mathbf{C} der transponierten Matrix \mathbf{B}^T .

Teilmatrix \mathbf{D} hat die Dimension $m \times m$ und enthält Informationen über gesteuerte Quellen. Für hier betrachtete Netzwerke ohne gesteuerte Quellen sind alle Einträge der Matrix 0.

Vektor \mathbf{z} aus Gleichung (A.1) hat die Dimension $(m + n) \times 1$. Er enthält Informationen über die ungesteuerten Strom- und Spannungsquellen und setzt sich aus zwei Vektoren zusammen.

$$\mathbf{z} = \begin{pmatrix} \mathbf{i} \\ \mathbf{e} \end{pmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Der $n \times 1$ -Vektor \mathbf{i} enthält die Summe der Einspeisungen der an den jeweiligen Knoten angeschlossenen ungesteuerten Stromquellen. Ist an einem Knoten keine ungesteuerte Stromquelle angeschlossen, so ist der entsprechende Eintrag 0. Vektor \mathbf{e} hat die Dimension $m \times 1$ und enthält die Spannungen der ungesteuerten Spannungsquellen.

Vektor \mathbf{x} aus Gleichung (A.1) hat die Dimension $(m + n) \times 1$ und enthält die zu berechnenden Größen im Netzwerk. Es setzt sich wie folgt aus zwei Vektoren zusammen.

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} \mathbf{v} \\ \mathbf{j} \end{pmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Vektor \mathbf{v} besitzt die Dimension $n \times 1$ und enthält die Knotenspannungen. Vektor \mathbf{j} hat die Dimension $m \times 1$ und enthält die Ströme durch die ungesteuerten Spannungsquellen.

Mit den dargestellten Bildungsregeln lassen sich die Matrizen \mathbf{A} , \mathbf{z} und \mathbf{x} nach Gleichungen (A.3), (A.4), (A.5) aufstellen. Damit kann Gleichung (A.2) gelöst werden, um den gesuchten Vektor \mathbf{x} zu erhalten. Die darin enthaltenen Ströme durch die Spannungsquellen \mathbf{j} entsprechen den Kurzschlussstrombeiträgen der mit Spannungsquellen nachgebildeten Stromrichter.

Aus dem Vektor der Knotenspannungen \mathbf{v} können zusätzlich die Zweigströme berechnet werden. Dazu wird für jeden Zweig die Spannungsdifferenz der durch den Zweig verbundenen Knoten mit dem Leitwert des Zweiges multipliziert. Somit können auch die auf den Leitungen des Netzes fließenden Teilkurzschlussströme berechnet werden.

A.2 Stückweise lineare UI -Kennlinien zur Berechnung des Dauerkurzschlussstromes

A.2.1 Stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung

Betrachtet wird die in Abbildung A.1 dargestellte Sechspulsbrückenschaltung. Die Widerstände R_V bilden die Widerstände der Halbleiterventile nach.

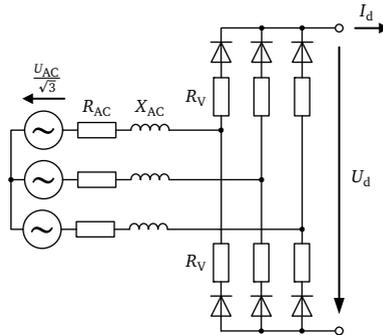


Abb. A.1: Ungesteuerte Sechspulsbrückenschaltung

Der Zusammenhang zwischen U_d und I_d an den gleichstromseitigen Klemmen der Sechspulsbrückenschaltung lässt sich im stationären Zustand mittels einer UI -

Kennlinie beschreiben. Diese ist in Abbildung A.2 dargestellt. Die Größen U_d , I_d sind dabei jeweils auf die ideale Leerlaufspannung U_{d0} und die Reaktanz X_{AC} bezogen.

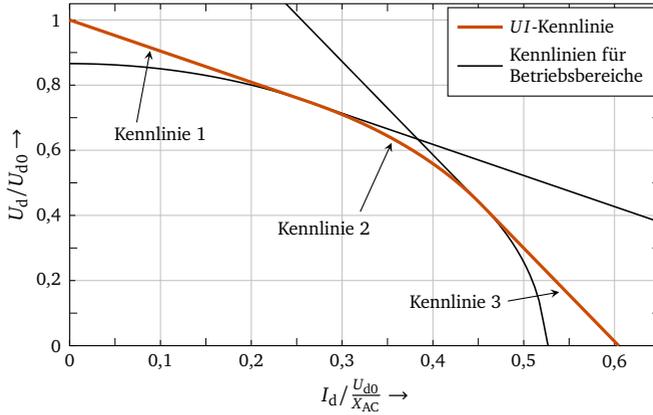


Abb. A.2: UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung

Die UI -Kennlinie setzt sich aus drei einzelnen Kennlinien zusammen. Ausgehend von den Kommutierungsvorgängen können die einzelnen Kennlinien nach [44] aus den Parametern U_{AC} und X_{AC} des speisenden Drehstromnetzes berechnet werden. Der Einfluss der Widerstände R_{AC} und R_V wird dabei vernachlässigt.

$$\text{Kennlinie 1: } U_{d1} = U_{d0} - \frac{3X_{AC}}{\pi} I_d \quad (\text{A.6})$$

$$\text{Kennlinie 2: } U_{d2} = \sqrt{\frac{3}{4} \left(U_{d0}^2 - \left(\frac{6X_{AC}}{\pi} I_d \right)^2 \right)} \quad (\text{A.7})$$

$$\text{Kennlinie 3: } U_{d3} = \sqrt{3}U_{d0} - \frac{9X_{AC}}{\pi} I_d \quad (\text{A.8})$$

Der für die gesamte UI -Kennlinie interessante Teil der Kennlinie 2 wird nun durch eine lineare Funktion angenähert. Dazu werden zuerst die Berührungspunkte der Kennlinien ermittelt. Diese berühren sich für die Ströme $I_{d12 \text{ orig}}$ und $I_{d23 \text{ orig}}$.

$$I_{d12 \text{ orig}} = \frac{U_{d0} \pi}{12 X_{AC}} \quad (\text{A.9})$$

$$I_{d23 \text{ orig}} = \frac{U_{d0} \pi}{4\sqrt{3} X_{AC}} \quad (\text{A.10})$$

Die Steigung der gesuchten Tangente entspricht dem der Sekante durch die Berührungspunkte $U_{d2}(I_{d12 \text{ orig}})$ und $U_{d2}(I_{d23 \text{ orig}})$. Nach dem Mittelwertsatz der Differentialrechnung muss es im Bereich $I_{d12 \text{ orig}} \leq I_d \leq I_{d23 \text{ orig}}$ mindestens einen Punkt geben, an dem die Funktion der Kennlinie 2 dieselbe Steigung wie die Sekante aufweist. Bei der hier betrachteten Funktion ist es genau ein Punkt. Die Tangente mit demselben Anstieg wie die Sekante berührt Kennlinie 2 hier für den Stromwert $I_{d2 \text{ tan}}$.

$$I_{d2 \text{ tan}} = \frac{\sqrt{2} U_{d0} \pi}{12 X_{AC}} \quad (\text{A.11})$$

Damit ergibt sich die folgende Funktion für die durch die Tangente linearisierte Kennlinie 2.

$$\text{Linearisierte Kennlinie 2: } U_{d2 \text{ lin}} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_{d0} - \frac{3 \sqrt{3} X_{AC}}{\pi} I_d \quad (\text{A.12})$$

Diese schneidet die Kennlinien 1 und 3 für die Stromwerte I_{d12} und I_{d23} .

$$I_{d12} = \frac{U_{d0} \pi}{6 X_{AC}} \frac{\sqrt{6} - 2}{\sqrt{3} - 1} \quad (\text{A.13})$$

$$I_{d23} = \frac{U_{d0} \pi}{12 X_{AC}} (\sqrt{3} + 1)(\sqrt{2} + 2) \quad (\text{A.14})$$

Damit ergibt sich die in Abbildung A.3 dargestellte stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung.

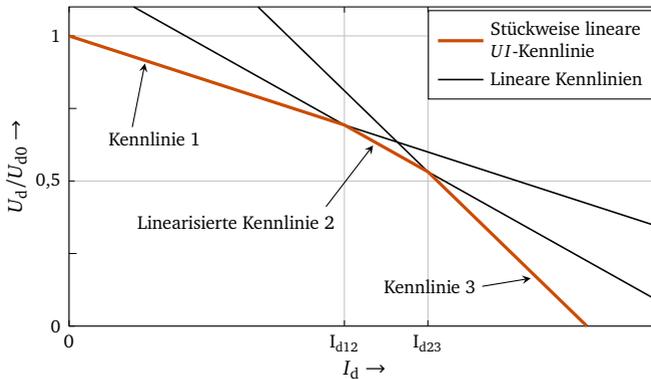


Abb. A.3: Stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung

Eine UI -Kennlinie in der Form einer linearen Funktion mit negativer Steigung kann mit einem Thévenin-Äquivalent abgebildet werden. Dabei ergibt sich die Quellenspannung U_i aus dem Ordinatenabschnitt und der Innenwiderstand R_i aus der negativen Steigung der Funktion. Für die stückweise lineare UI -Kennlinie einer Sechspulsbrückenschaltung ergeben sich damit aus Gleichungen (A.6), (A.8), (A.12) die in Tabelle 4.2 verzeichneten Thévenin-Äquivalente.

A.2.2 Stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC

Ein blockierter MMC mit Halbbrücken-Submodulen kann im stationären Zustand mit der in Abbildung A.4 dargestellten Schaltung beschrieben werden.

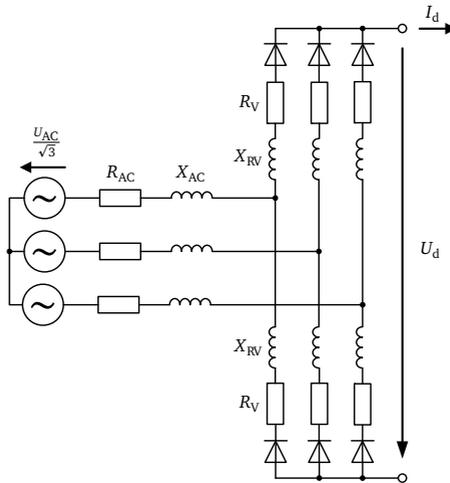


Abb. A.4: Ersatzschaltung eines blockierten MMC

Wie im vorangegangenen Abschnitt kann auch hier der Zusammenhang zwischen U_d und I_d mit einer UI -Kennlinie beschrieben werden [13, 62]. Diese ist in Abbildung A.5 dargestellt und setzt sich aus fünf Kennlinien zusammen. Die Größen U_d , I_d sind dabei jeweils auf die ideale Leerlaufspannung U_{d0} und die Kommutierungsreaktanz X_k bezogen.

Im Gegensatz zu der im vorangegangenen Abschnitt betrachteten Sechspulsbrückenschaltung sind bei einem blockierten MMC zusätzliche Ventilreaktanzen X_{RV} vorhanden, die den Kommutierungsvorgang beeinflussen. Dadurch kommt es zu einer größeren Überlappung und es sind auch Zustände mit fünf oder sechs gleichzeitig leitenden Dioden möglich. Entsprechend weist die UI -Kennlinie zwei

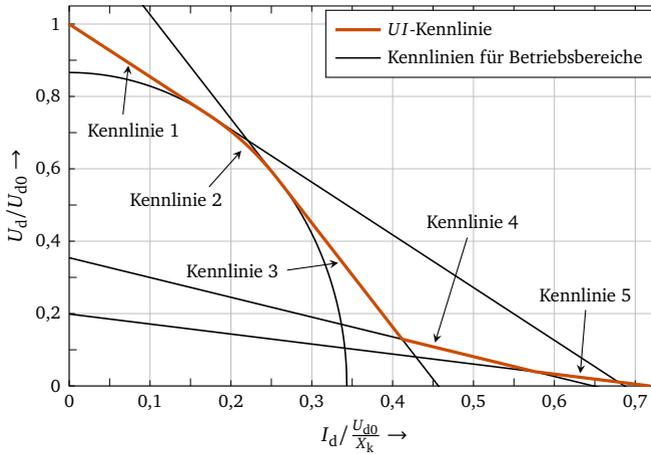


Abb. A.5: UI -Kennlinie eines blockierten MMC

zusätzliche Kennlinien 4 und 5 auf. Die einzelnen Kennlinien in Abbildung A.5 lassen sich bei Vernachlässigung der Widerstände R_{AC} und R_V wie folgt berechnen [62, S. 100].

$$\text{Kennlinie 1: } U_{d1} = U_{d0} - \frac{3X_k}{\pi} I_d \quad (\text{A.15})$$

$$\text{Kennlinie 2: } U_{d2} = \sqrt{\frac{3}{4} \left(U_{d0}^2 - \left(\frac{6X_k}{\pi} I_d \right)^2 \right)} \quad (\text{A.16})$$

$$\text{Kennlinie 3: } U_{d3} = U_{d0} \frac{\sqrt{k^2 + 3}}{1+k} - \frac{3X_k}{\pi} \frac{3-k}{1+k} I_d \quad (\text{A.17})$$

$$\text{Kennlinie 4: } U_{d4} = U_{d0} \frac{k}{2} \left(\frac{3-k}{1+k} \cos \alpha_k - \frac{1}{\sqrt{3}} \sin \alpha_k \right) - \frac{X_k}{\pi} \frac{k(2-k)(3-k)}{1+k} I_d \quad (\text{A.18})$$

$$\text{Kennlinie 5: } U_{d5} = U_{d0} \frac{k}{\sqrt{3}} - \frac{X_k}{\pi} k(2-k) I_d \quad (\text{A.19})$$

Die Hilfsgröße α_k für Gleichung (A.18) ist wie folgend definiert.

$$\alpha_k = \arctan \frac{1+k}{\sqrt{3}(k-3)} \quad (\text{A.20})$$

Kennlinie 2 ist hier die einzige nichtlineare Kennlinie und wird wie im vorangegangenen Abschnitt durch eine Tangente linearisiert. Dazu werden die Berührungspunkte mit den Kennlinien 1 und 3 ermittelt. Dies ist für die Stromwerte $I_{d12 \text{ orig}}$ und $I_{d23 \text{ orig}}$ der Fall.

$$I_{d12 \text{ orig}} = \frac{U_{d0} \pi}{12 X_k} \quad (\text{A.21})$$

$$I_{d23 \text{ orig}} = \frac{U_{d0} \pi (3 - k)}{12 X_k \sqrt{k^2 + 3}} \quad (\text{A.22})$$

Die Steigung der gesuchten Tangente entspricht der der Sekante durch die Punkte $U_{d2}(I_{d12 \text{ orig}})$ und $U_{d2}(I_{d23 \text{ orig}})$. Diese Tangente berührt Kennlinie 2 im Punkt $U_{d2}(I_{d12 \text{ tan}})$. Die lineare Funktion der resultierenden Tangente wird aus Gründen der Übersichtlichkeit hier nicht komplett angegeben.

Für die weiteren Berechnungen wird der Ausdruck des Ordinatenabschnittes der linearen Funktion durch ein Polynom dritten Grades angenähert. Damit ergibt sich die folgende Funktion für die linearisierte Kennlinie 2.

$$U_{d2 \text{ lin}} = U_{d0} \left(-\frac{3k^3}{100} + \frac{4k^2}{25} - \frac{71k}{200} + \frac{49}{40} \right) - \frac{9X_k}{\pi} \frac{k - \sqrt{k^2 + 3} + 1}{k + \sqrt{k^2 + 3} - 3} I_d \quad (\text{A.23})$$

Mit der linearisierten Kennlinie 2 ergibt sich die in Abbildung A.6 dargestellte stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC.

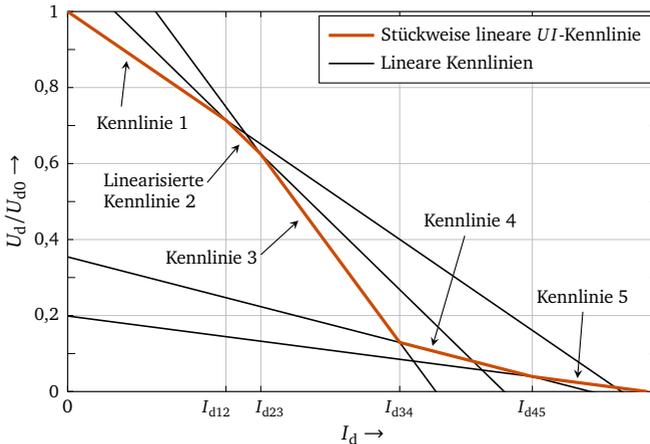


Abb. A.6: Stückweise lineare UI -Kennlinie eines blockierten MMC

Die Schnittpunkte der einzelnen linearen Kennlinien können wie folgt berechnet werden.

$$I_{d12} = \frac{U_{d0} \pi (k + \sqrt{k^2 + 3} - 3)(1 - k)(6k^2 - 26k + 45)}{1200 X_k (k - 2\sqrt{k^2 + 3} + 3)} \quad (\text{A.24})$$

$$I_{d23} = \frac{U_{d0} \pi (k + \sqrt{k^2 + 3} - 3) \left((6k^3 - 32k^2 + 71k - 245)(k + 1) + 200\sqrt{k^2 + 3} \right)}{1200 X_k (k - 2\sqrt{k^2 + 3} + 3)\sqrt{k^2 + 3}} \quad (\text{A.25})$$

$$I_{d34} = \frac{U_{d0} \pi}{\sqrt{3} X_k} \frac{k\sqrt{k^2 - 4k + 7} - \sqrt{3k^2 + 9}}{(k - 3)(k^2 - 2k + 3)} \quad (\text{A.26})$$

$$I_{d45} = \frac{U_{d0} \pi}{2\sqrt{3} X_k} \frac{\sqrt{k^2 - 4k + 7} - (k + 1)}{(k - 1)(k - 2)} \quad (\text{A.27})$$

Jede der linearen *UI*-Kennlinien aus Abbildung A.6 kann wieder in ein Thévenin-Äquivalent überführt werden. Aus Gleichungen (A.15), (A.17), (A.18), (A.19), (A.23) ergeben sich damit die in Tabelle 4.3 aufgeführten Elemente der Thévenin-Äquivalente. Zusätzlich wird ein Bereich 0 mit entsprechender Ersatzspannungsquelle eingeführt. Dieser verhindert Rückflüsse in den Umrichter bei der Berechnung von Pol-Neutral-Kurzschlüssen in bipolar aufgebauten HGÜ-Netzen (siehe Abschnitt 4.2.5).

A.3 Auslegung der Stromrichter-Modelle

Für die Simulation des Stromrichterverhaltens werden detaillierte Stromrichter-Modelle vom Typ 4 verwendet (siehe Abschnitt 2.3.1). Für jeden untersuchten Parametersatz von U_{DC} und I_{maxIGBT} muss deshalb der Stromrichter ausgelegt werden. Für das Simulationsmodell wird die Spannung U_{AC} am Drehstromanschluss, die Bemessungsscheinleistung S_{fSR} des Stromrichters sowie die Anzahl der Submodule pro Ventil n_{SM} und die Submodul-Kapazität C_{SM} benötigt.

Die detaillierte Auslegung eines Stromrichters ist ein komplexer Optimierungsprozess und von vielen Randbedingungen erforderlich. Diese ist für die Simulationen im Rahmen dieser Arbeit nicht erforderlich. Stattdessen ist eine technisch plausible Abschätzung der oben genannten Größen ausreichend. Dafür werden ausschließlich stationäre Betrachtungen genutzt. Eine solche Auslegung findet sich beispielsweise in [63, S. 155 ff.] und wird hier im Folgenden nur kurz skizziert. Die der Auslegung zugrunde gelegten Werte sind in Tabelle A.1 aufgeführt.

Ausgangspunkt für die Auslegung des Stromrichters ist die zu übertragende Wirkleistung. Für eine vorgegebene Gleichspannung hängt diese Wirkleistung vom

Tab. A.1: Zur Auslegung der Stromrichter zugrunde gelegte Daten

Parameter	Symbol	Wert
Bemessungsleichstrom	I_{rDC}	$0,6 I_{\max IGBT}$
Bemessungsleistungsfaktor	$\cos \varphi_r$	0,95
Maximaler Modulationsindex	m_{\max}	0,9
Maximale Spannung der IGBT	$u_{\max IGBT}$	4,5 kV
Mittlere Submodulspannung	u_{meanSM}	2,25 kV
Relativer Energieinhalt	E_{SR}	35 kJ/MVA
Durchlasswiderstand der IGBT und Dioden	R_{on}	3 m Ω

Bemessungsleichstrom ab. Basierend auf den Werten in [10, 63, 65, 72, 74, 78] wird der Bemessungsleichstrom mit 60 % des maximalen IGBT-Stromes $I_{\max IGBT}$ angenommen. Mit dem Bemessungsleistungsfaktor kann daraus die Bemessungscheinleistung S_{rSR} des Stromrichters ermittelt werden.

Die Spannung U_{AC} am Drehstromanschluss des Stromrichters ergibt sich mit dem maximalen Modulationsindex aus der Gleichspannung U_{DC} . Aus diesen Daten kann auch die benötigte Anzahl der Submodule pro Ventil n_{SM} berechnet werden. Dazu wird ein 4,5 kV-IGBT-Modul mit einer mittleren Ausnutzung von 50 % nach [2] zugrunde gelegt. Die Submodul-Kapazität C_{SM} kann abschließend aus der Bemessungscheinleistung des Stromrichters, der Anzahl der Submodule und dem relativen Energieinhalt des Stromrichters bestimmt werden [42].

Literaturverzeichnis

Konferenz- und Journalbeiträge

- [1] M. Abedrabbo, W. Leterme und D. Van Hertem. “Systematic Approach to HVDC Circuit Breaker Sizing”. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 35.1 (Feb. 2020).
- [2] R. Alvarez, M. Wahle, H. Gambach und J. Dorn. “Optimum Semiconductor Voltage Level for MMC Submodules in HVDC Applications”. In: 2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe). Sep. 2016.
- [3] M. M. Aly und E. A. Mohamed. “Comparison between Resistive and Inductive Superconducting Fault Current Limiters for Fault Current Limiting”. In: 2012 Seventh International Conference on Computer Engineering Systems (ICCES). Nov. 2012.
- [4] S. Barman, A. R. Paul und H. J. Bahirat. “Control Strategy for ± 800 kV 6000 MW NER-Agra Multi-Terminal HVDC Project”. In: 2018 20th National Power Systems Conference (NPSC). Dez. 2018.
- [5] N. A. Belda, C. A. Plet und R. P. P. Smeets. “Analysis of Faults in Multiterminal HVDC Grid for Definition of Test Requirements of HVDC Circuit Breakers”. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 33.1 (Feb. 2018).
- [6] J. C. Brown, J. Allan und B. Mellitt. “Six-Pulse Three-Phase Rectifier Bridge Models for Calculating Closeup and Remote Short Circuit Transients on DC Supplied Railways”. In: *IEE Proceedings B - Electric Power Applications* 138.6 (Nov. 1991).
- [7] Y. Chen, M. Huang, S. Pan, A. E. Aroudi und X. Zha. “Transient Voltage and Current Stresses Estimation of MMC-MTDC System via Discrete-Time Analysis”. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 35.6 (Dez. 2020).
- [8] V. Collet-Billon, J. P. Taisne, P. Charles und J. P. Gruson. “The SACOI (Sardinia-Corsica-Italy) Multiterminal Link: Commissioning Tests of the Corsican Station Lucciana”. In: *Session Materials Paper Reference 14-12*. CIGRE Session. Paris, 1988.

-
-
- [9] I. Cowan et al. "Demonstration of Partially Selective HVDC Grid Protection System with Hardware-in-the-Loop IEDs". In: 15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020). März 2020.
- [10] S Dennerière, S Nguéfeu, H Saad und J Mahseredjian. "Modeling of Modular Multilevel Converters for the France-Spain Link". In: International Conference on Power Systems Transients (IPST2013). Vancouver, Canada, Juli 2013.
- [11] G. Ding, G. Tang, Z. He und M. Ding. "New Technologies of Voltage Source Converter (VSC) for HVDC Transmission System Based on VSC". In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. Juli 2008.
- [12] X. Feng, L. Qi und Z. Wang. "Estimation of Short Circuit Currents in Mesh DC Networks". In: 2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition. Juli 2014.
- [13] L. L. Freris. "Effects of Interaction among Groups in a Multigroup a.c.-d.c. Converter". In: *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers* 114.7 (Juli 1967).
- [14] T. Fujimura und S. Honda. "Short-Circuit Current Based on Rectifier Circuit at DC Substation". In: *Quarterly reports of Railway Technical Research Institute* 14.4 (1973).
- [15] B. Gustavsen. "Validation of Frequency-Dependent Transmission Line Models". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20.2 (Apr. 2005).
- [16] B. Gustavsen und A. Semlyen. "Rational Approximation of Frequency Domain Responses by Vector Fitting". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 14.3 (Juli 1999).
- [17] M. Haeusler und S. Biswas. "HVDC Solutions for Integration of the Renewable Energy Resources". In: International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India. Neu Delhi, 2017.
- [18] C.-W. Ho, A. Ruehli und P. Brennan. "The Modified Nodal Approach to Network Analysis". In: *IEEE Transactions on Circuits and Systems* 22.6 (Juni 1975).
- [19] V. Hofmann und M.-M. Bakran. "Optimized Design of a Hybrid-MMC and Evaluation of Different MMC Topologies". In: 2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe). Sep. 2016.

-
-
- [20] B. Jacobson, P. Karlsson, G. Asplund, L. Harnefors und T. Jonsson. "VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters". In: *Session Materials Paper Reference B4-110*. CIGRE Session. Paris, 2010.
- [21] P. D. Judge et al. "Power-System Level Classification of Voltage-Source HVDC Converter Stations Based upon DC Fault Handling Capabilities". In: *IET Renewable Power Generation* 13.15 (2019).
- [22] M. Langwasser, G. D. Carne, M. Liserre und M. Biskoping. "Fault Current Estimation in Multi-Terminal HVdc Grids Considering MMC Control". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 34.3 (Mai 2019).
- [23] D. M. Larruskain, I. Zamora, O. Abarategui und A. Iturregi. "A Solid-State Fault Current Limiting Device for VSC-HVDC Systems". In: *International Journal of Emerging Electric Power Systems* 14.5 (6. Aug. 2013).
- [24] D. Larruskain, I. Zamora und O. Abarategui. "Fault Current Limiters for VSC-HVDC Systems". In: 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012). Dez. 2012.
- [25] H.-Y. Lee, M. Asif, K.-H. Park und B.-W. Lee. "Feasible Application Study of Several Types of Superconducting Fault Current Limiters in HVDC Grids". In: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 28.4 (Juni 2018).
- [26] A. Lesnicar und R. Marquardt. "An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power Range". In: 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, Bd. 3. Juni 2003.
- [27] W. Leterme, N. Ahmed, J. Beerten, L. Ängquist, D. V. Hertem und S. Norrga. "A New HVDC Grid Test System for HVDC Grid Dynamics and Protection Studies in EMT-type Software". In: 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. Feb. 2015.
- [28] W. Leterme, J. Beerten und D. Van Hertem. "Equivalent Circuit for Half-Bridge MMC Dc Fault Current Contribution". In: 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). Apr. 2016.
- [29] W. Leterme, P. Tielens, S. D. Boeck und D. V. Hertem. "Overview of Grounding and Configuration Options for Meshed HVDC Grids". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29.6 (Dez. 2014).
- [30] B. Li, X. Jiao, W. Wen, W. Wang und B. Li. "Study on Calculation Method for Steady-state Short-circuit Current of MMC during a DC Pole-to-Pole Fault". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (2021).
- [31] C. Li, C. Zhao, J. Xu, Y. Ji, F. Zhang und T. An. "A Pole-to-Pole Short-Circuit Fault Current Calculation Method for DC Grids". In: *IEEE Transactions on Power Systems* 32.6 (Nov. 2017).

-
-
- [32] M. Li, Y. Luo, J. He, Y. Zhang und A. P. S. Meliopoulos. "Analytical Estimation of MMC Short-Circuit Currents in the AC In-feed Steady-State Stage". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* (Feb. 2021).
- [33] Y. Luo, J. He, M. Li, D. Zhang, Y. Zhang, Y. Song und M. Nie. "Analytical Calculation of Transient Short-Circuit Currents for MMC-based MTDC Grids". In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (Juli 2021).
- [34] R. Marquardt. "Modular Multilevel Converter Topologies with DC-Short Circuit Current Limitation". In: 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia. Mai 2011.
- [35] M. M. C. Merlin, T. C. Green, P. D. Mitcheson, D. R. Trainer, R. Critchley, W. Crookes und F. Hassan. "The Alternate Arm Converter: A New Hybrid Multilevel Converter With DC-Fault Blocking Capability". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29.1 (Feb. 2014).
- [36] F. Mohammadi et al. "HVDC Circuit Breakers: A Comprehensive Review". In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 36.12 (Dez. 2021).
- [37] A. Morched, B. Gustavsen und M. Tartibi. "A Universal Model for Accurate Calculation of Electromagnetic Transients on Overhead Lines and Underground Cables". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 14.3 (Juli 1999).
- [38] A. Nami, J. Liang, F. Dijkhuizen und G. D. Demetriades. "Modular Multilevel Converters for HVDC Applications: Review on Converter Cells and Functionalities". In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 30.1 (Jan. 2015).
- [39] S. Negari und D. Xu. "Utilising a Lagrangian Approach to Compute Maximum Fault Current in Hybrid AC-DC Distribution Grids with MMC Interface". In: *High Voltage* 4.1 (2019).
- [40] H. Nguyen, H. Dommel und J. Marti. "Direct Phase-Domain Modelling of Frequency-Dependent Overhead Transmission Lines". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 12.3 (Juli 1997).
- [41] H. Pang und X. Wei. "Research on Key Technology and Equipment for Zhangbei 500kV DC Grid". In: 2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 -ECCE Asia). Mai 2018.
- [42] J. Peralta, H. Saad, S. Denetiere, J. Mahseredjian und S. Nguefeu. "Detailed and Averaged Models for a 401-Level MMC-HVDC System". In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 27.3 (Juli 2012).
- [43] A. Pfendler, A. Saciak, J. Hanson und G. Balzer. "Fault Location Dependency of Short-Circuit Currents in MMC Based Meshed HVDC Cable Systems". In: 2019 IEEE Milan PowerTech. Juni 2019.

-
-
- [44] P. Pozzobon. "Transient and Steady-State Short-Circuit Currents in Rectifiers for DC Traction Supply". In: *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 47.4 (Nov. 1998).
- [45] H. Rao. "Architecture of Nan'ao Multi-Terminal VSC-HVDC System and Its Multi-Functional Control". In: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 1.1 (März 2015).
- [46] A. Saciak, G. Balzer und J. Hanson. "A Calculation Method for Steady-State Short-Circuit Currents in Multi-Terminal HVDC-grids". In: 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019). Feb. 2019.
- [47] A. Saciak, G. Balzer und J. Hanson. "A Novel Calculation Method for Steady-State Short-Circuit Currents in Meshed DC-Grids". In: 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC) 2018. Glasgow, Sep. 2018.
- [48] V. Staudt et al. "Control Concept Including Validation Strategy for an AC/DC Hybrid Link (»Ultraset«)". In: 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Sep. 2014.
- [49] X. Sujuan, Q. Yufeng und B. Tianshu. "Resistive DC Fault Current Limiter". In: *The Journal of Engineering* 2017.13 (2017).
- [50] G. Tang, Z. He, H. Pang, X. Huang und X. p Zhang. "Basic Topology and Key Devices of the Five-Terminal DC Grid". In: *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 1.2 (Juni 2015).
- [51] D. R. Trainer, C. C. Davidson, C. D. M. Oates, N. M. Macleod, D. R. Critchley und R. W. Crookes. "A New Hybrid Voltage-Sourced Converter for HVDC Power Transmission". In: CIGRE Session. 2010.
- [52] D. Van Hertem und M. Ghandhari. "Multi-Terminal VSC HVDC for the European Supergrid: Obstacles". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.9 (1. Dez. 2010).
- [53] J. Xu, J. Zhang, J. Li, L. Shi, X. Jia und C. Zhao. "Series-Parallel HBSM and Two-Port FBSM Based Hybrid MMC with Local Capacitor Voltage Self-Balancing Capability". In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 103 (1. Dez. 2018).
- [54] Y. Yao, Y. Zhang, X. Qu und W. Chen. "A Modular Multilevel Converter with Novel Double Reverse Blocking Sub-Modules for DC Fault Current Blocking Capability". In: *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs* (2019).

-
-
- [55] X. Yu, Y. Wei, Q. Jiang, X. Xie, Y. Liu und K. Wang. “A Novel Hybrid-Arm Bipolar MMC Topology With DC Fault Ride-Through Capability”. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 32.3 (Juni 2017).
 - [56] R. Zeng, L. Xu, L. Yao und B. W. Williams. “Design and Operation of a Hybrid Modular Multilevel Converter”. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 30.3 (März 2015).
 - [57] S. Zheng, R. Kheirollahi, J. Pan, L. Xue, J. Wang und F. Lu. “DC Circuit Breakers: A Technology Development Status Survey”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* (2021).

Bücher und Dissertationen

- [58] R. Bleilevens. “Vereinfachte Kurzschlussstromberechnung für Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze”. Diss. RWTH Aachen, 2020.
- [59] M. K. Bucher. “Transient Fault Currents in HVDC VSC Networks During Pole-to-Ground Faults”. Diss. ETH Zürich, 2014.
- [60] M. Clerc. *Particle Swarm Optimization*. 1. Aufl. London: John Wiley & Sons, Ltd, Jan. 2006.
- [61] L. Fahrmeir, C. Heumann, R. Künstler, I. Pigeot und G. Tutz. *Statistik - Der Weg zur Datenanalyse*. 8., überarbeitete und ergänzte Auflage. Springer-Lehrbuch. Berlin, Heidelberg: Springer, 2016.
- [62] L. L. Freris. “An Investigation of Single and Cascaded Bridge Connected Convertors”. Diss. Imperial College London, 1969.
- [63] M. Görtz. “Elektromagnetische transiente Ausgleichsvorgänge in HGÜ-Systemen und deren Auswirkung auf die Isolationskoordination von Kabelanlagen”. Diss. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2020.
- [64] U. S. Gudmundsdottir. “Modelling of Long High Voltage AC Cables in the Transmission System”. Diss. Aalborg University, Mai 2010.
- [65] C. Hahn. “Modellierung und Regelung selbstgeführter, höherstufiger Multiterminal-HGÜ-Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis”. Diss. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2018.
- [66] L. Hofmann. *Modellierung von Freileitungen mit frequenzabhängigen Parametern im Kurzzeitbereich*. VDI-Verlag, 1998.
- [67] H.-J. Koglin. “Der abklingende Gleichstrom beim Kurzschluss in Energieversorgungsnetzen”. Diss. Technische Hochschule Darmstadt, Feb. 1971.

-
-
- [68] W. Leterme. “Communicationless Protection Algorithms for Meshed VSC HVDC Cable Grids”. Diss. KU Leuven, 2016.
- [69] V. Litovski und M. Zvolinski. *VLSI Circuit Simulation and Optimization*. Springer Science & Business Media, 1996.
- [70] C. Nietsch. “Ermittlung des Kurzschlußstromverlaufs in Gleichstromanlagen”. Diss. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 1990.
- [71] K. V. Price, R. M. Storn und J. A. Lampinen. *Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization*. Natural Computing Series. Berlin ; New York: Springer, 2005.
- [72] P. F. Ruffing. “HVDC grid protection based on fault blocking converters”. Diss. RWTH Aachen, 2020.
- [73] A. J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Hrsg. von A. J. Schwab. Berlin, Heidelberg: Springer, 2015.
- [74] P. C. Tünnerhoff. “Protection of VSC-HVDC systems with mixed usage of power cables and overhead lines”. Diss. RWTH Aachen, 2020.
- [75] D. Van Hertem, O. Gormis-Bellmunt und J. Liang. *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*. 1. Aufl. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Ltd, 2016.
- [76] A. Wasserrab. “Kurzschlussstromberechnung in Gleichstromnetzen der elektrischen Leistungsübertragung”. Diss. TU Darmstadt, 2016.
- [77] N. Watson und J. Arrillaga. *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*. 2nd edition. IET Energy Engineering 123. London: The Institution of Engineering and Technology, 2018.
- [78] S. Wenig. “Potential of Bipolar Full-Bridge MMC-HVdc Transmission for Link and Overlay Grid Applications”. Diss. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2019.

Normen und Technische Dokumente

- [79] CIGRE Technical Brochure 531. *Cable Systems Electrical Characteristics*. Paris: WG B1.30, Apr. 2013.
- [80] CIGRE Technical Brochure 533. *HVDC Grid Feasibility Study*. Paris: WG B4.52, Apr. 2013.

-
-
- [81] CIGRE Technical Brochure 556. *Power System Technical Performance Issues Related to the Application of Long HVAC Cables*. Paris: Cigré WG C4.502, Okt. 2013.
- [82] CIGRE Technical Brochure 604. *Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid*. Paris: WG B4.57, Dez. 2014.
- [83] CIGRE Technical Brochure 684. *Recommended Voltages for HVDC Grids*. Paris: JWG B4/C1.65, Apr. 2017.
- [84] CIGRE Technical Brochure 739. *Protection and Local Control of HVDC-grids*. Paris: JWG B4/B5.59, 20. Aug. 2018.
- [85] M. Davles, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann und D. Soerangr. *HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation*. Siemens, Aug. 2008.
- [86] DIN CLC/TS 50654-1 (DIN SPEC 40654-1):2019-04. *Hochspannungsgleichstrom-Netzsysteme – Leitfaden und Parameter-Listen für funktionale Spezifikationen – Teil 1: Leitfaden; Deutsche Fassung CLC/TS 506541: 2018*. Apr. 2019.
- [87] DIN EN 60909-0:2016. *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2016); Deutsche Fassung EN 60909-0:2016*. 2016.
- [88] DIN EN 61660-1:1997. *Kurzschlußströme - Kurzschlußströme in Gleichstrom-Eigenbedarfsanlagen in Kraftwerken und Schaltanlagen - Teil 1: Berechnung der Kurzschlußströme (IEC 61660-1:1997); Deutsche Fassung EN 61660-1:1997*. Jan. 1997.
- [89] DIN EN 62747:2020-04. *Terminologie für Spannungszwischenkreis–Stromrichter (VSC) für Hochspannungsgleichstrom(HGÜ)–Systeme (IEC 62747:2014 + COR1:2015 + A1:2019); Deutsche Fassung EN 62747:2014 + AC:2015 + A1:2019*DIN EN 62747. Apr. 2020.
- [90] DIN EN IEC 60633:2021-07. *Hochspannungsgleichstrom–Übertragung (HGÜ) – Begriffe (IEC 60633:2019 + COR1:2020); Deutsche Fassung EN IEC 60633:2019 + AC:2020*. Juli 21.
- [91] Hitachi Energy. *HVDC Light - It's Time to Connect*. 2021.
- [92] Manitoba Hydro International. *EMTDC Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation - User's Guide*. Benutzerhandbuch. Manitoba Hydro International, 2018.

Sonstige Quellen

- [93] ABB. *Datasheet 5SMA 3000L450300 - StakPak IGBT Module*. url: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=5SYA1469&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (besucht am 01. 10. 2021).
- [94] DNV. *DNV GL Advises on World's First Multi-Terminal VSC HVDC Transmission Project Integrating Clean Energy into China's Regional Power Composition Mix*. DNV. url: <https://www.dnv.com/news/dnv-gl-advises-on-world-s-first-multi-terminal-vsc-hvdc-transmission-project-integrating-clean-energy-into-china-s-regional-power-composition-mix-6205> (besucht am 18. 11. 2021).
- [95] *EuroAsia Interconnector*. url: <https://euroasia-interconnector.com/> (besucht am 18. 11. 2021).
- [96] Hitachi Energy. *Hitachi ABB Power Grids Consortium Awarded Major Contract for the First Ever Large-Scale HVDC Interconnection in the Middle East and North Africa*. url: <https://www.hitachienergy.com/news/press-releases/2021/10/hitachi-abb-power-grids-consortium-awarded-major-contract-for-the-first-ever-large-scale-hvdc-interconnection-in-the-middle-east-and-north-africa> (besucht am 18. 11. 2021).
- [97] Hitachi Energy. *Québec - New England : The First Large Scale Multi-Terminal HVDC Transmission in the World*. url: <https://www.hitachienergy.com/references/hvdc/quebec-new-england> (besucht am 18. 11. 2021).
- [98] Infineon. *Datasheet FZ1500R33HE3 - IHM-B Module*. url: https://www.infineon.com/dgdl/Infineon-FZ1500R33HE3-DataSheet-v03_03-EN.pdf?fileId=db3a304314dca389011527dfc61411c3 (besucht am 23. 11. 2021).
- [99] *Modified Nodal Analysis*. url: <http://qucs.sourceforge.net/tech/node14.html> (besucht am 17. 10. 2021).
- [100] NR Electric. *World's First 5-Terminal VSC-HVDC Links*. url: <https://nrec.com/en/web/upload/2019/05/13/15577090771736sc3av.pdf> (besucht am 18. 11. 2021).

Eigene Veröffentlichungen

S. Krahmer, A. Saciak, J. Winkler, P. Schegner und K. Röbenack. “On Robust Stability Criteria for Nonlinear Voltage Controllers in Electrical Supply Networks”. In: 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). Juni 2018

A. Saciak, G. Balzer und J. Hanson. “A Novel Calculation Method for Steady-State Short-Circuit Currents in Meshed DC-Grids”. In: 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC) 2018. Glasgow, Sep. 2018

A. Saciak, G. Balzer und J. Hanson. “Short-Circuit Current Contribution in AC Networks in Case of HVDC Stations with Line-Commutated Converters”. In: *Paper Category C.1*. Conference of the Electricity Power Supply Industry (CEPSI). Kuala Lumpur, Sep. 2018

G. Balzer, A. Saciak, A. Wasserrab und J. Hanson. “Short-Circuit Calculation in AC Networks in Case of HVDC Stations with Line-commutated Converters (LCC)”. In: 2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe). Sep. 2018

A. Saciak, G. Balzer und J. Hanson. “A Calculation Method for Steady-State Short-Circuit Currents in Multi-Terminal HVDC-grids”. In: 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019). Feb. 2019

A. Pfendler, A. Saciak, J. Hanson und G. Balzer. “Fault Location Dependency of Short-Circuit Currents in MMC Based Meshed HVDC Cable Systems”. In: 2019 IEEE Milan PowerTech. Juni 2019

F. Bennowitz, M. Holbein, A. Saciak, J. Hanson, G. Griepentrog, E.-M. Korscheid und S. Michelsen. “Investigation of Load-Flow Control within a Power Electronics Enhanced Transmission System”. In: 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Sep. 2019

A. Saciak, G. Balzer und J. Hanson. “Calculation Method for Peak Shortcircuit Currents for the Security of HVDC Grids”. In: *Sessions Materials Paper Reference B4-132*. Cigre E-Session. Paris, Aug. 2020

A. Saciak, U. Mora, G. Balzer und J. Hanson. “Calculation Method for the Contribution of HVDC Stations with Line-Commutated Converters (LCC) to the AC Short-Circuit Current”. In: The 17th International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2021). Dez. 2021

S. Choudhury, A. Saciak und J. Hanson. "Communication-Free Decentralized Power Flow Control of Unified Power Flow Controllers and Phase-Shifting Transformers in High Voltage Transmission Systems". In: *IET Generation, Transmission & Distribution* Early Access (2022)

Betreute Abschlussarbeiten

P. García Mate. "Comparison of Calculation Methods for HVDC Fault Currents". Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt, 2018

A. Pfendler. "Fault Location Dependency of Short-Circuit Currents in HVDC Grids". Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt, 2018

P. M. Rieß. "Multiterminal-Netze für die Hochspannungsgleichstromübertragung". Proseminararbeit. Technische Universität Darmstadt, 2018

P. M. Rieß. "Implementierung und Vergleich von HGÜ-Umrichtermodellen zur Untersuchung von DC-seitigen Kurzschlüssen". Bachelorarbeit. Technische Universität Darmstadt, 2019

U. Mora. "Investigation of the Short-Circuit Current Contribution of LCC HVDC System to Short-Circuits in the AC System". Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt, 2019

P. Henzel. "Untersuchung von Technologien zur Begrenzung des Kurzschlussstromes in HGÜ-Netzen". Masterarbeit. Technische Universität Darmstadt, 2020