

Constanze Troitzsch

**Netzfehler in vermaschten HGÜ-Netzen - Ein Verfahren zur
Berechnung, Detektion, Fehlerklärung**

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)
an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 9

Constanze Troitzsch

Netzfehler in vermaschten HGÜ-Netzen

Ein Verfahren zur Berechnung, Detektion,
Fehlerklärung



Universitätsverlag Ilmenau
2014

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Masterarbeit vorgelegen.

Verantwortlicher Hochschullehrer: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
Betreuer: M. Sc. Anne-Katrin Marten

Datum der Verteidigung: 11.11.2013

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag

Herstellung und Auslieferung

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

www.mv-verlag.de

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-86360-076-1 (Druckausgabe)

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2014100040

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10
yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Kurzfassung

Weltweit wird der Aufbau von Energieübertragungsnetzen basierend auf Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) diskutiert. Eine mögliche Anwendung ist der Transport verbraucherfern regenerativ erzeugter Energie in die Lastzentren, wodurch bestehende Drehstromübertragungssysteme entlastet werden. Aus diesem Grund sind die Verfügbarkeit von HGÜ-Netzen und damit der Umgang mit DC-Fehlern von enormer Bedeutung. Durch die fehlenden natürlichen Nulldurchgänge und großen Anstiege der Fehlerströme ist eine Anwendung bestehender AC-Schutztechniken nicht möglich. Dies erfordert den Entwurf neuartiger HGÜ-Netzschutzkonzepte, die die in Drehstromsystemen etablierten Anforderungen hinsichtlich Schnelligkeit, Zuverlässigkeit, Empfindlichkeit, Selektivität und Wirtschaftlichkeit erfüllen. Der Gegenstand dieser Arbeit ist die Ermittlung von Netzfehlercharakteristiken in ausgedehnten vermaschten HGÜ-Netzen und daraus abgeleitet die Konzeption und Analyse von Fehlerdetektions- und Fehlerklärungsverfahren. Dabei wird der Fokus auf DC-Leitungsfehler gelegt. Unter anderem wird gezeigt, dass die Fehlerströme in HGÜ-Netzen eine Wanderwellencharakteristik besitzen. Daran anknüpfend wird ein telekommunikationsloses Fehlerdetektionskonzept vorgestellt, das die gestellten Anforderungen erfüllt. Dessen Funktionalität wird in verschiedenen numerischen Fallstudien nachgewiesen. Abschließend werden ansatzweise die Auswirkungen der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz untersucht.

Abstract

Worldwide, the installation of transmission networks based on High Voltage Direct Current (HVDC) is discussed. One possible application is the transport of renewable remote energy to load centers, whereby existing ac transmission systems are relieved. In this context the availability of HVDC networks and for this reason the handling of dc faults is of enormous importance. Because of lack of natural zero crossings and rapid rise of fault currents the use of existing ac protection techniques is not possible. This requires the design of a novel HVDC protection concept that meets the requirements established in three-phase ac systems regarding speed, reliability, accuracy, selectivity and efficiency. The objective of this work is the identification of fault current characteristics in extended interconnected HVDC grids for the design and analysis of fault detection and fault clearance procedures. The focus is on dc line faults. Among other things, it is shown that the fault currents in HVDC-systems have a traveling-wave characteristic. Following up a telecommunicationless error detection concept is presented, which fulfills the requirements. Its functionality is demonstrated in several numerical case studies. Finally the impact of dc fault clearing on an underlaid ac power grid is analyzed.

Danksagung

In erster Linie möchte ich mich bei Herrn Prof. Westermann für die sehr gute Betreuung während meines gesamten Studiums am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung an der TU Ilmenau und im Speziellen bei dieser Masterarbeit bedanken.

Mein besonderer Dank gilt Frau Marten für die intensive Betreuung der vorliegenden Arbeit. Sie war stets für kritische fachliche Diskussionen offen, die diese Masterarbeit sehr voran gebracht haben.

Abschließend bedanke ich mich bei meinen Eltern, meinem Freund und meinen Freunden, die mich während meines gesamten Studiums unterstützt haben.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Stand der Technik	3
2.1	Klassifikation von DC-Netzfehlern.....	3
2.2	Aufbau und Anforderungen an Netzschutzsysteme	4
2.3	Fehlerstromberechnung in Gleichspannungssystemen	5
2.4	Fehlerdetektion in HGÜ-Systemen	6
2.5	Fehlerklärung in HGÜ-Systemen.....	8
2.6	Wanderwellenvorgänge in elektrischen Übertragungssystemen	13
2.7	Zusammenfassung und Fazit.....	16
3	Fehlerstromanalyse in HGÜ-Systemen	19
3.1	Modellierung der Fehlerstelle	19
3.2	Fehlerstromsynthese durch Wellenüberlagerung.....	20
3.3	Systemmodell.....	23
3.3.1	Umrichter	23
3.3.2	Übertragungsleitung.....	26
3.4	Berechnung der Fehlerströme	28
3.4.1	Pol-Pol-Fehler	28
3.4.2	Pol-Erde-Fehler bei starrer Systemerdung.....	31
3.4.3	Pol-Erde-Fehler bei hochohmiger Umrichtererdung	33
3.5	Einflüsse auf die Fehlerströme	37
3.5.1	Vorbemerkung	37
3.5.2	Betriebsspannung.....	40
3.5.3	Leitungsparameter	42
3.5.4	Fehlerort.....	47
3.5.5	Systemausdehnung.....	50
3.5.6	Fehler- und Erdwiderstand.....	51
3.5.7	Innenwiderstand des Umrichters	52
3.6	Zusammenfassung.....	53
4	Detektion von DC-Leitungsfehlern	55

4.1	Anforderungsanalyse und Systemaufbau	55
4.2	Methoden zur Fehleridentifikation und -detektion.....	56
4.2.1	Auslösekriterium Stromanstieg.....	56
4.2.2	Auslösekriterium Spannungsänderung.....	59
4.2.3	Auslösekriterium Erdstrom.....	62
4.2.4	Auslösekennlinien.....	62
4.3	Bestimmung des Fehlerortes auf der fehlerbehafteten Leitung.....	64
4.4	Detektionsalgorithmus.....	66
4.5	Fallstudien	69
4.5.1	Netzmodell.....	69
4.5.2	Übertragungstechnologie	71
4.5.3	Kopplung der Übertragungsleitungen.....	74
4.5.4	Systemspannung.....	75
4.5.5	Fehlerort.....	76
4.5.6	Längsfehler.....	79
4.5.7	Betriebszustandswechsel.....	81
4.5.8	Netztrennung eines Umrichters.....	81
4.6	Zusammenfassung.....	83
5	Fehlerklärung.....	85
5.1	Begrenzung des Fehlerstromanstiegs durch eine Drossel	85
5.2	Auswirkungen der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz.....	87
5.2.1	Einführung und Systemmodell.....	87
5.2.2	Fehlerklärungsszenarien bei DC-Leitungsfehlern.....	89
5.2.3	Vergleichende numerische Fallstudie	90
5.3	Zusammenfassung.....	93
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	95
7	Literaturverzeichnis	98
A	Anhang.....	102
B	Abkürzungsverzeichnis	110
C	Formelzeichenverzeichnis	111

D	Abbildungsverzeichnis	116
E	Tabellenverzeichnis	121

1 Einleitung

Weltweit wird der Aufbau von Netzen basierend auf Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) in verschiedenen Projekten zur Anbindung verbraucherferner regenerativer Energien untersucht. In diesem Zusammenhang schlagen das DESERTEC-Projekt und die Asia Super Grid Initiative die Installation eines vermaschten HGÜ-Supergrids in der jeweiligen Region vor [1]. Zudem soll im Rahmen des Atlantic Wind Connection backbone transmission-Projekts zukünftig die an der Ostküste der Vereinigten Staaten produzierte Windenergie über ein nicht vermaschtes Multi-Terminal-HGÜ-System (MTDC-System) abtransportiert werden [2]. Daneben ist es durch die Installation eines HGÜ-Netzes möglich, unterlagerte Drehstromsysteme zu entlasten [3]. Beispielsweise verschieben sich im europäischen Verbundnetz durch die zunehmende Integration verbraucherferner, regenerativer Energien in den europäischen Kraftwerkspark die Erzeugungszentren zu lastfernen Standorten [4], [5]. Zusammen mit dem steigenden Energieverbrauch in Europa, der sich beispielsweise von 1990 bis 2007 um 32,8% erhöht hat [6], führt dies zu Engpässen im bestehenden Übertragungsnetz, das schon heute nahe an seinen Grenzen betrieben wird [4], [6]. Ein möglicher Lösungsansatz bietet neben dem Ausbau und der Verstärkung des bestehenden Drehstromnetzes, die Installation eines HGÜ-Systems. Mit diesem ist eine wirtschaftliche Langstreckenenergieübertragung umsetzbar, da einerseits die Übertragungslängen keiner betriebsbedingten Beschränkung unterliegen und andererseits frequenzabhängige Leitungsverluste durch den Skin- und Proximityeffekts entfallen [7]. Die Integration der HGÜ-Technologie in das bestehende Drehstromsystem wird in Form einer übergeordneten Spannungsebene vorgeschlagen [3]. Der Ausbau kann ausgehend von einfachen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, über radiale MTDC-Strukturen bis hin zu einem weiträumig ausgedehnten vermaschten Netz erfolgen [8]. Die zentrale Aufgabe eines solchen Overlay-Netzes ist es, große Energiemengen über weite Entfernungen zu transportieren und so das dann unterlagerte bereits bestehende Drehstromnetz zu entlasten. Damit ist die Verfügbarkeit eines solchen HGÜ-Systems und in diesem Zusammenhang der Umgang mit DC-Netzfehlern von zentraler Bedeutung. Aufgrund der fehlenden natürlichen Nulldurchgänge der Fehlerströme und deren starkem Anstieg sind bestehende AC-Schutzsysteme nicht übertragbar, weshalb der Entwurf zukünftiger HGÜ-Netzschutzkonzepte hohen Anforderungen unterliegt. Zur Dimensionierung eines Fehlerdetektionskonzepts ist die Kenntnis der Charakteristik und Größenordnung auftretender Fehlerströme essentiell. Bestehende Ansätze zur Berechnung und Detektion von DC-Fehlern in vermaschten ausgedehnten HGÜ-Netzen erfüllen nicht die an sie gestellten hohen Anforderungen. Damit besteht die Forschungsfrage dieser Masterarbeit darin, Fehlerströme in vermaschten ausgedehnten HGÜ-Netzen zu charakterisieren und zu quantifizieren, um darauf aufbauend einen Algorithmus zur Detektion von DC-Leitungsfehlern zu konzipieren und die Auswirkung der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz zu untersuchen.

Dazu wird im Kapitel 2 der Stand der Technik zur Behandlung von Netzfehlern in Gleichspannungssystemen untersucht. Nach einer Klassifikation in Kapitel 2.1 wird der Aufbau bestehender Netzschutzsysteme in Abschnitt 2.2 untersucht, um gleichzeitig Anforderungen für zukünftige Schutzkonzepte in HGÜ-Anwendungen zu formulieren. Grundlegend für die Auslegung eines Schutzsystems ist die Kenntnis über die in einem Energiesystem auftretenden Fehlerströme. In Kapitel 2.3 wird das in der IEC 61660-1 beschriebene Verfahren zur Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichspannungseigenbedarfsanlagen vorgestellt und dessen Übertragbarkeit auf ausgedehnte vermaschte HGÜ-Netze evaluiert. Anschließend folgt in Abschnitt 2.4 eine Analyse zum Stand der Technik hinsichtlich Detektion von Leitungsfehlern in HGÜ-Systemen, wobei Verbesserungspotential bestehender Konzepte identifiziert wird. Nach erfolgreicher Detektion eines Fehlers, wird die betroffene Leitung vom Netz isoliert. Wegen der spezifischen Eigenschaften von Fehlerströmen in HGÜ-Systemen gegenüber denen in Drehstromsystemen, sind die Anforderungen an die Fehlerklärung sehr hoch. Technologien und bestehende Konzepte zur Fehlerklärung werden in Kapitel 2.5 erläutert und bewertet. Den Abschluss des Kapitels 2 bildet eine Einführung in die Wanderwellentheorie in elektrischen Übertragungssystemen als theoretische Grundlage für die darauffolgenden Kapitel 3 und 4. In Kapitel 3 wird die Charakteristik der Fehlerströme in HGÜ-Systemen anhand der Wanderwellentheorie abhängig von der Systemerdung erläutert und approximiert. Daran anknüpfend wird eine qualitative und quantitative Analyse von Einflussgrößen auf definierte Fehlerstromkennwerte in Abschnitt 3.5 durchgeführt, wobei aus den gewonnenen Ergebnissen im Unterkapitel 4.1 Anforderungen an die Fehlerdetektion in HGÜ-Netzen formuliert werden. Anschließend wird basierend auf den zuvor identifizierten Fehlerstromcharakteristiken in den Abschnitten 4.2, 4.3 und 4.4 ein Detektionskonzept für DC-Leitungsfehler entworfen, das die Schwächen bestehender Verfahren umgeht. Die Funktionalität der entwickelten Methodik wird durch numerische Fallstudien im Abschnitt 4.5, in denen verschiedene Netz- und Betriebskonfigurationen untersucht werden, nachgewiesen. Da ein zukünftiges HGÜ-Overlay-Netz zur Entlastung des bestehenden unterlagerten Drehstromnetzes beitragen soll, wird in Abschnitt 5 unter anderem die Auswirkung der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz prinzipiell anhand eines Basisfalls untersucht und bewertet.

Zusammenfassend werden in dieser Arbeit Schwächen bestehender Fehlerberechnungs- und -detektionskonzepte in HGÜ-Netzen identifiziert. Es wird gezeigt, dass DC-Fehlerströme eine Wanderwellencharakteristik besitzen. Das daraus entwickelte Fehlerdetektionskonzept erfüllt die in Drehstromsystemen etablierten Anforderungen an Netzschutzsysteme hinsichtlich Zuverlässigkeit, Schnelligkeit, Selektivität, Empfindlichkeit und Wirtschaftlichkeit. Weiterhin wird gezeigt, dass die Auswirkungen der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz stark arbeitspunktabhängig sind. Ansätze für den zukünftigen Forschungsbedarf sind vor allem in der Interaktion zwischen dem AC- und DC-Netz im Fehlerfall zu sehen und in Kapitel 6 zusammengefasst.

2 Stand der Technik

Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen zu Netzfehlern in DC-Systemen erläutert. Dazu wird neben einer Klassifikation der Fehlerarten ein bereits existierendes Verfahren zur Berechnung von DC-Fehlern in Gleichspannungsanlagen vorgestellt. Ausgehend von bestehenden AC-Netzschutzsystemen werden der Aufbau und die Anforderungen zukünftiger DC-Schutzsysteme formuliert. Weiterhin wird der Stand der Technik zur Fehlerdetektion und -klärung in HGÜ-Systemen dargestellt, wobei Schwächen und mögliche Erweiterungsansätze vorhandener Methoden aufgezeigt werden. Zuletzt erfolgt als theoretische Grundlage für das Kapitel 3 eine Einführung in die Wanderwellentheorie in elektrischen Übertragungssystemen.

2.1 Klassifikation von DC-Netzfehlern

Netzfehler in elektrischen Energiesystemen sind Störungen des Betriebszustands aufgrund von systeminternen oder -externen Einwirkungen [9]. In HGÜ-Systemen können Fehler grundsätzlich innerhalb oder außerhalb der Umrichterstation auftreten. Erstere umfassen den AC-Netzanschluss, den Umrichtertransformator, den Umrichter selbst, sowie die Filteranlagen und das DC-Schaltfeld. Bei außerhalb der Umrichterstation lokalisierten Fehlern handelt es sich um DC-Leitungsfehler, auf die sich diese Arbeit beschränkt. Leitungsfehler entstehen durch elektrische oder thermische Durch- und Überschläge, beispielsweise ausgelöst durch systeminterne Überlastungen oder durch Nässe und Nebel in Kombination mit verschmutzten Isolatoren [9]. Die Klassifikation von DC-Leitungsfehlern erfolgt nach verschiedenen Gesichtspunkten analog zur Klassifikation der Fehler in Drehstromanlagen. Prinzipiell ist eine Unterscheidung in Längs- und Querfehler möglich (vgl. Tab. 2.1). Längsfehler sind Leiterunterbrechungen, sowie die Zwischenschaltung hochohmiger Widerstände in den Leitungspfad [9]. Querfehler werden durch die niederohmige Verbindung mehrerer Leiter verschiedenen Potentials untereinander bzw. eines spannungsführenden Leiters mit Erde charakterisiert. Daraus resultiert eine weitere Form der Unterteilung in Fehler mit und ohne Erdberührung. Bei hochohmiger Betriebserdung im Netz, wird ein Fehler mit Erdberührung als Erdschluss und bei direkter Erdung als Kurzschluss bezeichnet. Erdschlüsse verursachen ausschließlich Fehlerströme in der Größenordnung der Betriebsströme, führen aber zu Spannungserhöhung in den nicht fehlerbehafteten Leitern, was die Wahrscheinlichkeit von Doppelerdschlüssen erhöht [9]. Kurzschlussströme sind um ein Vielfaches höher und führen zu einer stärkeren thermischen und mechanischen Belastung der Betriebsmittel. Eine weitere Möglichkeit zur Untergliederung von Fehlerströmen ist die Unterscheidung in symmetrische und unsymmetrische Fehlerarten (vgl. Tab. 2.1). Während im symmetrischen Fehlerfall alle Leiter eines Übertragungssystems gleichermaßen betroffen sind, sind dies bei unsymmetrischen Fehlern nur Teile des Übertragungssystems. Alle einpoligen Fehler, die die höchste Auftretswahrscheinlichkeit in Freileitungsnetzen aufweisen [9], sind unsymmetrisch.

In Tab. 2.1 wird eine mögliche Klassifikation der prinzipiellen Leitungsfehlerarten in bipolaren HGÜ-Systemen mit mitgeführtem Neutralleiter vorgeschlagen. Abhängig von der Erdungskonfiguration ist der Pol-Neutralleiter-Kurzschluss vom Pol-Erde-Kurzschluss zu unterscheiden.

Tab. 2.1: Klassifikation der Leitungsfehler in bipolaren HGÜ-Systemen

	Symmetrische Fehler	Unsymmetrische Fehler
Querfehler	Pol-Pol-Kurzschluss	Pol-Erde-Kurzschluss Pol-Erde-Erdschluss Pol-Neutralleiter-Kurzschluss
Längsfehler	Unterbrechung beider Pole	Unterbrechung eines Pols

2.2 Aufbau und Anforderungen an Netzschutzsysteme

Das zentrale Ziel der Netzschutztechnik besteht darin, Betriebsmittel vor Überströmen und anderen unzulässigen Beanspruchungen zu bewahren und eine Ausbreitung des Fehlerzustandes im Netz zu verhindern [10]. Dazu gehören die Detektion des Fehlerzustandes bzw. die Lokalisierung des Fehlerortes und das Einleiten geeigneter Maßnahmen zur Fehlerklärung. In der Niederspannung wird die Schutztechnik weitestgehend durch die Primärtechnik, beispielsweise in Form von Sicherungen, ausgeführt. Das ist in der Höchstspannungstechnik auf Grund der hohen Spannungen nicht realisierbar. Messwandler transformieren die Ströme und Spannungen des Betriebskreises auf ein niedrigeres Potential, sodass eine Auswerteeinheit den Netzzustand evaluiert. Diese hat die Fähigkeit, Fehlerzustände zu erkennen, über Schutzauslösungen zu entscheiden und die entsprechenden Signale für die Schaltgeräte zu generieren. Für HGÜ-Netze ist die Umsetzung eines solchen Konzepts mittels Gleichgrößenmessgeräten denkbar. Ein HGÜ-Netzschutzsystem muss ebenfalls die in Drehstromsystemen etablierten Anforderungen erfüllen. Die wichtigsten sind nach [11]:

- Zuverlässigkeit
- Empfindlichkeit
- Selektivität
- Schnelligkeit
- Wirtschaftlichkeit

Das Zuverlässigkeitskriterium gewährleistet, dass die Fehlererkennung unabhängig vom aktuellen Schalt- bzw. Betriebszustand des Netzes erfolgt. Aus diesem Grund ist auch die Redundanz der Schutztechnik zwingend erforderlich und beispielsweise durch Staffel-

schutzmaßnahmen oder durch die Aufteilung in einen Haupt- und Reserveschutz zu realisieren. Durch die Empfindlichkeitsanforderung wird die Fehlauflösung des Schutzsystems verhindert. Das schließt zum einen die Überfunktion, bei der der Netzschutz einen Fehler registriert, obwohl keiner vorhanden ist und zum anderen die Unterfunktion ein, bei der der Fehler trotz Fehlerzustand nicht erkannt wird. Sobald ein Fehler identifiziert ist, ist es wichtig, das fehlerbehaftete Betriebsmittel höchst selektiv vom Netz zu trennen, um die Auswirkungen auf das Gesamtsystem auf ein Minimum zu begrenzen. Auch ist ein schnelles Reagieren der Netzschutztechnik von enormer Bedeutung, um die durch einen Kurzschluss bedingten mechanischen und thermischen Schäden an den Betriebsmitteln zu begrenzen. Neben den technischen Anforderungen an Schutzsysteme ist auch der wirtschaftliche Aspekt zu berücksichtigen. Die Investitionen in die Schutztechnik sollten in jedem Fall in einem angemessenen Verhältnis zu den Betriebsmittelkosten stehen [11].

Die Bewertung des Netzzustandes erfolgt über Schutzkriterien. Bei diesen handelt es sich um physikalische Größen, die direkt durch Messgeräte aus dem Netz gewonnen oder aus solchen berechnet werden. Ein Fehler ist erkannt, wenn zuvor definierte Schwellwerte dieser Kriterien über- bzw. unterschritten werden. Etablierte Schutzkriterien im Drehstromsystem sind neben Strömen, Spannungen und Frequenzen auch symmetrische Komponenten, Impedanzen, Leistungen, Winkel und Differentialgrößen [10] [12]. Aufgrund der Gleichgrößen in HGÜ-Systemen, sind umsetzbare Schutzkriterien Ströme, Spannungen, Impedanzen, Leistungen und Differentialgrößen. Zur Gewährleistung des Zuverlässigkeits- und Schnelligkeitskriteriums wird der Fokus in dieser Arbeit auf Kriterien gelegt, die ausschließlich auf einer Messgröße basieren, um die Abhängigkeit von mehreren unterschiedlichen Messgeräten zu umgehen. Dazu zählen Systemströme und -spannungen und im weitesten Sinne auch deren Differentialgrößen, die in dieser Arbeit berücksichtigt werden.

2.3 Fehlerstromberechnung in Gleichspannungssystemen

Die Kenntnis der Größenordnung und der Charakteristik von Fehlerströmen ist zur Auslegung eines Netzschutzsystems von großer Bedeutung. Wie im Drehstromsystem sind die kleinstmöglichen Fehlerströme zur Auslegung der Schutztechnik und die größtmöglichen Fehlerströme zur Dimensionierung der Betriebsmittel entscheidend. Eine allgemeingültige Vorgehensweise zur Berechnung der Fehlerströme in ausgedehnten vermaschten HGÜ-Netzen ist momentan in keiner Norm einheitlich geregelt. Vielmehr ist die Fehlerstromberechnung in Gleichspannungsanlagen, d.h. in Eigenbedarfsanlagen von Kraftwerken bzw. Umspannwerken, der aktuelle Stand der Technik [13]. Diese Vorgehensweise wird in der IEC 61660-1 „Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations“ beschrieben. Dabei werden Glättungskondensatoren, Batterien, Umrichter und DC-Motoren als Fehlerstromquellen identifiziert und quantifiziert, die einen Beitrag zum gesamten Fehlerstrom liefern. Von diesen Quellen sind in HGÜ-Netzen ausschließlich Umrichter und abhängig von der ausgeführten Umrichtertechnolo-

gie fest installierte Kapazitäten installiert. Nach IEC 61660-1 ergibt sich der resultierende Fehlerstromverlauf aus der Superposition der einzelnen Teilkurzschlussströme. Dabei ist eine einfache additive Überlagerung bei mehr als einer Speisequelle nicht möglich, da der Zeitbereich der Wirkung der einzelnen Stromkomponenten zueinander unterschiedlich ist. In diesem Fall werden die Teilkurzschlussströme mittels Korrekturfaktoren gewichtet und summiert. Eine detailliertere Vorgehensweise ist der IEC 61660-1 zu entnehmen. Zur Berechnung der Fehlerströme in einem ausgedehnten HGÜ-Netz mit Leitungslängen von mehreren hundert Kilometern ist dieses vorgestellte Verfahren nicht geeignet. Da Eigenbedarfsanlagen nur eine geringe räumliche Ausdehnung besitzen, wird der Einfluss der verteilten Leitungsparameter in der vorgestellten Norm nicht berücksichtigt. Dieser Effekt ist aber vor allem in isoliert betriebenen Netzen wichtig, da in diesen der Fehlerstrom durch die Leitungskapazitäten gespeist wird. Zudem wird in der IEC 61660-1 der Einfluss der Vermaschung des Energiesystems nicht berücksichtigt.

2.4 Fehlerdetektion in HGÜ-Systemen

Eine exakte Fehlerdetektion ist die Basis für ein zuverlässiges, selektives, empfindliches und schnelles Netzschutzsystem. Zentrale Aufgabe ist das Erkennen des Fehlerzustandes im Netz und die Identifikation des fehlerbehafteten Betriebsmittels. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Detektion von DC-Leitungsfehlern in vermaschten HGÜ-Netzen (vermaschte MTDC-Systeme). In [14] wird die Stromdifferentialmethode als mögliches Verfahren zur Detektion von Leitungsfehlern in vermaschten HGÜ-Netzen vorgeschlagen. Dabei wird die Differenz der Ströme am Anfang und Ende jeder Leitung kontinuierlich mit einem Schwellwert verglichen. Wird dieser für eine definierte Zeit überschritten, führt dies zur Schutzauslösung. Der Nachteil dieser Vorgehensweise besteht in der Notwendigkeit eines parallelen Telekommunikationssystems, von dem die Verfügbarkeit des gesamten Netzschutzsystems abhängt. Eine zuverlässige DC-Fehlerdetektion muss aus diesem Grund telekommunikationslos erfolgen [15]. Dies wird beispielsweise durch die in [16] beschriebene Handshaking-Methode realisiert, die ein Verfahren zur Detektion und Klärung von Leitungsfehlern in vermaschten HGÜ-Netzen darstellt. Dabei wird nach Fehlereintritt im ersten Schritt an jedem Netzknoten eine potentiell fehlerbehaftete Leitung ausgewählt. Dies erfolgt entweder mittels eines Δi -, Δp - oder p_0 -Kriteriums. Nach der Δi -Methode ist die an einem Knoten angeschlossene potentiell fehlerbehaftete Leitung die mit dem größten inkrementellen Stromanstieg [16]. Bei der Δp - und p_0 -Methode ist es die, auf der die entsprechend definierte Leistungsänderung einen Schwellwert zuerst überschreitet und zugleich negativ ist [16]. Während die Δi -Methode zur Detektion aller Fehlerarten geeignet ist, ist es mit der Δp -Methode nur möglich Pol-Pol-Fehler und mit der p_0 -Methode Pol-Erd-Fehler zu detektieren. Sobald an jedem Knoten eine potentiell fehlerbehaftete Leitung auf diese Weise ausgewählt ist, wird das gesamte HGÜ-Netz herunter gefahren und auf jeder identifizierten Leitung der DC-Trenner geöffnet. Dies geschieht auch auf nicht vom Fehler betroffenen Leitungen, wobei die tatsächlich fehler-

behaftete Leitung die einzige ist, auf der sich an beiden Enden die Trenner öffnen. Anschließend werden alle Umrichter im Netz auf Nennspannungspotential hochgefahren, um im nächsten Schritt die Spannung auf beiden Seiten der geöffneten Trenner zu vergleichen. Ist diese gleich, wird der zugehörige Trenner geschlossen, andernfalls bleibt er geöffnet. So werden die gesunden Leitungen Schritt für Schritt dem Netz hinzugefügt, sodass am Ende dieser Prozedur die fehlerbehaftete Leitung die einzige isolierte Verbindung ist. Der Nachteil der Handshaking-Methode besteht darin, dass die fehlerbehaftete Leitung nicht vor der Fehlerklärung bekannt ist, sondern erst im Rahmen von dieser ermittelt wird, sodass immer eine Beteiligung des gesamten HGÜ-Netzes an der Fehlerklärung notwendig ist. Damit werden die Selektivitäts- und Schnelligkeitsanforderung nicht erfüllt. Bei weit ausgedehnten Systemen ist es zudem kritisch zu beurteilen, ob weit entfernte Umrichter den Fehlerzustand schnell genug erkennen, um sich am Fehlerklärungsprozess zu beteiligen. Wenn dies nicht der Fall ist, entstehen im Netz große Spannungsunterschiede zwischen den heruntergefahrenen und nicht heruntergefahrenen Umrichtern, was auf den Verbindungsleitungen zu Strömen in der Größenordnung der Fehlerströme führt und die Wahrscheinlichkeit von Fehldetektionen erhöht. Daran anknüpfend wird in dieser Arbeit ein Fehlerdetektionsalgorithmus konzipiert, der die hier identifizierten Nachteile umgeht.

Im Gegensatz zur Fehlerdetektion in vermaschten, ausgedehnten HGÜ-Netzen, sind Methoden zur Fehleridentifikation auf Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Übertragungsstrecken in der Literatur verbreiteter. Eine große Gruppe dieser Vorgehensweisen basiert auf der Betrachtung von Wanderwellenvorgängen [17]-[20]. Ausgangspunkt sind die Strom- und Spannungswellen, die durch Fehler in Gleichspannungssystemen generiert werden und sich in beide Richtungen von der Fehlerstelle ausbreiten. Die Basis der zugehörigen Verfahren ist das Erkennen der Wellenfronten mit Hilfe der Waveletanalyse, deren Grundsätze zur Fehlerdetektion in [17] und [18] beschrieben sind. Der Vorteil der Waveletanalyse besteht darin, dass mit ihr eine Eingrenzung des Fehlerortes auf der Leitung möglich ist. Dabei wird prinzipiell zwischen einer lokalen (Single-Ended Principle [19]) und einer globalen Methodik (Double-Ended Principle [19]) unterschieden. Während bei der lokalen Herangehensweise der Fehlerort aus der Zeitdifferenz zwischen der ersten ankommenden und zweiten reflektierten Wellenfront an einer Station ermittelt wird, wird bei der globalen Strategie die Zeitverzögerung zwischen den an beiden Enden der Leitung eintreffenden Wellenfronten ermittelt [19]. Die lokale Methode ist auf Grund der komplexen Reflexionsstruktur in vermaschten Netzen nicht umsetzbar. Auch ist der Einsatz der globalen Vorgehensweise kritisch zu beurteilen, da für diese ein zum Netz paralleles Telekommunikationssystem notwendig ist. Dies ist nicht zu präferieren, da zum einen die Signallaufzeiten in ausgedehnten Netzen nicht vernachlässigbar sind und zum anderen die Zuverlässigkeit des Fehlerdetektionssystem von der Verfügbarkeit dieses Telekommunikationssystems abhängen würde. Neben der Waveletanalyse ist das Stromdifferentialschutzprinzip ein weiteres potentiell Konzept [20]. Dabei ist die Differenz der Ströme am Leitungsan-

fang und -ende das Schutzkriterium. Der große Vorteil dieses Ansatzes besteht in der hohen Selektivität, wobei die Notwendigkeit eines parallelen Telekommunikationssystems wiederum negativ zu beurteilen ist. Weitere Fehlerdetektionsprinzipien basieren auf Strom- bzw. Spannungsgradienten. So ist das in [21] beschriebene Auslösekriterium erfüllt, wenn für eine vorgegebene Zeitdauer gleichzeitig die Spannung um einen definierten Wert sinkt und der Strom um einen bestimmten Wert steigt. Ein anderer Ansatz berücksichtigen die gewichtete Summe der Strom- und Spannungsänderung [22]. Zuletzt ist auch die Überwachung des Spannungslevels im Energiesystem ein denkbarer Ansatz zur Fehlerdetektion [20], da im Fehlerfall die Spannung im Netz auf dem betroffenen Pol sinkt. Unterschreitet die Spannung für eine bestimmte Zeit einen zuvor definierten kritischen Wert, führt dies zur Schutzauslösung.

Abschließend sind in Abb. 2.1 die Möglichkeiten zur Fehlerdetektion in HGÜ-Systemen nach dem aktuellen Stand der Technik zusammengefasst.

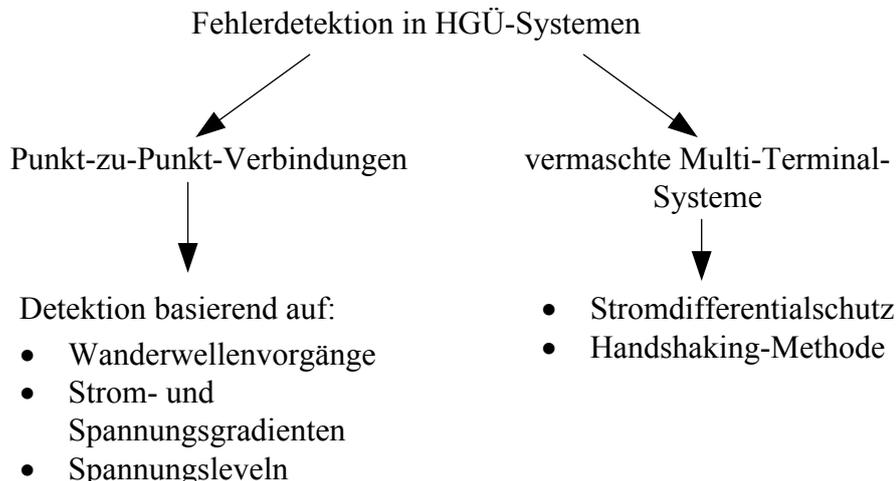


Abb. 2.1: Überblick zum Stand der Technik der Fehlerdetektion in HGÜ-Systemen

2.5 Fehlerklärung in HGÜ-Systemen

Nach der Identifikation des fehlerbehafteten Betriebsmittels ist es notwendig, dieses vom restlichen Netz zu isolieren, um eine Fehlerausweitung und Versorgungsausfälle auf ein Minimum zu begrenzen. An die Fehlerklärung in HGÜ-Systemen werden im Vergleich zu Drehstromsystemen größere Anforderungen auf Grund der Fehlerstromcharakteristik gestellt. Eine Schwierigkeit stellen die fehlenden natürlichen Nulldurchgänge dar, die eine Unterbrechung des Fehlerstroms aus physikalischer Sicht wesentlich erschweren [18]. Ein weiteres Problem sind die in den Umrichtern installierten Halbleiterkomponenten, die nur eine geringe Überstromtragfähigkeit besitzen [18].

Es existieren drei prinzipielle Ansätze zur Fehlerklärung in HGÜ-Systemen. In [23] werden diese wie folgt definiert:

- 1) Fehlerklärung über die AC-seitigen Leistungsschalter in Verbindung mit DC-Trennern
- 2) Fehlerklärung über DC-Leistungsschalter
- 3) Fehlerklärung über die Umrichterregelung (sofern dies die Technologie erlaubt)

Bei der Variante 1) werden nach erfolgreicher Fehlerdetektion alle Umrichter über die AC-seitigen Leistungsschalter vom HGÜ-Netz getrennt [24]. Durch die fehlende Energiezufuhr sinken die Ströme auf den Übertragungsleitungen auf null, sodass eine Isolation der identifizierten fehlerbehafteten Leitung durch einfache DC-Trenner möglich ist. Anschließend werden die Umrichter wieder mit dem AC-Netz verbunden, um den Betrieb des restlichen HGÜ-Systems fortzusetzen. In differenzierter Form wird dieses Konzept in der in Kap. 2.4 beschriebenen Handshaking-Methode umgesetzt. Kritisch ist, dass zur Isolation einer einzigen Leitung, die Beteiligung aller HGÜ-Umrichter im Netz notwendig ist. Ein weiterer Nachteil besteht in den verhältnismäßig langen Schaltzeiten von AC-Leistungsschaltern, die in einem Bereich von 100 ms liegen [25] und deshalb aufgrund der großen DC-Fehlerstromgradienten nicht zum Schutz der im Umrichter installierten Halbleitertechnik geeignet sind. In diesem Fall ist die Installation eines separaten internen Umrichterüberstromschutzes unumgänglich. Zwar ist das beschriebene Fehlerklärungskonzept das wirtschaftlichste der drei genannten, da keine kostenintensiven Vollbrückenrichter und zusätzliche Betriebsmittel installiert werden müssen, doch besitzt dieses Verfahren die geringste Selektivität während des Klärungsprozesses. Diese Fehlerklärungsvariante ist ausschließlich für kleine MTDC-Systeme mit wenig Knoten und geringer Ausdehnung, aber nicht für ausgedehnte vermaschte HGÜ-Netze akzeptabel.

Der Nachteil der fehlenden Selektivität wird im Konzept 2) umgangen, bei dem am Anfang und Ende jeder Leitung neben einem DC-Trenner ein DC-Leistungsschalter installiert wird. Unter physikalischen Gesichtspunkten ist es schwer, solche Leistungsschalter auf mechanischer Basis in den geforderten Leistungsbereichen auf Grund der DC-Lichtbogenlöschung und dem hohen Energieumsatz zu realisieren [24]. Auch ist davon auszugehen, dass sich ihre Ausschaltzeiten mindestens im Bereich heutiger AC-Leistungsschalter befinden würden, sodass zwar das Selektivitäts-, aber nicht das Schnelligkeitsdefizit der Fehlerklärungsvariante 1) gelöst wird. Schnelles Ausschalten ist nur durch Halbleiterschalter realisierbar [24], die sehr kostenintensiv und stark verlustbehaftet sind. Eine Alternative bieten sogenannte Hybridschalter, die aus einer Kombination aus mechanischen und halbleitenden Schaltern bestehen. Eine mögliche Umsetzungsvariante stellt der von ABB entwickelte Hybridschalter dar (vgl. Abb. 2.2). Bei diesem führt der Hauptstrompfad über einen verlustmäßig klein dimensionierten Halbleiterschalter mit geringem Schaltvermögen. Im Fehlerfall unterbricht dieser den Stromfluss, sodass der Strom in den Parallelzweig kommutiert, in dem sich der größer dimensionierte leistungselektronische Hauptschalter befindet, durch den der Kurzschlussstrom geklärt wird [26].

Die Ausschaltzeit eines solchen Schaltgeräts liegt in der Größenordnung von 5 ms [26] und ist damit deutlich geringer als die von mechanischen AC- bzw. DC-Schaltern.

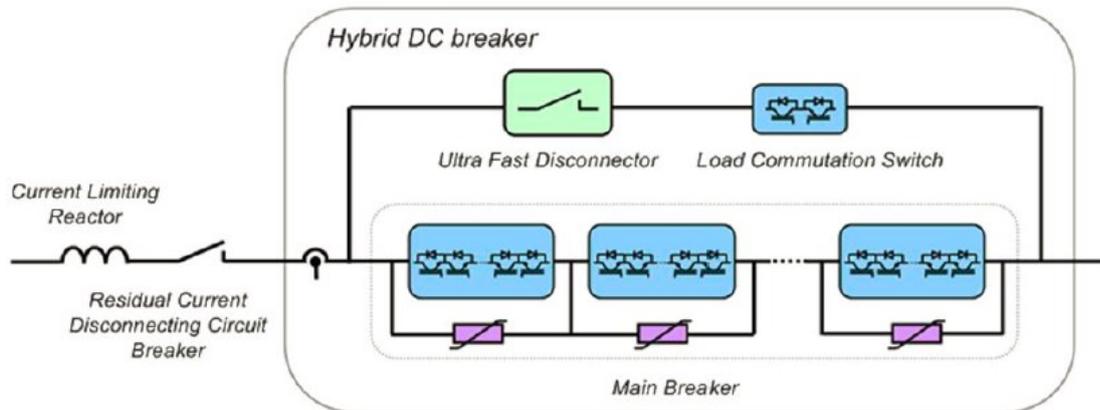


Abb. 2.2: Hybrid DC-Leistungsschalter von ABB [26]

Das Prinzip 3) der Fehlerklärung in HGÜ-Systemen basiert auf der Beeinflussung des Kurzschlussstroms durch die Umrichterregelung. Der große Vorteil dieses Ansatzes, besteht darin, dass das notwendige Schutzequipment inklusive Infrastruktur, wie Kühlsystem, bereits durch den Umrichter gegeben ist, sodass die Installation zusätzlicher Schutzkomponenten entfällt [24]. Die Möglichkeit zur Steuerung des Kurzschlussstroms ist abhängig von der Ausführung des Umrichters als Vollbrücke. Der Aufbau vermaschter HGÜ-Netze wird wegen der vielfältigen Vorteile hinsichtlich AC-Netzanschluss, Leistungsflusssteuerung und Verhalten im Fehlerfall durch Modular Multilevel Converter (MMC) favorisiert [27]. Diese bestehen aus drei Zweigen, in denen jeweils mehrere Submodule kaskadiert sind (vgl. Abb. 2.3). Jedes dieser Module ist separat regelbar und liefert einen von der Technologie abhängigen Spannungswert. Die Addition dieser Teilwerte ergibt entsprechend der Submodulanzahl je Zweig einen nahezu sinusförmigen Verlauf auf der AC-Seite (vgl. Abb. 2.4).

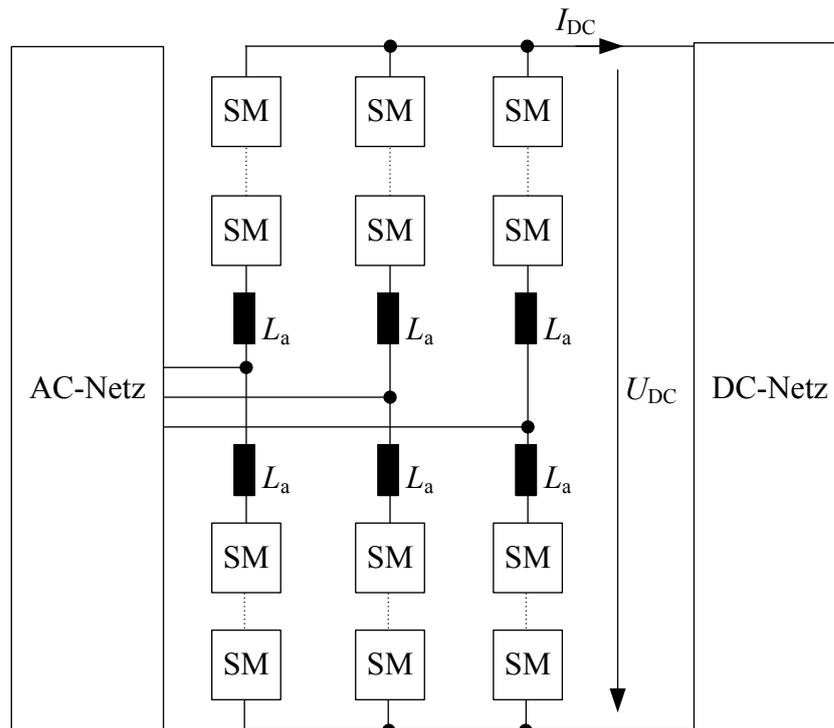


Abb. 2.3: Aufbau eines Umrichters basierend auf MMC-Technologie [24]

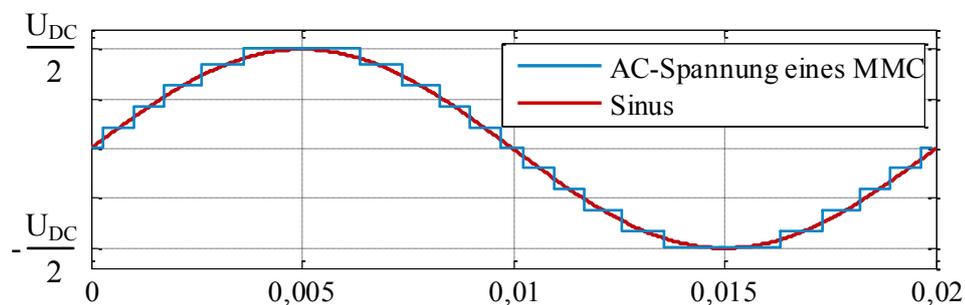


Abb. 2.4: AC-seitige Spannung eines MMC [28]

In Abhängigkeit vom Aufbau der Submodule, besteht die Möglichkeit, Fehlerströme zu beeinflussen und zu klären. Die drei verbreitetsten Ausführungsformen sind in Abb. 2.5 zusammengefasst. Von diesen ist die Halbbrückenausführung (vgl. Abb. 2.5 a)) sowohl die verlustärmste, als auch die kostengünstigste in der Installation und im Betrieb, da diese die geringste Anzahl an Halbleiterkomponenten besitzt. Die Ausgangsspannung dieses Moduls nimmt entweder einen Wert von $+U_{SM}$, die der Spannung über der Kapazität U_C entspricht, oder null an [23]. Aufgrund der geringen Überstromtragfähigkeit der IGBTs blockieren diese im Fehlerfall, sodass der Stromfluss auf die antiparallelen Dioden kommutiert und der gesamte Umrichter wie eine ungesteuerte Diodenbrücke wirkt. Sobald dies der Fall ist, hat die Regelung keinen Einfluss mehr auf die Ströme durch den Umrichter, sodass es auch keine Möglichkeit gibt, sie zu begrenzen. Dieser Nachteil wird durch die Vollbrückenausführung umgangen. In diesem Fall nimmt die Ausgangsspan-

nung der Submodule entweder einen Wert von $-U_{SM}$, 0 oder $+U_{SM}$ an. Durch die Verfügbarkeit der negativen Modulspannung, ist der Umrichter dazu in der Lage, im Fehlerfall eine dem AC-System entgegengesetzte Spannung einzuprägen, sodass der durch das AC-System gespeiste Fehlerstrom zu null geführt wird [23]. Aus Abb. 2.5 a) und b) geht hervor, dass in einem Vollbrückensubmodul die doppelte Anzahl an Halbleiterbauelementen im Vergleich zum Halbbrückensubmodul installiert ist, sodass die Verluste die Investitions- und damit auch die Betriebskosten höher sind [23]. Eine Möglichkeit, die Vorteile der Halb- und Vollbrückentechnologie zu kombinieren, bietet das Clamp-Double-Submodul. Bei diesem wird durch einen geringen schaltungstechnischen Mehraufwand die gleiche Funktionalität hinsichtlich Strombegrenzung wie bei einer Vollbrücke mit geringeren Verlusten erreicht [24].

Abschließend ist zu bemerken, dass keines der drei vorgestellten Fehlerklärungskonzepte alleine die in Kapitel 2.2 formulierten Anforderungen an ein Schutzsystem erfüllt. Für ein vermaschtes ausgedehntes HGÜ-Netz ist es denkbar, die Vorteile der beschriebenen Klärungsansätze zu kombinieren. Die fehlende Selektivität der Varianten 1) und 3) wird beispielsweise umgangen, indem das HGÜ-Netz in verschiedene Netzschutzzonen unterteilt wird, die über DC-Leitungsschalter miteinander verbunden sind. Im Fehlerfall würden diese Schalter den betroffenen Netzteil isolieren, wobei die Fehlerklärung innerhalb von diesem mit dem wirtschaftlich günstigen Konzept 1) erfolgen könnte.

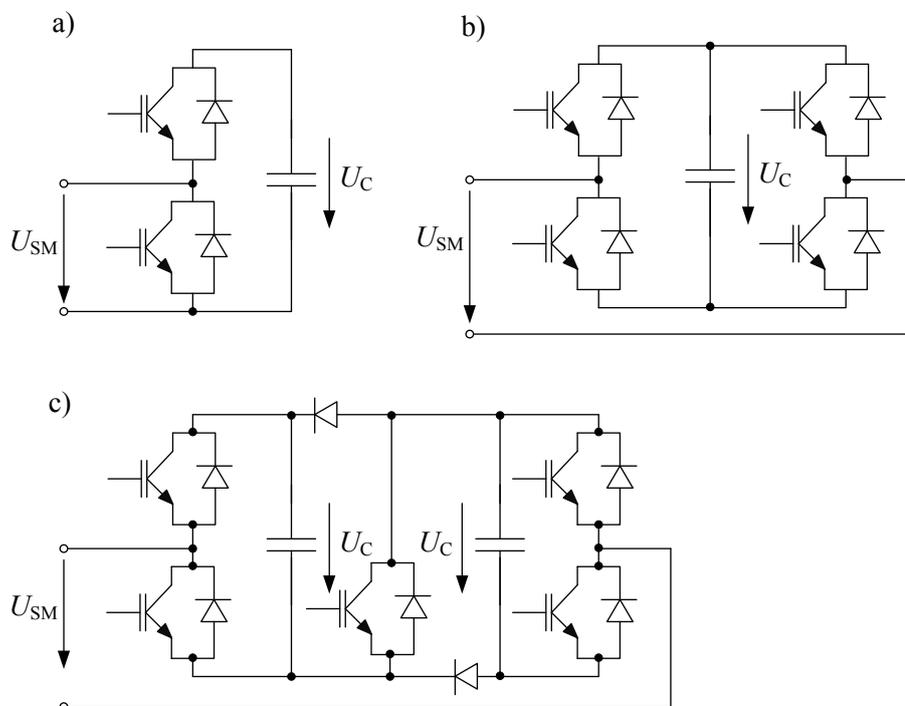


Abb. 2.5: MMC-Submodul-Ausführungen: a) Halbbrücken-, b) Vollbrücken-, c) Clamp-Double-Submodul [24]

2.6 Wanderwellenvorgänge in elektrischen Übertragungssystemen

Sobald die Vernachlässigung von Laufzeiteffekten auf Übertragungsleitungen nicht zulässig ist, müssen Wanderwellenvorgänge berücksichtigt werden. Das heißt, dass die Ströme und Spannungen im Energiesystem neben einer zeitlichen auch eine lokale Abhängigkeit besitzen. Eine Abschätzung inwiefern eine solche Betrachtungsweise notwendig ist, erfolgt über die maximale Leitungslänge l des Netzwerks und die auftretenden Signalwellenlängen λ im Energiesystem. Der Fehler, der durch die Vernachlässigung der Laufzeiteffekte entsteht, kann nach [9] vernachlässigt werden, wenn gilt:

$$l < \frac{\lambda}{60} \quad (2.1)$$

Unter der idealen Annahme einer Ausbreitungsgeschwindigkeit in der Größenordnung der Lichtgeschwindigkeit bedeutet dies, dass die Vernachlässigung der Ortsabhängigkeit von Strömen und Spannungen im 50-Hz-System bei Leitungslängen unter 100 km im stationären Bereich zulässig ist. In DC-Systemen führen vor allem Fehler zu nahezu sprunghaften Änderungen der Leitungsströme und Systemspannungen, sodass diese hochfrequente Anteile enthalten. Die Leitungen von möglichen zukünftigen HGÜ-Overlay-Onshore-Netzen erreichen Längen von mehreren hundert Kilometern. Beispielsweise kann bei einer 500 km langen Leitung nach Gleichung (2.1) die Ortsabhängigkeit von Strom- bzw. Spannungskomponenten nur bis zu einer Frequenz von 10 Hz vernachlässigt werden. Da davon auszugehen ist, dass die Fehlerströme in ausgedehnten HGÜ-Systemen deutlich höherfrequente Anteile besitzen, ist für eine exakte Darstellung der Fehlerstromverhältnisse zur Ermittlung möglicher Schutzkriterien die Betrachtung mittels der Wanderwellentheorie unumgänglich.

Unter Annahme homogener Leitungsparameter werden Ströme und Spannungen für verlustlose Leitungen durch die Wellengleichungen wie folgt beschrieben [9]:

$$L' \cdot C' \cdot \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} \quad (2.2)$$

$$L' \cdot C' \cdot \frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial x^2} \quad (2.3)$$

Dabei ist L' der Induktivitäts- und C' der Kapazitätsbelag der Leitung. Da Energieübertragungsleitungen verlustarm sind, ist die Anwendung der Gleichungen (2.2) und (2.3) zur Beschreibung der Wanderwelleneffekte zulässig [10]. Eine Lösung des Differentialgleichungssystems ergibt sich wie folgt [9]:

$$u(x, t) = u_v(x - v \cdot t) + u_r(x + v \cdot t) \quad (2.4)$$

$$i(x, t) = i_v + i_r = \frac{1}{Z_W} [u_v(x - v \cdot t) + u_r(x + v \cdot t)] \quad (2.5)$$

Dabei wird ersichtlich, dass sich die Leitungsspannungen und -ströme als Überlagerung einer vorwärtslaufenden Welle u_v bzw. i_v und einer rückwärtslaufenden u_r bzw. i_r beliebiger Form ergeben. Die Stromwellen i_v und i_r sind über den Wellenwiderstand Z_W mit den Spannungswellen u_v und u_r verknüpft. Dieser ist für verlustlose Leitungen nach [9] wie folgt definiert:

$$Z_W = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (2.6)$$

Dabei breiten sich die Wellen mit einer Geschwindigkeit v aus, die sich für eine verlustlose Leitung wie folgt ergibt:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L' \cdot C'}} \quad (2.7)$$

Typische Ursachen von Wanderwellenvorgängen in elektrischen Drehstromsystemen sind neben Schalthandlungen Blitzeinschläge auf Freileitungen [9]. In HGÜ-Systemen bewirken zusätzlich Fehler Strom- und Spannungswellen, die sich im Netz ausbreiten und an Unstetigkeitsstellen (US) gebrochen und reflektiert werden. Bei diesen handelt es sich um Übergänge von Leitungen unterschiedlicher Wellenwiderstände, um konzentrierte Elemente zwischen einem Leiter und Erde, sowie um Netzknoten [9]. Die Ströme und Spannungen jedes Zweiges ergeben sich aus der Überlagerung reflektierter und gebrochener Wellen. Trifft eine vorwärtslaufende Welle u_v bzw. i_v auf eine solche Stelle US entsprechend Abb. 2.6, teilt sie sich in eine rückwärtslaufende bzw. reflektierte Welle u_r bzw. i_r und eine gebrochene Welle u_b bzw. i_b .

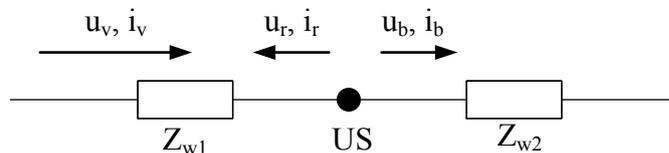


Abb. 2.6: Wellenreflexion und -brechung an einer Unstetigkeitsstelle, hier: Übergang zwischen zwei Leitungen unterschiedlicher Wellenwiderstände Z_{W1} und Z_{W2}

Die folgenden Gleichungen basieren, sofern nicht anders angegeben, auf [9]. Die reflektierte Spannungswelle u_r wird aus der vorwärtslaufenden u_v und dem Spannungsreflexionsfaktor r_u wie folgt berechnet:

$$u_r = r_u \cdot u_v \quad (2.8)$$

Dabei ist r_u wie folgt definiert:

$$r_u = \frac{Z_{W2} - Z_{W1}}{Z_{W2} + Z_{W1}} \quad (2.9)$$

Analog ist die Bestimmung der gebrochenen Spannungswelle u_b :

$$u_b = b_u \cdot u_v \quad (2.10)$$

Dabei wird der Spannungsbrechungsfaktor b_u wie folgt berechnet:

$$b_u = r_u + 1 \quad (2.11)$$

Gleichermaßen ergibt sich die reflektierte Stromwelle i_r zu:

$$i_r = r_i \cdot i_v \quad (2.12)$$

Der Stromreflexionsfaktor r_i folgt aus dem Spannungsreflexionsfaktor r_u zu:

$$r_i = -r_u \quad (2.13)$$

Analog gilt für die gebrochene Stromwelle i_b :

$$i_b = b_i \cdot i_v \quad (2.14)$$

und für den Strombrechungsfaktor b_i [29]:

$$b_i = r_i + 1 \quad (2.15)$$

Die Mechanismen der Wellenreflexion und -brechung an Netzknoten, wie beispielsweise in Abb. 2.7 dargestellt, sind ebenfalls mit den Gleichungen (2.8) bis (2.15) beschreibbar. Dazu wird für den Widerstand Z_{W2} eine äquivalente Impedanz $Z_{\text{äq}}$ eingeführt, die als Parallelschaltung der Leitungswellenwiderstände Z_{W2} , Z_{W3} und Z_{W4} hinter der Unstetigkeitsstelle US definiert ist [9]. Im dargestellten Beispiel ergibt sich $Z_{\text{äq}}$ zu:

$$Z_{\text{äq}} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{W2}} + \frac{1}{Z_{W3}} + \frac{1}{Z_{W4}}} \quad (2.16)$$

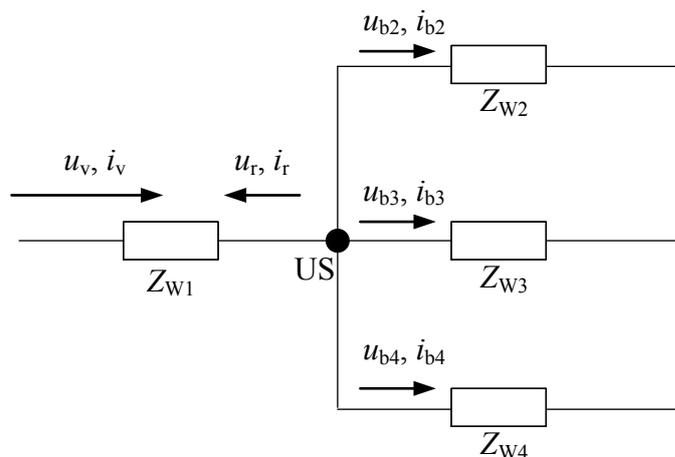


Abb. 2.7: Wellenreflexion und -brechung an einer Unstetigkeitsstelle, hier: Netzknotten

Mit der Kenntnis der Reflexions- und Brechungsgesetze von Wanderwellen ist es möglich, die Ausbreitungsverhältnisse und damit die Zusammensetzung der Fehlerströme und -spannungen in ausgedehnten HGÜ-Systemen zu beschreiben. Die so gewonnenen Charakteristiken bilden die Grundlage zum Entwurf eines Fehlerdetektionssystems, für dessen Parametrierung zudem das Wissen über die Höhe der auftretenden Fehlerstrom- und -spannungswellen essentiell ist.

2.7 Zusammenfassung und Fazit

Der Aufbau eines europaweiten vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes ist ein möglicher Ansatz, Engpässe im bestehenden Drehstromübertragungsnetz aufgrund des zunehmenden Energiebedarfs und verbraucherferner volatiler Einspeisung zu verhindern [4]-[7]. Zur Gewährleistung der Verfügbarkeit eines solchen Energiesystems spielt der Netzschutz eine entscheidende Rolle. Ein HGÜ-Netzschutzsystem muss die im Drehstromsystem etablierten Anforderungen hinsichtlich Zuverlässigkeit, Empfindlichkeit, Selektivität, Schnelligkeit und Wirtschaftlichkeit erfüllen. Die Basis für den Entwurf eines Netzschutzsystems ist die Kenntnis der Fehlerstromcharakteristik und -größenordnung. Daraus ist es möglich, Kriterien und Schwellwerte zur Fehlerdetektion abzuleiten, um anschließend im Rahmen der Fehlerklärung das fehlerbehaftete Betriebsmittel zu isolieren.

Die in Kapitel 2.3 beschriebene Methode zur Kurzschlussstromberechnung in Gleichspannungseigenbedarfsanlagen ist nicht auf vermaschte ausgedehnte HGÜ-Netze erweiterbar, da weder die Vermaschung, noch Laufzeiteffekte und damit der Einfluss von verteilten Parametern der Übertragungsleitungen berücksichtigt werden. In der Analyse bestehender Fehlerdetektionsverfahren für HGÜ-Netze in Abschnitt 2.4 wird die Stromdifferentialmethode als potentiell Konzept identifiziert. Diese erfordert ein zum Energiesystem paralleles Telekommunikationssystem, von dessen Verfügbarkeit die Zuverlässigkeit des Netzschutzsystems abhängt. Auch ist dessen Installation kosteninten-

siv und nicht mit dem Wirtschaftlichkeitsaspekt vereinbar. Der Vorteil dieser Methode liegt in der hohen Selektivität, wobei deren Anwendung in weit ausgedehnten HGÜ-Netzen auf Grund der identifizierten Nachteile kritisch zu beurteilen ist. Ein weiteres in der Literatur vorgeschlagenes Konzept zur Fehlerdetektion ist die Handshaking-Methode. Bei dieser sind Fehlerdetektion und -klärung miteinander gekoppelt, sodass sich stets das gesamte HGÜ-Netz am Fehlerklärungsprozess beteiligen muss, womit die Selektivitätsanforderung während der Fehlerklärung nicht erfüllt wird. Da nach Kapitel 2.6 Laufzeiteffekte von Strömen und Spannungen in ausgedehnten HGÜ-Systemen nicht vernachlässigbar sind, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass vom Fehlerort weit entfernte Umrichter den Fehlerzustand später als näher lokalisierte registrieren. Aus diesem Grund würden diese später an der Klärung teilnehmen als näher lokalisierte, sodass starke Spannungsunterschiede im Netz, die Überströme in der Größenordnung der Kurzschlussströme verursachen, die Folge sind. So steigt die Wahrscheinlichkeit von Fehldetektionen, weshalb auch die Handshaking-Methode zur Detektion von Leitungsfehlern in ausgedehnten HGÜ-Netzen mit Leitungslängen über hundert Kilometern nicht geeignet ist. Die Fehlerdetektion auf Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ist in der Literatur weiter verbreitet als in vermaschten HGÜ-Netzen. Diese Konzepte basieren auf Wanderwellenvorgängen, Strom- und Spannungsgradienten, sowie Spannungsleveln, wobei es negativ zu beurteilen ist, dass deren Übertragbarkeit auf HGÜ-Netze nicht untersucht wird. An die Fehlerdetektion schließt die Fehlerklärung, die nach Abschnitt 2.5 über die AC-seitigen Leistungsschalter, die Regelung bei Vollbrückenausführung der Umrichter oder DC-Leistungsschalter realisierbar ist. Dabei ist auch die Auswirkung der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-System zu berücksichtigen.

Das Fazit ist, dass bestehende Ansätze zur Berechnung und Detektion von DC-Leitungsfehlern in HGÜ-Netzen nicht die geforderten Anforderungen erfüllen. Abschließend sind in Tab. 2.2 der Stand der Technik und daran anknüpfend der Forschungsbedarf zu dieser Thematik, der den Ansatz für diese Arbeit liefert, zusammengefasst.

Tab. 2.2: Stand der Technik und Forschungsbedarf zur Berechnung, Detektion und Klärung von Fehlern in HGÜ-Systemen

	Stand der Technik	Forschungsbedarf
Fehlerberechnung	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 61660-1: Berechnung von Kurzschlussströmen in DC-Eigenbedarfsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ermittlung der Zusammensetzung der DC-Fehlerströme • Vorgehensweise zur Berechnung der DC-Fehlerströme • Identifikation und Quantifizierung von Einflussgrößen auf DC-Fehlerstromkennwerte
Fehlerdetektion	<ul style="list-style-type: none"> • in HGÜ-Netzen: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Stromdifferentialschutz (selektiv, nicht wirtschaftlich, wenig zuverlässig, zu langsam) ➤ Handshaking-Methode (Kopplung von Detektion und Klärung, begrenzt in ausgedehnten Netzen einsetzbar) • auf Punkt-zu-Punktverbindungen: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Konzepte basieren auf Wanderwellenvorgängen, Strom- und Spannungsgradienten, Spannungsleveln ➤ keine Untersuchung auf Anwendbarkeit in HGÜ-Netzen 	<ul style="list-style-type: none"> • Entwurf eines Fehlerdetektionskonzepts für DC-Leitungsfehler in ausgedehnten HGÜ-Netzen, welches die allgemeinen Anforderungen an ein Schutzsystemen erfüllt, diese sind; Selektivität, Schnelligkeit, Empfindlichkeit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit
Fehlerklärung	<ul style="list-style-type: none"> • Varianten: <ul style="list-style-type: none"> ➤ AC-seitige Leistungsschalter ➤ DC-seitige Leistungsschalter ➤ Umrichterregelung 	<ul style="list-style-type: none"> • Untersuchung der Auswirkung verschiedener DC-Fehlerklärungskonzepte mit und ohne DC-Leistungsschalter auf ein unterlagertes AC-Netz

3 Fehlerstromanalyse in HGÜ-Systemen

In Kapitel 3 wird eine Analyse der Fehlerströme in vermaschten HGÜ-Netzen durchgeführt. Die Kenntnis dieser ist zur Auslegung des Netzschutzsystems von zentraler Bedeutung. Einführend wird die Zusammensetzung der Fehlerströme basierend auf der Wanderwellentheorie in den Abschnitten 3.1 und 3.2 erläutert. Nach der Vorstellung der verwendeten Betriebsmittelmodelle in Kapitel 3.3 erfolgt eine analytische Approximation der Stromverläufe in Abschnitt 3.4. Anschließend werden Einflussgrößen in Kapitel 3.5 auf definierte Stromkennwerte identifiziert und quantifiziert. Der Fokus dieser Untersuchungen liegt auf den Querfehlern, wobei sowohl die starre als auch die hochohmige Betriebserdung des DC-Netzes betrachtet wird.

3.1 Modellierung der Fehlerstelle

Die Fehlerströme in HGÜ-Systemen ergeben sich aus der Superposition des Leitungsstroms vor Fehlereintritt und einer Stromkomponente, die durch eine Ersatzquelle an der Fehlerstelle generiert wird. Dieser Ansatz ist analog dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle, das auf dem Thevenin-Theorem beruht und zur vereinfachten Fehlerstromberechnung in mehrfachgespeisten Drehstromsystemen eingesetzt wird [10]. Bei der Bestimmung des Stromanteils aus dieser Ersatzquelle werden die restlichen Spannungsquellen im Energiesystem kurzgeschlossen. Die Ausführung der Ersatzquelle ist in Gleichspannungssystemen von der Fehlerart und von den Fehlerbedingungen abhängig. Bei Querfehlern handelt es sich um eine Spannungsquelle, die bei Fehlerbeginn ihren Wert von Null auf die negative Spannung vor Fehlereintritt am Fehlerort ändert. Wenn der Fehlerzustand unendlich schnell eintritt, handelt es sich dabei um eine Sprungfunktion. Die Ersatzschaltbilder für die Fehlerstromsynthese beim Pol-Erde- und Pol-Pol-Fehler sind in Abb. 3.1 dargestellt, wobei bei letzterem die Ersatzquelle zwischen dem Hin- und Rückleiter lokalisiert ist. Dabei ist I_F der Fehlerstrom, I_0 der Leitungsstrom vor Fehlereintritt und I_{EQ} der Stromanteil aus der Ersatzquelle. Zudem beschreibt U_{0F} die Spannung vor Fehlereintritt und R_F den Widerstand an der Fehlerstelle, wobei im Pol-Erde-Fehlerfall diesem der Erdbodenwiderstand hinzuzurechnen ist und als R_{FE} bezeichnet wird.

Neben den Querfehlern stellen die Längsfehler die zweite Gruppe der Fehlerarten dar (vgl. Tab. 2.1). Obwohl diese keine dauerhaften Kurzschlussströme verursachen, generieren sie Stromtransiente, die bei der Auslegung des Fehlerdetektionssystem zu berücksichtigen sind, um Fehlauflösungen zu vermeiden. Längsfehler werden ebenfalls durch die Superposition des Leitungsstroms I_0 vor Fehlereintritt und einer Stromkomponente I_{EQ} , die durch eine Ersatzquelle an der Fehlerstelle erzeugt wird, beschrieben (vgl. Abb. 3.2). Bei dieser handelt es sich um eine Stromquelle, die längs in den Leitungspfad installiert ist. Würde der Fehlerzustand unendlich schnell eintreten, hätte auch diese Quelle einen sprungförmigen Verlauf.

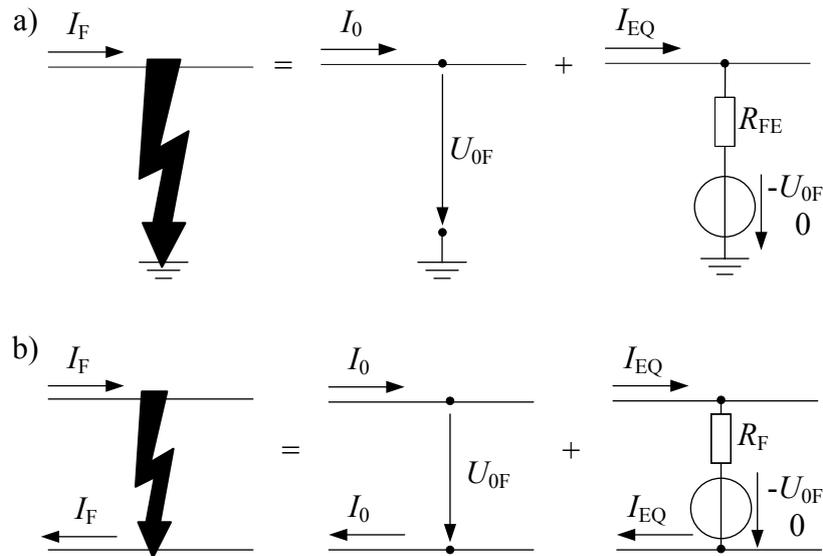


Abb. 3.1: Fehlerstromsynthese Querfehler: a) Pol-Erde-Fehler, b) Pol-Pol-Fehler

Allerdings ist zu beachten, dass sich der Zweigstrom auf Grund der Leitungsinduktivität nicht unendlich schnell ändern kann, sodass die Modellierung beispielsweise über eine Quelle mit einer e-Funktionscharakteristik realitätsnäher ist. Unabhängig von der gewählten Umsetzung ändert sich der Wert der Stromquelle zum Fehlereintrittszeitpunkt von null auf den negativen Wert des Betriebsstroms vor Fehlereintritt.

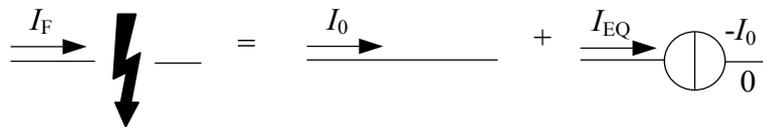


Abb. 3.2: Fehlerstromsynthese Längsfehler

3.2 Fehlerstromsynthese durch Wellenüberlagerung

Wie im vorhergehenden Abschnitt erläutert, wird in der Modellvorstellung die Fehlerstromkomponente im HGÜ-System durch eine sprungförmige Ersatzquelle an der Fehlerstelle erzeugt. Diese generiert Strom- und Spannungswanderwellen, die sich nach den in Abschnitt 2.6 erläuterten Gesetzen der Wanderwellentheorie in beide Richtungen vom Fehlerort ausbreiten und nach Reflexions- und Brechungsvorgängen überlagern. Dies geschieht beispielsweise an Netzknoten, Widerständen gegen Erde, sowie zwischen Leitungen unterschiedlicher Wellenwiderstände. In Abb. 3.11 ist das Ersatzschaltbild zur Fehlerstromsynthese eines auf dem positiven Pol einer Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke lokalisierten Fehlers dargestellt. Die Spannungsquellen, die die Umrichter repräsentieren, sind entsprechend des Thevenin-Theorems kurzgeschlossen. Die Ausbreitungspfade der Wanderwellen sind abhängig von den Umrichtererdungswiderständen R_{UE1} und R_{UE2} .

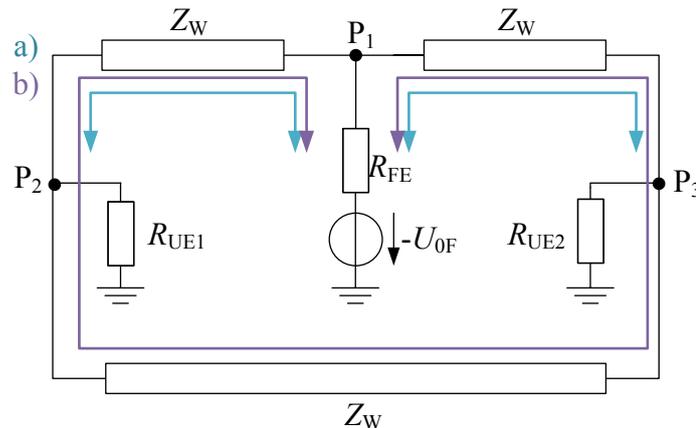


Abb. 3.3: Ersatzschaltbild zur Fehlerstromsynthese eines positiven Pol-Erde-Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt Verbindung: a) starre, b) hochohmige Betriebserdung

Unter der Annahme einer starren Betriebserdung und eines vernachlässigbaren Fehlerstellenwiderstandes, d.h. wenn gilt:

$$R_{UE1}, R_{UE2}, R_{FE} \ll Z_W, \quad (3.1)$$

breiten sich die Fehlerstrom- bzw. -spannungswellen in Abb. 3.3 auf dem mit a) gekennzeichneten Pfad aus. Wird das System isoliert betrieben und ist der R_{FE} weiterhin vernachlässigbar, sodass zusätzlich gilt:

$$R_{UE1}, R_{UE2} \gg Z_W, \quad (3.2)$$

bewegen sich die Fehlerstrom- bzw. -spannungswellen in Abb. 3.3 auf dem mit b) bezeichneten Pfad. Reflexionen treten jeweils an den in Abb. 3.3 eingezeichneten Pfeilspitzen auf. Aus der Abbildung geht hervor, dass sich der Fehlerstrom bei starrer Systemerdung (Kurzschlussstrom) ausschließlich im fehlerbehafteten Pol ausbreitet. Dagegen breitet sich der Strom bei isoliertem Systembetrieb (Erdschlussstrom) auch im nicht-fehlerbehafteten Teil des Energiesystems aus, was im dargestellten Beispiel dem negativen Pol entspricht. Diese Betrachtungsweise gilt nur bei Vernachlässigung der Leitungskopplung. Durch diese werden Strom- bzw. Spannungswanderwellen in den gesunden zum fehlerbehafteten System parallel geführten Pol eingekoppelt. Diese breiten sich ebenfalls nach den Gesetzen der Wanderwellentheorie aus und überlagern sich mit den ursprünglichen Fehlerstrom- bzw. -spannungswellen, was die Komplexität der Beschreibung der Fehlerstromsynthese erhöht. Die Größenordnung der eingekoppelten Wellen kann mit Hilfe von [30] abgeschätzt werden, woraus hervor geht, dass diese unter Berücksichtigung typischer Parameter von Übertragungsleitungen deutlich kleiner als die ursächlichen Wellen sind. Aus diesem Grund ist es zulässig, die eingekoppelten Wanderwellen für die weitere Berechnung zu vernachlässigen. Weiterhin geht aus Abb. 3.3 her-

vor, dass unabhängig von der Ausführung der Systemerdung die erste Fehlerstromwelle bei Querfehlern mit Erdberührung im fehlerbehafteten Pol am größten ist, da die Brechungs- und Reflexionsfaktoren an den Punkten P_2 und P_3 immer kleiner als eins sind.

Befinden sich die Widerstände R_{UE1} , R_{UE2} sowie R_{FE} in der Größenordnung von Z_W , sind neben Reflexions- zusätzlich Brechungsvorgänge zu berücksichtigen. Eine allgemeingültige Darstellungsmöglichkeit der Ausbreitungsverhältnisse ist mit Hilfe des Wellengitterverfahrens nach Bewley möglich [9]. Ein auf diese Weise gewonnenes Diagramm ist exemplarisch für den Systemausschnitt P_1 - P_2 - P_3 in Abb. 3.4 mit dem dazugehörigen Ersatzschaltbild dargestellt. Dabei ist x die Ortskoordinate und t_{23} die Zeit, die eine Fehlerstromwelle vom Punkt P_2 zum Punkt P_3 benötigt. Der gesamte Fehlerstrom ergibt sich als Überlagerung der Wellen, die sich auf diese Weise auf den Strecken P_1 - P_2 - P_3 - P_1 und P_1 - P_3 - P_2 - P_1 ausbreiten. Abb. 3.4 b) verdeutlicht die Komplexität der Fehlerstromsynthese, die sich schon bei einfachen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ergibt.

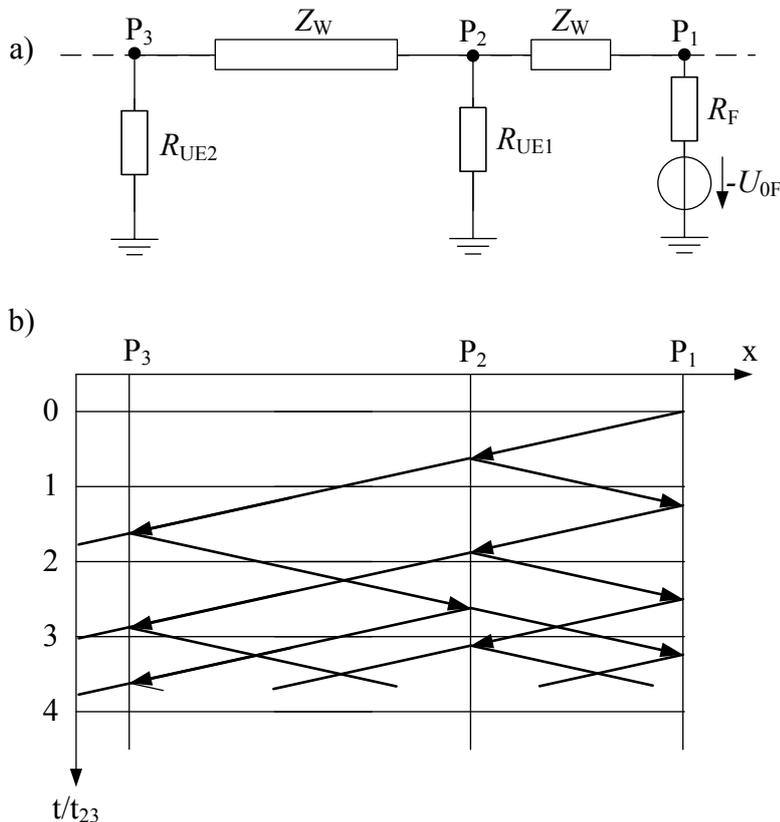


Abb. 3.4: Wellenausbreitung bei einem Pol-Erde-Fehler: a) Ersatzschaltbild des Systemausschnitts, b) Wellengitter-Diagramm

Ferner ist das Ersatzschaltbild der Fehlerstromkomponente beim Pol-Pol-Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung in Abb. 3.5 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Fehlerstelle durch die Reihenschaltung zweier Sprungquellen und Widerstände modelliert wird, wobei der Mittelpunkt zwischen ihnen geerdet ist. Diese Darstellung ist im symmetrischen Betriebszustand netzwerktheoretisch äquivalent zur Abb. 3.1 b) und ermöglicht

die vereinfachte Betrachtung von Reflexions- und Brechungsvorgängen. Bei starrer Systemerdung bewegen sich die Fehlerwellen auf dem in Abb. 3.5 mit a) und beim isolierten Betrieb auf dem in Abb. 3.5 mit b) gekennzeichneten Pfad, wobei die Ströme und Spannungen wiederum an den in Abb. 3.5 eingezeichneten Pfeilspitzen reflektiert werden. Auf eine Darstellung im Wellengitter-Diagramm wird verzichtet, da sich diese analog zur Abb. 3.4 ergibt. Vielmehr geht aus der Symmetrie der Anordnung und der Ausbreitungsverhältnisse in Abb. 3.5 hervor, dass die Betriebserdung des Netzes keinen Einfluss auf den Fehlerstromverlauf bei einem Pol-Pol-Fehler hat.

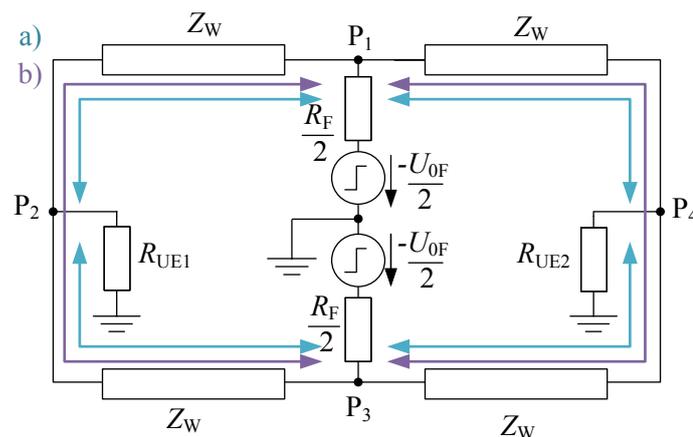


Abb. 3.5: Ersatzschaltbild zur Fehlerstromsynthese eines positiven Pol-Pol-Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt Verbindung: a) starre, b) hochohmige Betriebserdung

3.3 Systemmodell

Im folgenden Kapitel werden die Systemmodelle für den Umrichter und die Übertragungsleitung vorgestellt, die sowohl den analytischen Untersuchungen in Abschnitt 3.4, als auch den simulativen Analysen in Kapitel 4.5 und 5.2.3 zu Grunde gelegt werden.

3.3.1 Umrichter

Die Umrichter stellen die Schnittstelle zwischen dem Dreh- und Gleichspannungsnetz dar und sind entweder fremd- oder selbstgeführt. Fremdgeführte Umrichter (Line Commutated Converter (LCC)) basieren heute auf Thyristortechnologie und werden kommerziell seit 1972 errichtet [31]. Diese sind momentan weltweit die verbreitetste Technik für Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Anwendungen. Allerdings ist es mit diesen praktisch nicht möglich, ein vermaschtes DC-Netz aufzubauen, da eine Leistungsflussumkehr mit einer Spannungsumpolung verbunden ist [31]. Diesen Nachteil umgehen selbstgeführte Umrichter, die grundsätzlich in Zwei-, Drei- und Multilevel-Technologie untergliedert werden. Letztere werden für den Aufbau vermaschter HGÜ-Systeme präferiert, da ihre Vor-

teile gegenüber Zweilevel-Umrichtern überwiegen [31]. Sie weisen geringere Verluste und ein schmaleres Oberschwingungsspektrum auf, sodass Netzurückwirkungen im Normalbetrieb auf das unterlagerte AC-System ohne zusätzliche Filteranlagen minimiert werden. Zudem ist ihr Verhalten im Fehlerfall vorteilhaft, da die internen Kapazitäten der MMC kurzgeschlossen werden und so keinen Beitrag zum Fehlerstrom liefern [28]. Zusätzlich haben Umrichter, deren Submodule als Vollbrücke ausgeführt sind, die Fähigkeit, Fehlerströme zu regeln und zu klären (vgl. Kap. 2.5). Wegen dieser Vorteile wird im Folgenden der Fokus auf die MMC-Technologie gelegt. Da in dieser Arbeit ausschließlich DC-Leitungsfehler und keine internen Umrichterfehler behandelt werden, ist eine exakte Modellierung der Umrichter rechenstechnisch nicht zweckmäßig, sodass es ausreichend ist, nur deren Wirkung auf das HGÜ-Netz nachzubilden. MMC-Umrichter gehören zur Gruppe der Spannungszwischenkreisumrichter [31], sodass sie durch eine Reihenschaltung aus einer Konstantgleichspannungsquelle und einem Innenwiderstand R_i modelliert werden. In Abb. 3.6 ist neben dem modularen Aufbau (a)), die schematische Darstellung (b)) und das Ersatzschaltbild (c)) des Umrichters dargestellt.

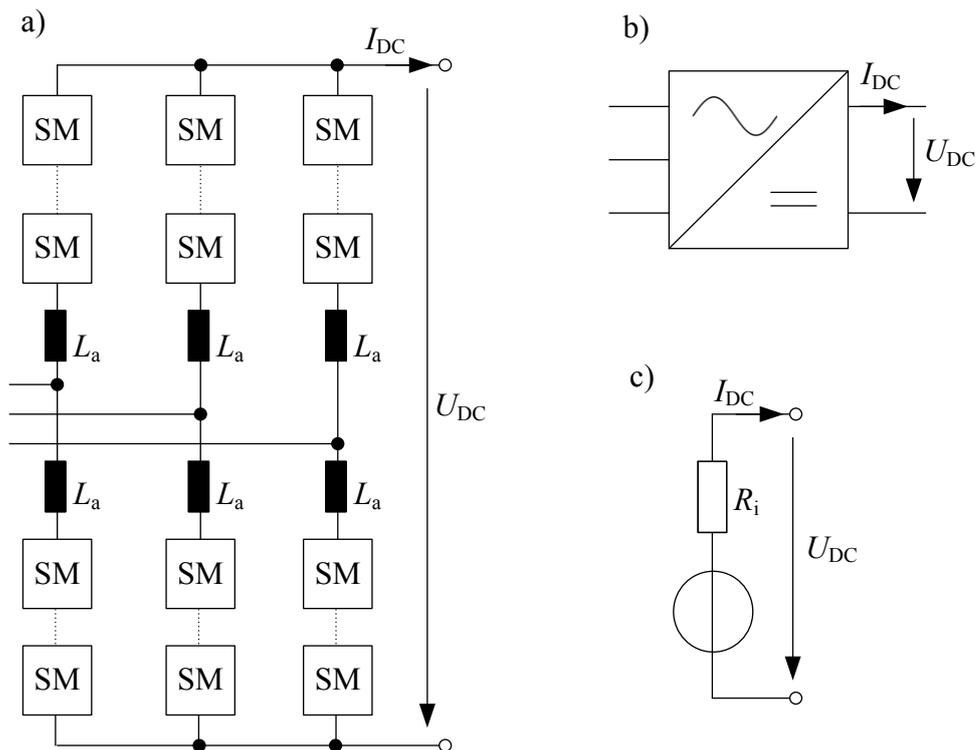


Abb. 3.6: Umrichtermodell: a) dreiphasiges Schema [24], b) vereinfachtes Schema, c) Ersatzschaltbild

Zur Durchführung einer Worst-Case-Analyse wird neben den Zweiginduktivitäten L_a , die den Fehlerstrom begrenzen, auf die Modellierung der Umrichterregelung, mit der bei Vollbrückenausführung die Möglichkeit besteht, dem Fehlerstrom entgegenzuwirken, verzichtet. Weiterhin wird das unterlagerte AC-Netz nicht dargestellt. Die Schnittstelle zu diesem wird über die Umrichterleistung realisiert, die sich aus dem Produkt der Spannung

U_{DC} und dem Strom I_{DC} durch diesen als reine Wirkleistung ergibt. Zudem wird die Annahme getroffen, dass das AC-System eine ausreichende Kurzschlussleistung besitzt, sodass der Leistungstransfer in den betrachteten Fehlerfällen zum und vom HGÜ-Netz ohne limitierende Netzrestriktionen erfolgt.

Je nach Anordnung und Verschaltung der Umrichterstationen werden verschiedene Systemkonfigurationen unterschieden. Die Energieübertragung erfolgt mit mono- und bipolaren Ausführungen (vgl. Abb. 3.7) [32]. Bei einem monopolaren HGÜ-System wird die Leistung über einen aktiven Leiter, der entweder positives oder negatives Potential besitzt, übertragen. Die Rückleitung erfolgt über einen metallischen Leiter oder Erde. Bei der bipolaren Umsetzung handelt es sich grundsätzlich um den parallelen Betrieb zweier monopolarer Übertragungstrecken mit betragsmäßig gleicher aber vorzeichenunterschiedlicher Spannung. Dies wird durch eine Reihenschaltung zweier Umrichterstationen erreicht. Bei symmetrischem Betrieb ergibt sich zwischen beiden ein neutraler Punkt, dessen Erdung die Systemeigenschaften im Fehlerfall bestimmt. Bei hochohmiger Ausführung handelt es sich um ein isoliertes Netz, was mit der isolierten Sternpunktbehandlung im Drehstromsystem vergleichbar ist.

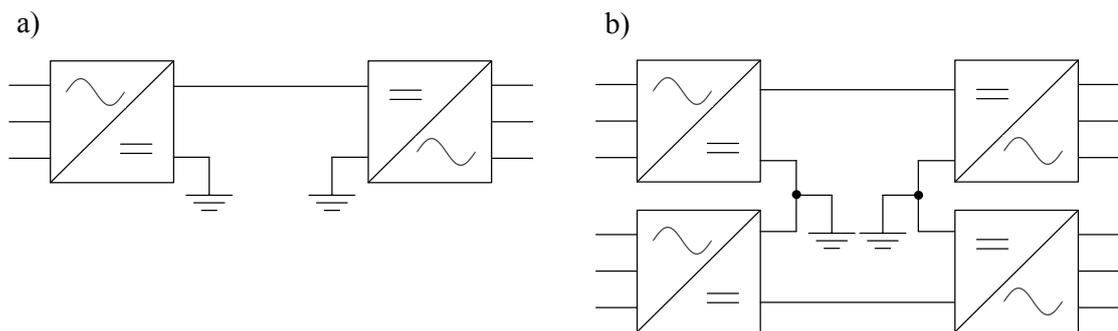


Abb. 3.7: Formen der HGÜ-Energieübertragung: a) monopolar, b) bipolar (angelehnt an [32])

Eine weitere Möglichkeit ist die direkte Verbindung mit Erde, was einer starren Sternpunktterdung im AC-System gleich kommt. Weiterhin ist es denkbar, dieses neutrale Potential in Form eines metallischen Leiters mitzuführen, sodass bei Ausfall eines Pols der monopolare Weiterbetrieb über den gesunden Leiter erfolgt.

In dieser Arbeit wird eine bipolare Konfiguration zu Grunde gelegt, da deren Übertragungskapazität gegenüber monopolarer Ausführungen höher ist und der Weiterbetrieb bei Ausfall eines Pols über den anderen und einen mitgeführten Neutralleiter gewährleistet wird, was die Versorgungszuverlässigkeit erhöht. Das zugehörige Schema ist in Abb. 3.8 a) und das Ersatzschaltbildes in Abb. 3.8 b) dargestellt, wobei sowohl die starre, als auch die hochohmige Systemerdung über den Erdungswiderstand R_{UE} vergleichend betrachtet werden.

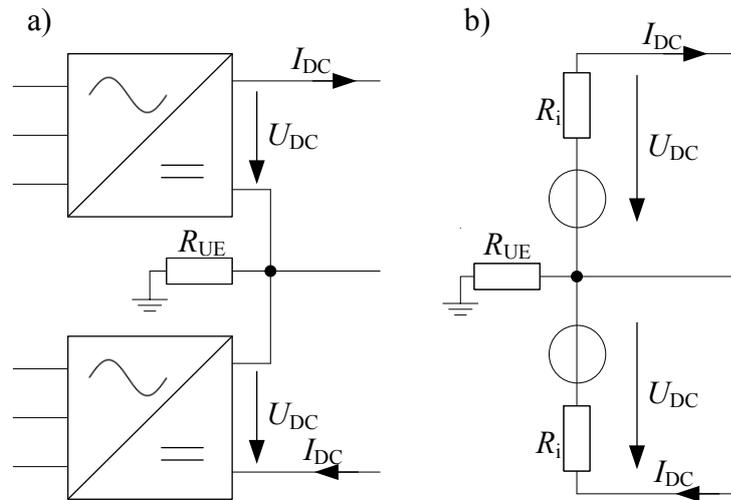


Abb. 3.8: Modell einer HGÜ-Station: a) Schema, b) Ersatzschaltbild

3.3.2 Übertragungsleitung

Die Modellierung der Übertragungsleitungen ist einerseits von den Leitungslängen und andererseits von den darzustellenden Frequenzen der Ströme und Spannungen abhängig. Prinzipiell wird zwischen einem konzentrierten und einem verteilten Parametermodell unterschieden. Während das konzentrierte Modell ausschließlich die Zeitabhängigkeit der Signale darstellt, wird beim verteilten Modell zusätzlich die Ortsabhängigkeit berücksichtigt. Die konzentrierte Darstellungsweise ist zur Modellierung elektrisch kurzer Leitungen geeignet (vgl. Kapitel 2.6). Dabei handelt es sich um das π -Ersatzschaltbild nach Abb. 3.9.

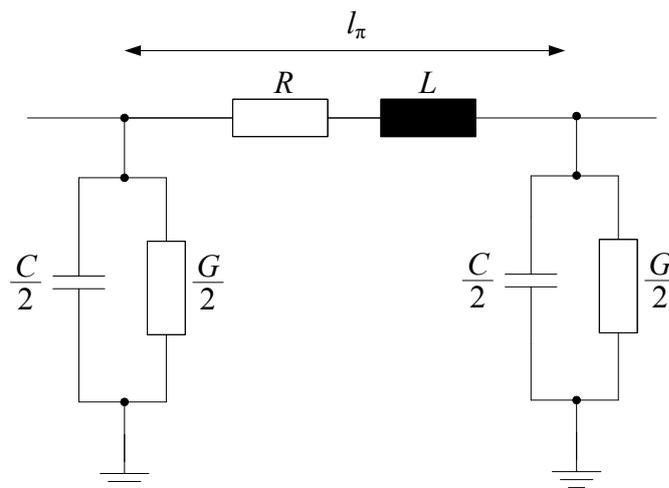


Abb. 3.9: π -Ersatzschaltbild einer Leitung (angelehnt an [9])

Die konzentrierten Elemente R , L , C und G charakterisieren die Leitung und werden durch Multiplikation der Leitungsbeläge R' , L' , C' und G' mit der Länge eines π -Segments l_π ermittelt.

Die Verluste werden einerseits durch den Widerstand R , der die Leitungsverluste repräsentiert und andererseits durch den Ableitwert G , der in Freileitungsanwendungen die Korona- und in Kabelanlagen die Dielektrizitätsverluste widerspiegelt, dargestellt. Weiterhin wird das elektrische Feld durch den Kapazitätsbelag C' und das magnetische Feld durch den Induktivitätsbelag L' zusammengefasst. Der Modellaufbau ist unabhängig von der Übertragungstechnologie. Allerdings ist zu beachten, dass nach Gleichung (2.7) die Ausbreitungsgeschwindigkeit in Kabeln aufgrund der höheren Kapazität geringer ist. Damit ist die Länge, bis zu der eine Leitung als elektrisch kurz gilt, für Kabel grundsätzlich kleiner als für Freileitungen. Wenn die Übertragungslängen im zu untersuchenden Energiesystem die elektrisch kurze Leitungslänge überschreiten, die abhängig von den auftretenden Frequenzen der Ströme und Spannungen mit Gleichung (2.1) abgeschätzt wird, ist es notwendig ein Modell für lange Leitungen zu betrachten. Eine Möglichkeit besteht in der Hintereinanderschaltung mehrerer kurzer π -Leitungssegmente. Nachteilig ist, dass bei dieser Vorgehensweise in ausgedehnten Netzen die Ortsabhängigkeit der Systemspannungen und -ströme nicht präzise wiedergegeben wird. Zur exakten Berechnung ist deswegen der Übergang zu einem verteilten Leitungsparametermodell notwendig, dessen Basis die in Abschnitt 2.6 vorgestellten Leitungsgleichungen (2.2) und (2.3) sind. Eine Möglichkeit der Modellierung eines solchen mehrphasigen Modells ist das Bergeron-Verfahren [33]. Dabei wird eine verlustlose Leitung, die durch die Ausbreitungsgeschwindigkeit v und den Wellenwiderstand Z_W (s. Gleichungen (2.7) und (2.6)) charakterisiert ist, durch Stromquellen modelliert. Die Leitungsverluste werden durch konzentrierte Elemente am Leitungsanfang und -ende berücksichtigt [33].

Ein weiterer zu berücksichtigender Effekt ist die Leitungskopplung von elektrischen Übertragungssystemen. Aufgrund der räumlichen Nähe der beiden Leiter einer bipolaren HGÜ-Übertragungsstrecke, beeinflussen sich ihre Ströme und Spannungen durch das sie umgebende elektromagnetische Feld gegenseitig. Um den Einfluss dieses Effekts, der stark von der Geometrie und den Umgebungsbedingungen abhängt, vor allem bei der Fehlerdetektion zu berücksichtigen, ist es notwendig, diesen im Modell darzustellen. Da davon auszugehen ist, dass der Aufbau eines vermaschten Overlay-HGÜ-Netzes wegen Wirtschaftlichkeits- und technischen Realisierungsaspekten, wie Leistungsfähigkeit und Isolierung, größten Teils auf Freileitungstechnologie basieren wird, erfolgt die Untersuchung des Kopplungseinflusses ausschließlich anhand eines Freileitungsmodells. Dabei wird der Masttyp in Abb. 3.10 zu Grunde gelegt, der sich an den Anordnungen in [32] orientiert. Dabei wird angenommen, dass die Einzelleiter aus Al/St bestehen, einen Durchmesser von 4 cm besitzen und im Vierer-Bündel angeordnet sind. Der Ersatzradius beträgt 60 cm und der Leitungsdurchhang 15 m. Der Neutralleiter ist in der gleichen Form

wie die aktiven Pole ausgeführt, da dieser als Rückleiter im monopolaren Betrieb des Systems verwendet wird.

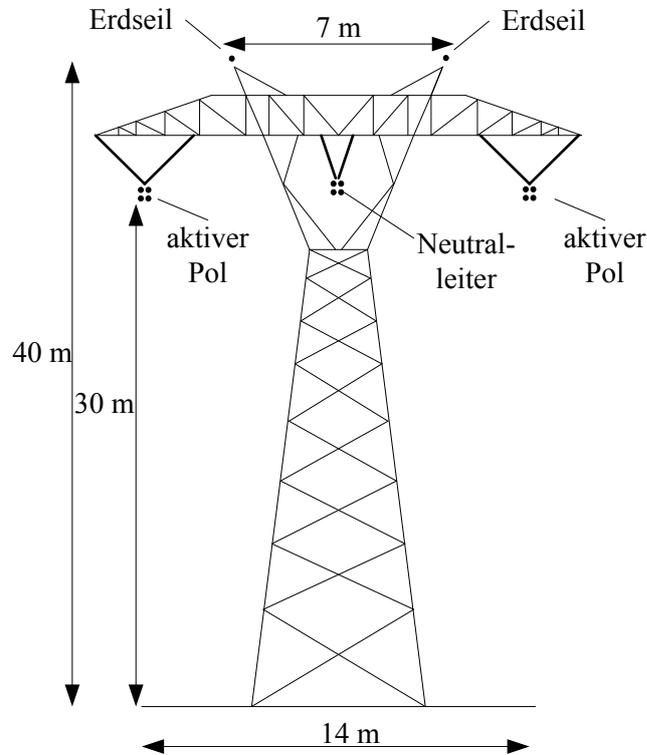


Abb. 3.10: HGÜ-Freileitungsmastbild (angelehnt an [32])

3.4 Berechnung der Fehlerströme

In diesem Abschnitt werden Gleichungen zur Berechnung der Fehlerströme hergeleitet, die im Kapitel 3.2 mit Hilfe der Wanderwellentheorie beschrieben sind. Dabei liegt der Fokus auf den Querfehlern. Während für die Kurzschlussströme geschlossene analytische Ausdrücke existieren, werden die Erdschlussströme qualitativ beschrieben. Die nachfolgenden Betrachtungen werden beispielhaft ausführlich anhand einer Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke basierend auf dem Leitungsmodell der konzentrierten Elemente durchgeführt. Allgemeingültige Ansätze für eine Erweiterung auf ausgedehnte Netze werden anschließend abgeleitet.

3.4.1 Pol-Pol-Fehler

Der Pol-Pol-Fehler ist ein symmetrischer Fehler, der durch eine niederohmige Verbindung zwischen dem positiven und negativen Pol einer HGÜ-Übertragungsstrecke charakterisiert ist. Ausgangspunkt zur Herleitung der Fehlerstromgleichung ist die schematische Darstellung in Abb. 3.11 a), aus der das Ersatzschaltbild in Abb. 3.11 b) gewonnen wird,

wobei die Spannungsquellen und Innenwiderstände der Umrichter zur Vereinfachung zusammengefasst sind.

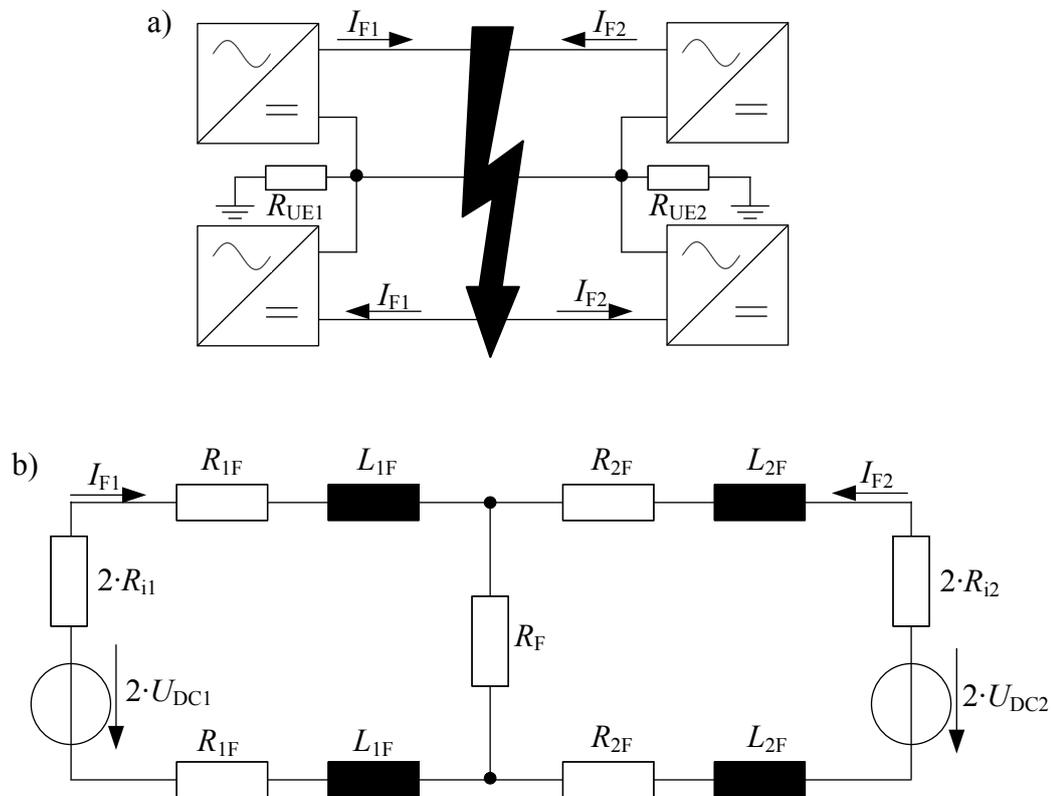


Abb. 3.11: Pol-Pol-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Schema, b) Ersatzschaltbild

In diesem sind die verteilten Leitungsinduktivitäten und -widerstände durch die konzentrierten Elemente R_{1F} , R_{2F} , L_{1F} und L_{2F} zusammengefasst, wobei der Index 1F bzw. 2F jeweils den Zweig zwischen dem Umrichter 1 bzw. Umrichter 2 und dem Fehlerort beschreibt. Zudem wird angenommen, dass die Leitungsparameter des positiven und negativen Pols identisch sind. Die Fehlerstelle wird durch einen ohmschen Widerstand und die Umrichter entsprechend Abschnitt 3.3.1 durch eine Spannungsquelle und einen Innenwiderstand R_i dargestellt. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Spannungen U_{DC1} und U_{DC2} während des Fehlers unverändert bleiben. In der Realität ist dies prinzipiell nur bis zum Einsatz des internen Umrichterüberstromschutzes gültig, sofern der Umrichter bis dahin spannungsgeregelt betrieben wird. Wird der Schutzmechanismus initiiert, blockieren die IGBT. Dies führt bei der Halbbrückensubmodulkonfiguration dazu, dass der Strom auf die antiparallelen Dioden kommutiert und die gesamte Schaltung wie eine B6-Thyristorbrücke wirkt (vgl. Kap. 2.5). In diesem Fall ist die DC-seitige Spannung nach dem Mittelwertmodell um 35% größer als der Effektivwert der AC-seitigen Leiter-Leiter-Spannung am Anschlusspunkt hinter dem Umrichtertransformator, da sich im Fehlerfall DC-seitig keine Glättungskapazität befindet [34]. Im Rahmen des Überstromschutzes wird bei der Vollbrückenausführung nach Fehlererkennung eine zum AC-System entge-

gegengesetzte Spannung eingepreßt, die den Fehlerstrom durch den Umrichter begrenzt. Diese beiden Effekte werden zur Herleitung der Näherungslösung nicht berücksichtigt.

Die ausführliche Herleitung der Fehlerströme I_{F1} und I_{F2} nach Abb. 3.11 ist im Anhang A.1 zusammengefasst. Sie werden über die folgende Gleichung berechnet:

$$\begin{pmatrix} I_{F1}(t) \\ I_{F2}(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix} \cdot \mathcal{L}^{-1}\{\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{v}\} \quad (3.3)$$

Die Matrix \mathbf{Z} und der Vektor \mathbf{v} sind wie folgt definiert:

$$\mathbf{Z} = \begin{pmatrix} 2 \cdot R_{i1} + 2 \cdot R_{1F} + R_F + s \cdot 2 \cdot L_{1F} & -R_F \\ -R_F & 2 \cdot R_{i2} + 2 \cdot R_{2F} + R_F + s \cdot 2 \cdot L_{2F} \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{v} = \begin{pmatrix} 2 \cdot \frac{U_{DC1}}{s} + 2 \cdot L_{1F} \cdot I_0 \\ -2 \cdot \frac{U_{DC2}}{s} + 2 \cdot L_{2F} \cdot I_0 \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

Dabei ist s die Laplacevariable und I_0 der Betriebsstrom, der vor Fehlereintritt vom Umrichter 1 Richtung Umrichter 2 fließt. Zur Verifikation der Gleichung (3.3) werden die aus ihr gewonnenen Ergebnisse mit denen aus einer Simulation verglichen, die auf einem verteilten Leitungsparametermodell beruht. Grundlage ist eine 200 km lange Freileitungsübertragungsstrecke, die durch die Leitungsparameter $R'=0,01 \text{ } \Omega/\text{km}$, $L'=0,863 \text{ mH/km}$ und $C'=13,8 \text{ nF/km}$ charakterisiert ist. Der Fehler wird in einer Entfernung von 50 km vom Umrichter 1 und 150 km vom Umrichter 2 nach 0,1 s initiiert. Der Fehlerstellenwiderstand R_F beträgt $1 \text{ } \Omega$ und die Umrichterinnenwiderstände R_{i1} und R_{i2} besitzen einen Wert von $0,5 \text{ } \Omega$. Zudem ist die Pol-Erde-Spannung vor Fehlereintritt am Umrichter 1 500 kV und am Umrichter 2 495 kV. Die resultierenden Verläufe für I_{F1} und I_{F2} sind vergleichend in Abb. 3.12 gegenübergestellt. Dabei ist zu erkennen, dass der Fehlerstromverlauf annähernd eine exponentielle Charakteristik aufweist und gegen einen stationären Endwert strebt. Dieser ist für I_{F1} größer als für I_{F2} , weil sich die Fehlerstelle näher am Umrichter 1 befindet. Im simulativ gewonnenen Verlauf wird die Wellenüberlagerung durch eine stufenförmige Stromcharakteristik verdeutlicht, wobei die analytisch gewonnene Lösung diese sehr gut approximiert. Obwohl sich die stationären Endwerte der beiden Fehlerströme unterscheiden, ist die Höhe der ersten Stromwelle, die sich vom Fehlerort ausbreitet, wie erwartet gleich, wobei ausschließlich die Ausbreitungsdauer vom Fehlerort zum jeweiligen Knoten unterschiedlich ist.

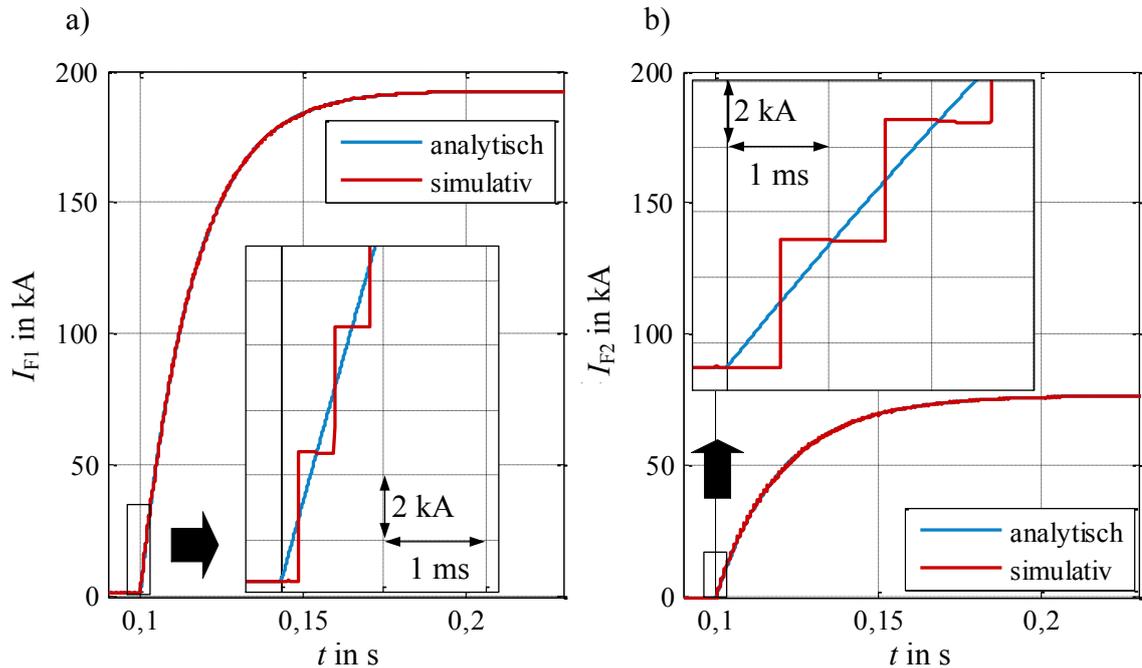


Abb. 3.12: Pol-Pol-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Fehlerstrom am Leitungsanfang (nahe Umrichter 1), b) Fehlerstrom am Leitungsende (nahe Umrichter 2)

3.4.2 Pol-Erde-Fehler bei starrer Systemerdung

Im Folgenden wird die Gleichung zur Berechnung des Pol-Erde-Kurzschlussstroms hergeleitet. Da Betriebserfahrungen gezeigt haben, dass einpolige Fehler in bestehenden HGÜ-Anwendungen wie im Drehstromsystem die häufigste Fehlerart sind [35], ist deren Kenntnis von besonderem Interesse. Die Annahmen zur Herleitung sind gleich denen im vorhergehenden Kapitel, wobei der Fehler durch das Schema in Abb. 3.13 a) charakterisiert und in das Ersatzschaltbild in Abb. 3.13 b) überführt wird.

Die Berechnung des Kurzschlussstroms im Fehlerfall mit Erdberührung erfolgt ebenfalls durch Gleichung (3.3), was im Anhang A.2 nachgewiesen wird. Allerdings variiert die Matrix \mathbf{Z} und der Vektor \mathbf{v} im Vergleich zum Pol-Pol-Fehler, die sich wie folgt ergeben:

$$\mathbf{Z} = \begin{pmatrix} R_{i1} + R_{1F} + R_{FE} + s \cdot L_{1F} & -R_{EF} \\ -R_{FE} & R_{i2} + R_{2F} + R_{FE} + s \cdot L_{2F} \end{pmatrix} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{v} = \begin{pmatrix} \frac{U_{DC1}}{s} + L_{1F} \cdot I_0 \\ -\frac{U_{DC2}}{s} + L_{2F} \cdot I_0 \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

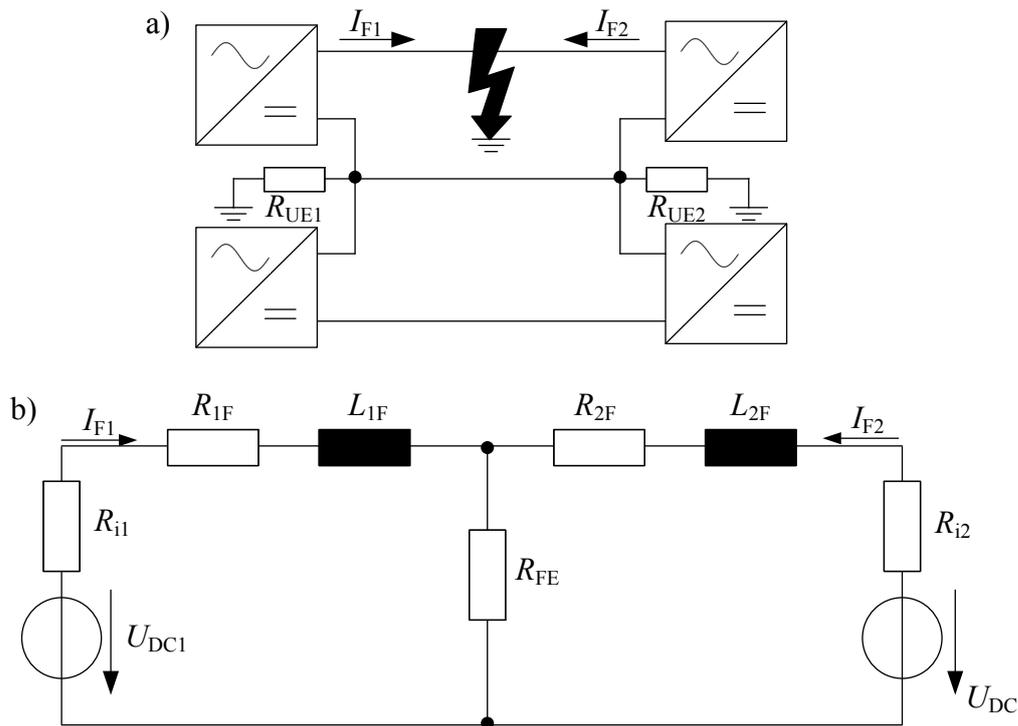


Abb. 3.13: Pol-Erde-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Schema, b) Ersatzschaltbild

In diesem Fall ist zu beachten, dass R_{FE} die Summe aus dem Fehlerstellenwiderstand R_F und dem Erdbodenwiderstand R_E darstellt. Weiterhin sind das Ersatzschaltbild nach Abb. 3.13 b) und die Gleichungen (3.3), (3.6) und (3.7) nur gültig, wenn die Erdungswiderstände der beiden Umrichter R_{UE1} und R_{UE2} gegen null streben. Wenn diese nicht vernachlässigbar, aber immer noch viel kleiner als Z_W sind, ist es zulässig, sie in die Herleitung im Anhang A.2 einzubeziehen, indem sie im Ersatzschaltbild ergänzt werden. In diesem Fall ist es notwendig, auch den gesunden Pol in die Berechnung einzubeziehen, da die Umrichtererdungswiderstände eine Aufteilung des Stromflusses auf beide Pole bewirken. Falls sich R_{UE1} und R_{UE2} in der Größenordnung von Z_W befinden oder deutlich größer sind, sind die hier angegebenen Formeln nicht gültig, da es sich dann um ein isoliert betriebenes Netz handelt, dessen Fehlerstromentstehung qualitativ im Kapitel 3.4.3 beschrieben wird. Die Ergebnisse der Formel (3.3) für den Pol-Erde-Fehler werden ebenfalls durch eine Simulation anhand der im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Freileitungsübertragungsstrecke verifiziert. Dabei wird der Erdbodenwiderstand R_E von 5Ω angenommen. Die resultierenden Stromverläufe für I_{F1} und I_{F2} sind in Abb. 3.14 zusammengefasst. Wie beim Pol-Pol-Kurzschluss zeigt der dargestellte Verlauf eine nahezu exponentielle Charakteristik. Auch in diesem Fall strebt der Strom gegen einen stationären Endwert, der wiederum wegen der geringeren Entfernung der Fehlerstelle zum Umrichter 1 für I_{F1} größer ist. Trotz gleicher Systemkonfiguration sind die stationären Endwerte beim Pol-Erde- kleiner als beim Pol-Pol-Fehler, da zusätzlich der Erdbodenwiderstand berücksichtigt wird. Wenn dieser aufgrund einer sehr guten Erdleitfähigkeit vernachlässigbar ist,

ergeben sich dieselben Stromverläufe wie beim Pol-Pol-Kurzschluss. Allerdings fließt der Pol-Erde-Kurzschlussstrom ausschließlich im fehlerbehafteten Pol der betroffenen Leitung, wenn die Leitungskopplung zwischen Hin- und Rückleiter nicht berücksichtigt wird. Qualitativ sind diese Aussagen auch für ausgedehnte vermaschte Netze gültig, wobei der Ansatz zu deren Berechnung den Anhängen A.1 und A.2 zu entnehmen ist.

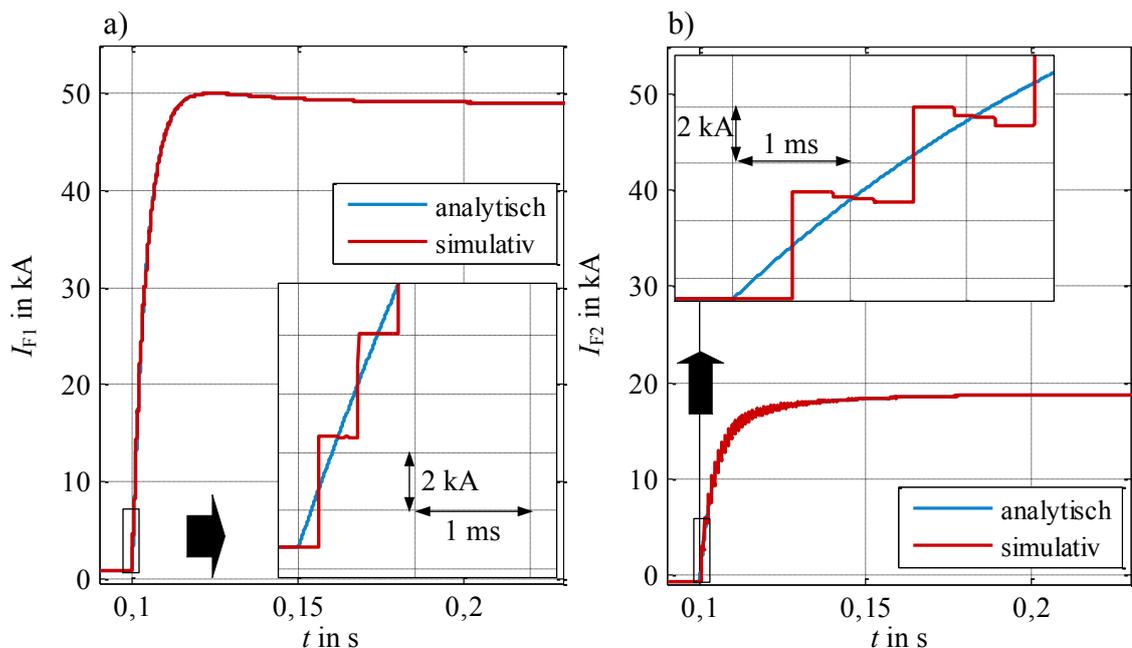


Abb. 3.14: Pol-Erde-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung:
 a) Fehlerstrom am Leitungsanfang (nahe Umrichter 1), b) Fehlerstrom am Leitungsende (nahe Umrichter 2)

3.4.3 Pol-Erde-Fehler bei hochohmiger Umrichtererdung

Der Pol-Erde-Fehler bei hochohmiger Ausführung des Umrichtermittelpunktes entspricht einem Erdschluss bei isolierter Sternpunktbehandlung im Drehstromsystem. Wie bei den vorangegangenen Fehlerarten wird das Prinzip der Fehlerstromanalyse anhand der erläuterten Freileitungsübertragungsstrecke beschrieben, wobei eine Verallgemeinerung der auf diese Weise gewonnenen Ergebnisse leicht auf ausgedehnte Netze möglich ist. Ausgangspunkt ist das Schema nach Abb. 3.15 a), aus dem hervor geht, dass sich der Fehlerstrompfad im Vergleich zum Pol-Pol- bzw. Pol-Erde-Kurzschluss nicht über den Umrichter schließt, sodass keine treibende Spannung existiert. Dabei wird angenommen, dass der Neutralleiter im Normalbetriebszustand vom restlichen System freigeschaltet ist und nach der Klärung von Pol-Erde-Fehlern für den monopolareren Weiterbetrieb des restlichen Systems zugeschaltet wird. Das zugehörige Ersatzschaltbild befindet sich in Abb. 3.15 b). Die Länge eines π -Elements wird beispielhaft zu 50 km angenommen, wobei zur Gewährleistung der Übersichtlichkeit auf eine Beschriftung der konzentrierten Elemente wird.

Der Erdschlussstrom wird durch die in den Leitungskapazitäten gespeicherte Energie gespeist, indem sich die Spannung über diesen von der Betriebsspannung U_B auf $U_B - \Delta U_{0F}$ ändert. Dabei ist ΔU_{0F} die Differenz aus der stationären Spannung U_{0F} vor Fehlereintritt und nach Fehlereintritt $U_{\infty F}$ am Fehlerort. $U_{\infty F}$ ist bei kleinem R_{FE} nahezu null. Unter Annahme einer linearen Spannungsabhängigkeit der Leitungskapazitäten entspricht dies einer Entladung aller verteilten Kapazitäten im Netz von U_{0F} auf 0. Diese bilden zusammen mit den Leitungsinduktivitäten einen elektrischen Schwingkreis. In einem Reihenschwingkreis, der aus einem konzentrierten Widerstand R , einer konzentrierten Induktivität L und einer konzentrierten Kapazität C besteht, ist der Strom schwingungsförmig, wenn gilt [9]:

$$\frac{R}{2 \cdot L} < \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \quad (3.8)$$

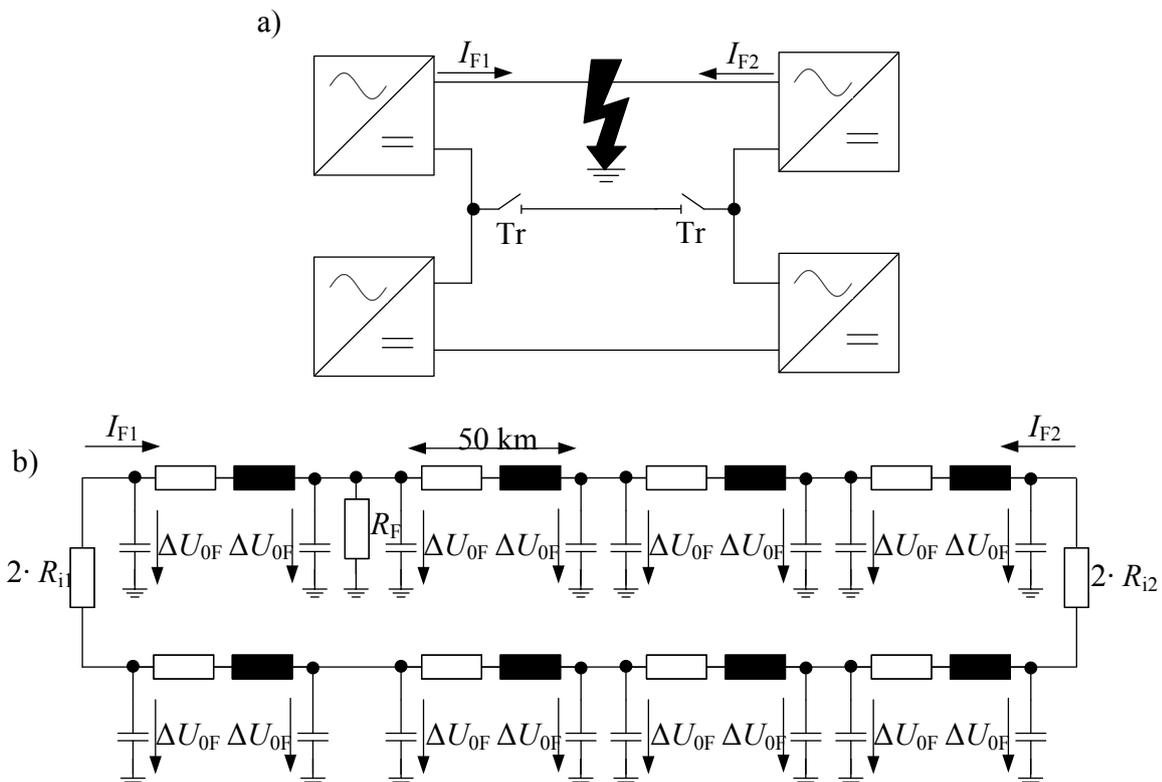


Abb. 3.15: Pol-Erde-Erdschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Schema, b) Ersatzschaltbild mit π -Elementen mit je 50 km Länge

Andernfalls tritt der aperiodische Grenzfall bzw. Kriechfall ein. Da die räumliche Verteilung der Leitungsparameter in ausgedehnten HGÜ-Übertragungssystemen nicht in dem Maß wie in AC-Netzen vernachlässigbar ist (vgl. Kap. 2.6), gilt nur der grundsätzliche Zusammenhang der Ungleichung (3.8). Diese ist vor allem in Freileitungs- und kleinen Kabelnetzen erfüllt, in denen die Charakteristik des Fehlerstroms schwingungsförmig ist.

In weiträumig ausgedehnten Kabelnetzen mit hohem Leitungskapazitätsbelag verliert die Ungleichung ihre Gültigkeit, sodass sich der Fehlerstromverlauf zunehmend dem Kriechfall nähert und damit aperiodisch ist. Zur Ermittlung einer Näherungslösung wie in den vorhergehenden Abschnitten ist es denkbar, die gesamte Leitung durch Aneinanderreihung mehrerer π -Ersatzschaltbilder zu ersetzen, sodass mehrere konzentrierte Kapazitäten einen Beitrag zum Fehlerstrom liefern. Da sich diese durch gegenseitiges Auf- und Entladen beeinflussen, ist das gesamte System nicht rückwirkungsfrei, weshalb die Methoden der linearen Netzwerkanalyse, wie sie beispielsweise in den Anhängen A.1 und A.2 angewendet werden, nicht einsetzbar sind. Eine Näherungslösung kann somit nicht analytisch, sondern ausschließlich simulativ durch ein Leitungsmodell basierend auf konzentrierten Elementen ermittelt werden. Dazu wird die Freileitungsübertragungsstrecke in jeweils vier π -Elemente zu jeweils 50 km pro Pol unterteilt (vgl. Abb. 3.15 b). Die Pol-Erde-Spannung U_{0F} am Fehlerort vor Fehlereintritt ist im gegebenen Beispiel 498,55 kV. Zudem werden wie im vorhergehenden Kapitel ein Fehlerstellenwiderstand von 1Ω und ein Erdwiderstand von 5Ω angenommen. Die Verläufe für I_{F1} und I_{F2} nach Abb. 3.15 b) sind in Abb. 3.16 a) und b) gegenübergestellt.

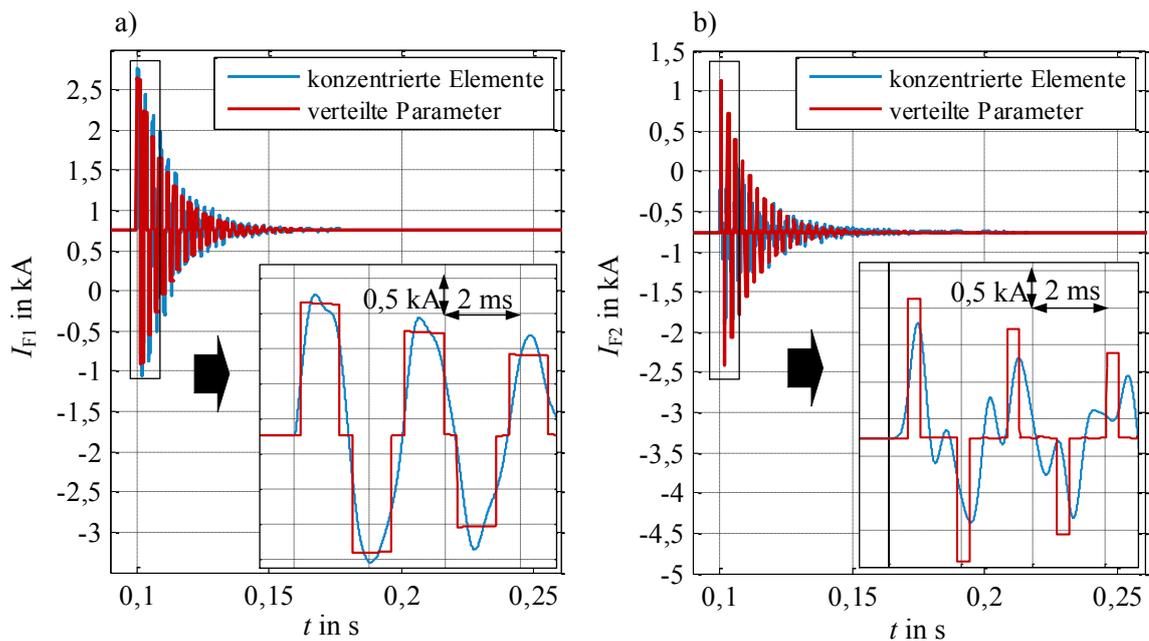


Abb. 3.16: Pol-Erde-Erdschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung:
Fehlerstrom a) am Leitungsanfang (nahe Umrichter 1) und b) am
Leitungsende (nahe Umrichter 2)

Dabei ist die zuvor erläuterte schwingungsförmige Charakteristik erkennbar, die exponentiell auf den Betriebsstrom vor Fehlereintritt abklingt. Aus den Abbildungen geht hervor, dass die Bedeutung des Fehlerortes auf der Leitung beim Erdschluss im Vergleich zum Kurzschluss geringer ist, da sich die Fehlerströme an beiden Enden der Leitung in derselben Größenordnung befinden. Eine weitere Besonderheit gegenüber dem Pol-Erde-Kurzschluss ist, dass sich der Fehlerstrom über den fehlerbehafteten Pol hinaus in das

gesunde System ausbreitet. Wie bereits in Abschnitt 3.2 erläutert, ist der Betrag auf der fehlerbehafteten Leitung immer am größten. Zudem geht aus Abb. 3.16 hervor, dass der Fehlerstromverlauf gut durch ein konzentriertes Leitungsmodell approximierbar ist, was die Entstehung des Fehlerstroms durch die Entladung der verteilten Kapazitäten verifiziert. Jedoch sind die Abweichungen vor allem für I_{F2} signifikant, sodass die Notwendigkeit der Systemmodellierung basierend auf einem verteilten Leitungsparametermodell bekräftigt wird.

Eine weitere Möglichkeit, ein isoliertes HGÜ-Netz zu betreiben, ist es, den Neutralleiter auch im Normalbetriebszustand mit dem restlichen Energiesystem zu verbinden, indem die Trenner Tr in Abb. 3.15 geschlossen werden. Bei dieser Systemkonfiguration liefern die Leitungskapazitäten des Neutralleiters im Pol-Erde-Fehlerfall einen Beitrag zum Fehlerstrom. In Abb. 3.17 ist der Fehlerstromverlauf I_{F1} basierend auf einem verteilten Parametermodell für geöffnete und geschlossene Trenner Tr vergleichend dargestellt, wobei angenommen wird, dass der Neutralleiter durch die gleichen Leitungsparameter wie die beiden Hauptpole definiert ist.

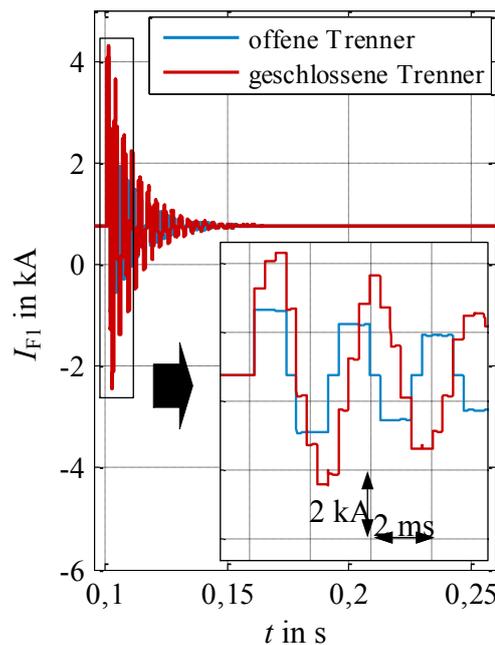


Abb. 3.17: Vergleich des Fehlerstroms I_{F1} für den Fall der geschlossenen und geöffneten Trenner auf dem Neutralleiter

Aus der Darstellung geht hervor, dass der Fehlerstrom deutlich größer ist, wenn die Trenner auf dem Neutralleiter im Normalbetriebszustand geschlossen sind. In diesem Fall verschiebt sich die Neutralleiterspannung von null im symmetrischen Betriebsfall auf Nennspannungspotential. Dieser Vorgang verursacht einen Stromfluss durch die verteilten Kapazitäten des Neutralleiters, der den gesamten Fehlerstrom im Netz erhöht. Somit

ist es beim Betrieb eines isolierten HGÜ-Netzes hinsichtlich der Fehlerströme sinnvoll, den Neutralleiter im Normalbetrieb zu isolieren.

Obwohl die resultierenden Erdschlussströme unabhängig von der Zuschaltung des Neutralleiters in der Größenordnung der Betriebsströme liegen und damit technisch beherrschbar wären, ist zu beachten, dass sich die Spannung im nicht betroffenen Pol betragsmäßig um ΔU_{F0} erhöht. Dies entspricht näherungsweise einer Spannungsverdoppelung, für die die Isolation der Betriebsmittel in der Regel nicht ausgelegt ist. Damit würde die Wahrscheinlichkeit von Durch- bzw. Überschlägen auf dem fehlerfreien Pol steigen, was mit einem Doppelerdschluss im Drehstromsystem vergleichbar ist. Aus diesem Grund ist der generelle Betrieb eines isolierten HGÜ-Netzes kritisch zu beurteilen.

3.5 Einflüsse auf die Fehlerströme

Im folgenden Kapitel wird die Wirkung verschiedener Einflussgrößen auf den Fehlerstromverlauf untersucht. Beispielhaft wird dies am einpoligen Fehler mit Erdberührung durchgeführt, wobei ein Vergleich zwischen starrer und hochohmiger Systemerdung vorgenommen wird. Da der Pol-Pol-Fehler nach Kapitel 3.4.1 und 3.4.2 denselben Charakter wie der Pol-Erde-Kurzschluss aufweist, wird auf eine separate Betrachtung dieser Fehlerart verzichtet.

3.5.1 Vorbemerkung

Der Ausgangspunkt der Untersuchungen bildet eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung, deren Schema in Abb. 3.18 dargestellt ist. Der Neutralleiter wird nicht in die Untersuchungen einbezogen, da er einerseits beim Pol-Erde-Kurzschluss nicht relevant ist und es andererseits beim Pol-Erde-Erdschluss nach Kap. 3.4.3 sinnvoller ist, ihn im Normalbetrieb vom Energiesystem zu isolieren. Die Parameter dieser Basisanordnung sind im Anhang in Tab. A.1 zusammengefasst. Der Einfluss der Parameter auf den Fehlerstrom wird untersucht, indem jeweils einer dieser variiert wird, während die anderen konstant bleiben. Dabei wird die Wirkung auf verschiedene Kennwerte des Fehlerstromverlaufs untersucht, die für die betrachteten Fehlerarten in Abb. 3.19 grafisch veranschaulicht sind. Einer dieser ist der maximale Fehlerstrom I_{\max} , dessen Kenntnis zur thermischen und mechanischen Auslegung der Betriebsmittel essentiell ist. Dabei handelt es sich beim Kurzschluss um den stationären Endwert des Fehlerstroms und beim Erdschluss um die Amplitude der ersten Stromhalbwellen im Schwingfall bzw. um den Maximalwert im Kriechfall. Weiterhin wird der Stromanstieg di/dt untersucht, der als Maß für die Reaktionszeiten des Netzschutzsystems von großer Bedeutung ist. Für den Kurzschluss wird dieser analytisch basierend auf Gleichung (3.3) zum Fehlereintrittszeitpunkt berechnet. Dagegen werden die Ergebnisse für den Erdschluss simulativ mit Hilfe der SimPowerSystems-Toolbox in Matlab/Simulink gewonnen.

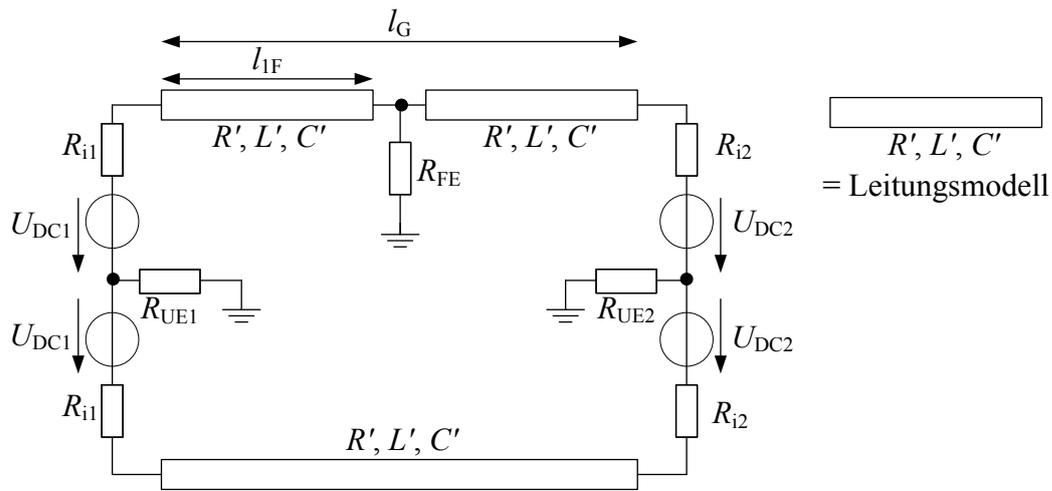


Abb. 3.18: Basis Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke zur Analyse der Einflüsse auf den Fehlerstrom beim Pol-Erde-Fehler

Aufgrund der Wellencharakteristik gibt es keinen ausgeprägten Stromanstieg wie in der analytischen Approximation. Deswegen wird der Stromanstieg im Erdschlussfall durch folgende Gleichung definiert:

$$\frac{di}{dt} = \frac{I_{\max}}{t_{\max}} \quad (3.9)$$

Dabei ist t_{\max} die Zeitspanne zwischen Fehlereintritt und dem Erreichen des Strommaximalwertes I_{\max} .

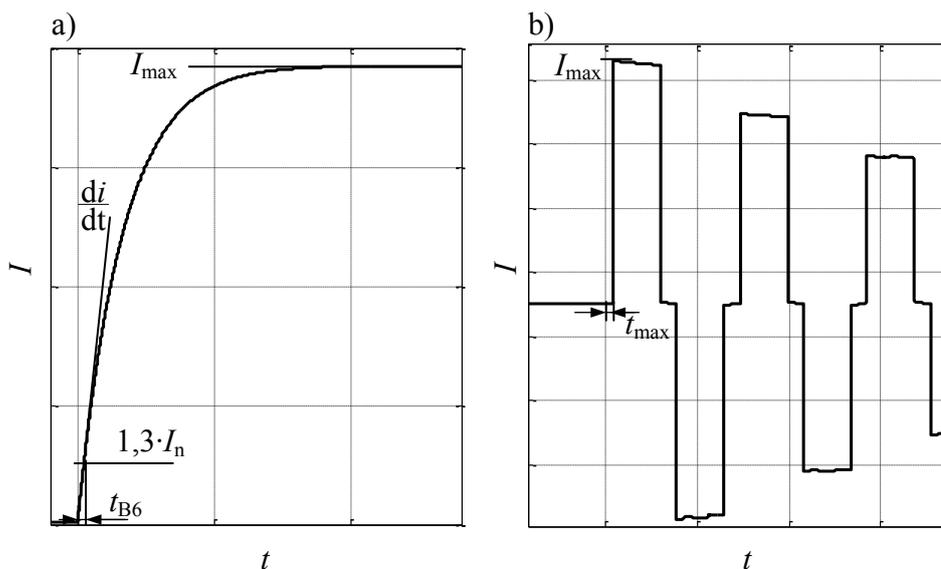


Abb. 3.19: Fehlerkenngrößen: a) Kurzschlussstrom, b) Erdschlussstrom

Der dritte zu untersuchende Fehlerstromkennwert ist der Zeitpunkt t_{B6} , bei dem ein MMC-Umrichter basierend auf Halbbrückentechnologie im Fehlerfall in eine B6-

Thyristorbrücke übergehen würde (vgl. Kapitel 2.5). Auch dieser Wert ist neben dem Stromanstieg ein Anhaltspunkt für die Auslegung des Netzschutzsystems. Im Rahmen der Untersuchungen wird angenommen, dass der Übergang zur B6-Schaltung erfolgt, wenn der Strom durch den Umrichter größer als 130% des Nennstromes ist. Dieser wird im Folgenden zu 4 kA festgelegt, sodass der Zeitpunkt t_{B6} zu ermitteln ist, ab dem der Strom durch den Umrichter einen Wert von 5,2 kA überschreitet. Da nur beim Kurzschluss ein permanenter Fehlerstrom entsteht, wird diese Kenngröße ausschließlich für diese Fehlerart untersucht.

Nachdem die grundsätzlichen Zusammenhänge anhand der Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke gezeigt sind, wird im nächsten Schritt die Basisanordnung erweitert, um den Einfluss der Parameter benachbarter Systemkomponenten zu analysieren. Dazu werden bis zu drei weitere HGÜ-Umrichter eingeführt, indem diese an die DC-Sammelschiene (DC-SS) des Umrichters 1 mit entsprechenden Leitungen angeschlossen werden. Über diese Umrichter wird die Fehlerstelle zusätzlich gespeist, wie dies auch in einem vermaschten HGÜ-Netz der Fall wäre. Der Aufbau bestehend aus drei zusätzlichen Umrichtern ist in Abb. 3.20 dargestellt, wobei die Szenarien für einen und zwei zusätzliche Umrichter analog sind. Im Basisfall besitzen die Leitungen drei, vier und fünf ebenfalls die in Tab. A.1 definierten Parameter. Zudem sind die Pol-Erde-Spannungen der Umrichter drei bis fünf stets um 5 kV höher als die des Umrichter 1, was im Referenzfall einer Spannung von 505 kV entspricht. Um den Einfluss dieser zusätzlichen Systemkomponenten auf die Fehlerstromkennwerte zu untersuchen, werden deren Parameter variiert, während die der Verbindung zwischen Umrichter 1 und 2 konstant bleiben.

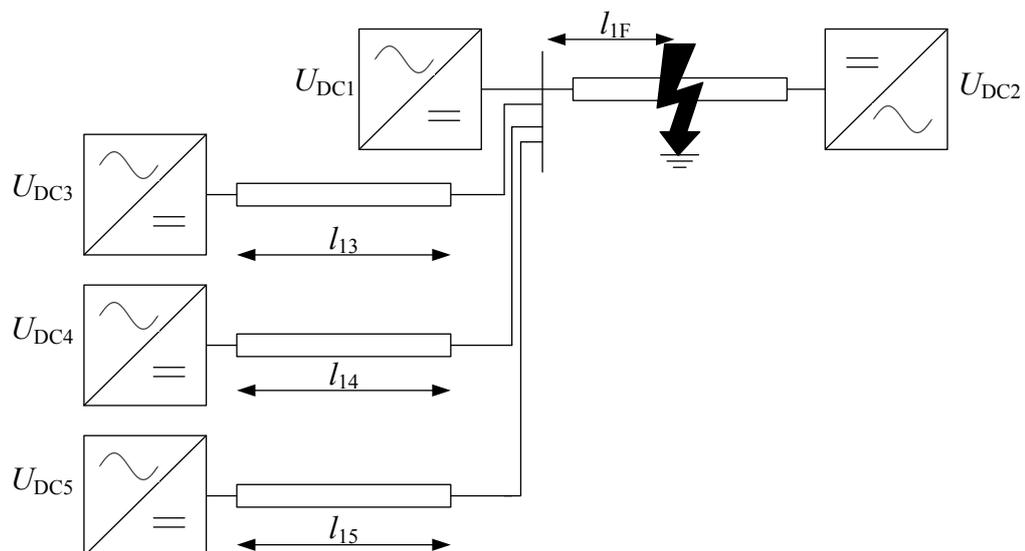


Abb. 3.20: Multiterminal-DC-System: Basisanordnung mit drei zusätzlichen Umrichtern

3.5.2 Betriebsspannung

Im Folgenden wird der Einfluss der Systemspannung auf die Fehlerstromkenngrößen untersucht, indem die Pol-Erde-Spannungen an den Umrichtern in einem Bereich von 200 bis 800 kV variiert werden. Dabei bleiben die absoluten Spannungsunterschiede zwischen den Umrichtern konstant. Für die in Abschnitt 3.5.1 eingeführte Punkt-zu-Punkt-Verbindung ist der Zusammenhang zwischen dem maximalen Fehlerstrom I_{\max} und der Betriebsspannung U_{DC} für den Kurzschlussstrom in Abb. 3.21 a) und für den Erdschlussstrom in Abb. 3.21 b) dargestellt. Da I_{\max} im Kurzschlussfall von den ohmschen Widerständen im Fehlerstromkreis abhängt, ist der lineare Verlauf durch das ohmsche Gesetz erklärbar. Dagegen wird der Erdschlussstrom aus den Leitungskapazitäten gespeist. Die in ihnen gespeicherte Ladung ist direkt proportional zur angelegten Spannung, sodass bei einer höheren Spannung ein größerer Strom durch die Spannungsänderung im Fehlerfall erzeugt wird. Weiterhin verdeutlichen die Darstellungen, dass bei einer Freileitungsanordnung I_{\max} im Kurzschlussfall um eine bis zwei Größenordnungen größer als im Erdschlussfall ist.

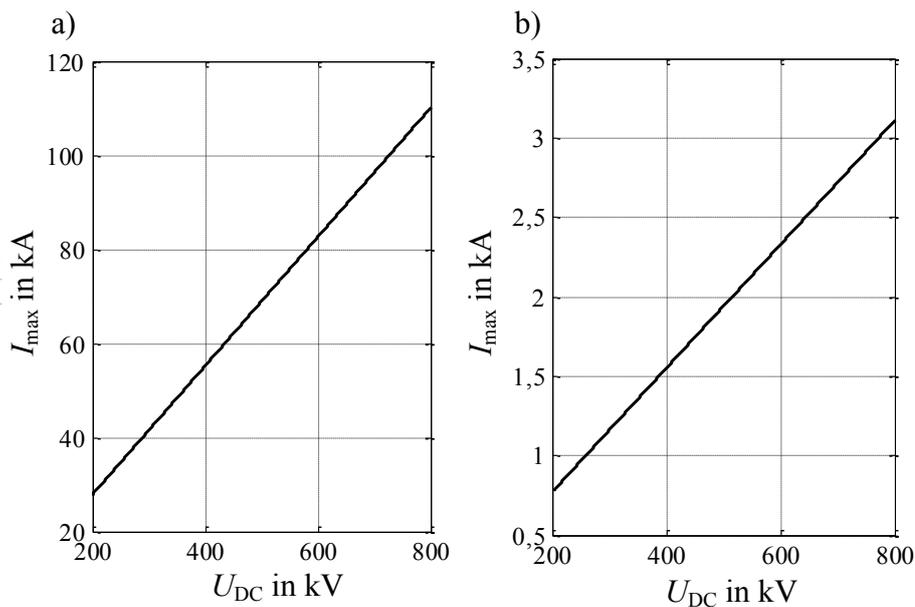


Abb. 3.21: Zusammenhang zwischen I_{\max} und U_{DC} auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Kurzschluss, b) Erdschluss

Zudem ist auch der Fehlerstromanstieg di/dt direkt proportional zur Systemspannung. Aus der Darstellung in Abb. 3.22 geht hervor, dass der Zusammenhang für den Kurz- und den Erdschluss nahezu identisch ist und sich in der Größenordnung von mehreren kA/ms befindet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die erste Fehlerstromwelle bei beiden Fehlerarten die gleiche Höhe besitzt. (vgl. Kap. 3.2).

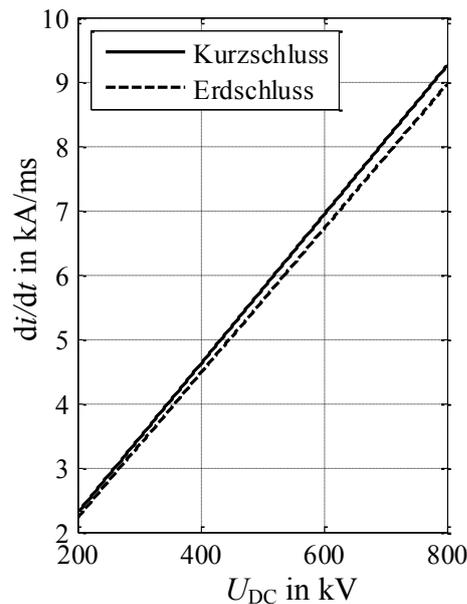


Abb. 3.22: Zusammenhang zwischen di/dt und U_{DC} für den Kurz- und Erdschluss auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Bereits aus Abb. 3.22 geht hervor, dass mit steigender Systemspannung die in Abschnitt 3.5.1 erläuterte Zeitspanne t_{B6} sinkt. Dieser Zusammenhang ist in Abb. 3.23 dargestellt. Je höher die Systemspannung ist, umso schneller geht ein Umrichter basierend auf Halbbrückentechnologie in eine B6-Thyristorbrücke über. Die Größenordnung liegt im Bereich weniger Millisekunden, wodurch hohe Anforderungen an den Netzschutz gestellt werden

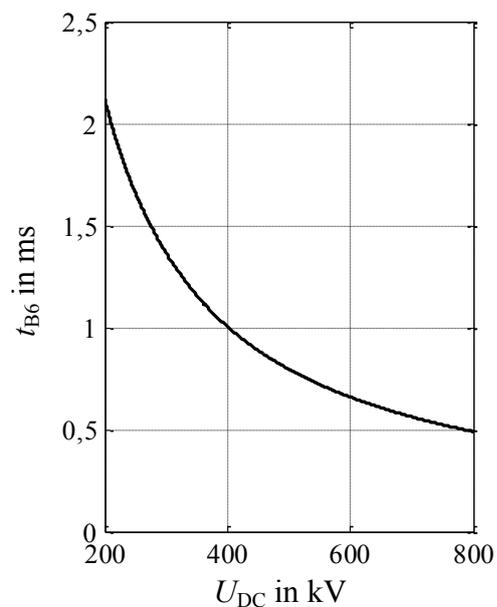


Abb. 3.23: Zusammenhang zwischen t_{B6} und U_{DC} für den Kurzschluss auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Zuletzt wird der Einfluss zusätzlicher Systemkomponenten mit Hilfe des in Abschnitt 3.5.1 eingeführten Multi-Terminal-Systems untersucht. Wie bei der zuvor betrachteten Punkt-zu-Punkt-Verbindung ist der Zusammenhang auch in diesem Fall für den Kurz- und Erdschluss linear (vgl. Abb. 3.24). Während I_{\max} beim Kurzschluss nahezu unabhängig von der Anzahl der zusätzlich angeschlossenen Leitungen ist, ist deren Einfluss beim Erdschluss signifikant. Je weiträumiger die Ausdehnung des Energiesystems ist, umso größer ist dessen Leitungskapazität, sodass dementsprechend I_{\max} im Fehlerfall größer ist. Im Kurzschlussfall haben die Umrichter, die unmittelbar an der fehlerbehafteten Leitung installiert sind, den größten Einfluss auf den Fehlerstrom. Diese sind im betrachteten Beispiel der Umrichter 1 und 2 aus der Punkt-zu-Punkt-Verbindung (Basisanordnung).

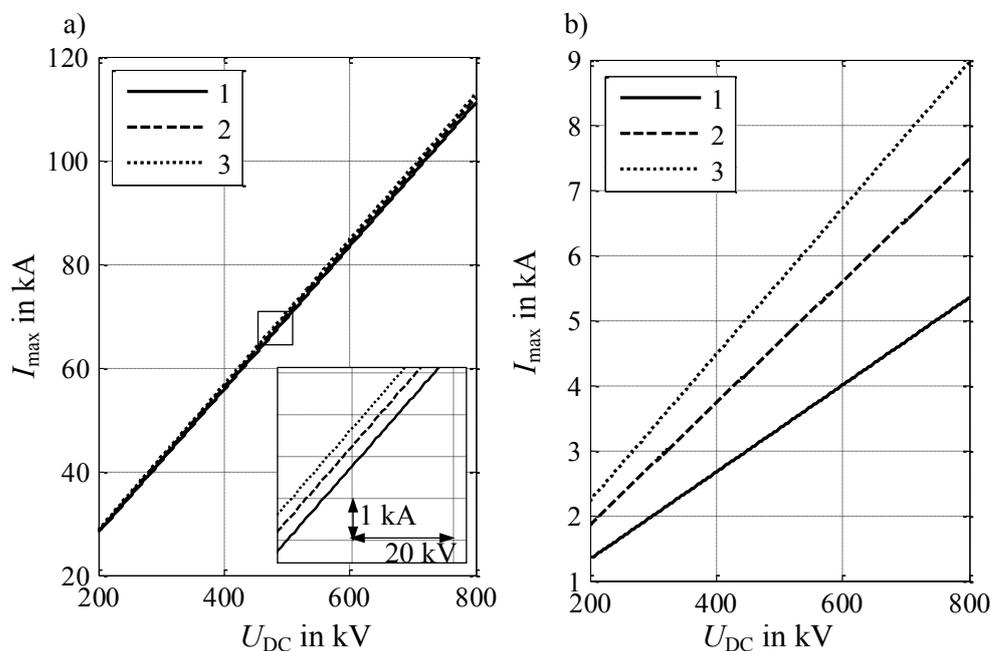


Abb. 3.24: Zusammenhang zwischen I_{\max} und U_{DC} im Multi-Terminal-DC-System:
a) Kurzschluss, b) Erdschluss

3.5.3 Leitungparameter

Im Folgenden wird der Einfluss der Leitungparameter auf die Fehlerstromkenngrößen durch Variation des Widerstandsbelags in einem Bereich von 0,01 bis 0,05 Ω/km , des Induktivitätsbelags von 0,5 mH/km bis 1,5 mH/km und des Kapazitätsbelags von 10 nF/km bis 600 nF/km untersucht. Dabei werden zuerst die Parameter der Basisanordnung und anschließend die des Multi-Terminal-Systems modifiziert.

Da im Kurzschlussfall der maximale Fehlerstrom I_{\max} neben der Systemspannung U_{DC} ausschließlich von den ohmschen Anteilen im Fehlerstromkreis abhängt, hat nur der Widerstandsbelag R' einen Einfluss auf diesen. Dieser Zusammenhang ist für die untersuchte Punkt-zu-Punkt-Verbindung in Abb. 3.25 a) dargestellt. Je größer R' im Fehler-

kreis ist, umso kleiner ist nach dem ohmschen Gesetz I_{\max} . Der Einfluss des Widerstandsbelags angrenzender Leitungen des MTDC-Systems auf I_{\max} im Fehlerkreis ist vernachlässigbar, da die direkt benachbarten Umrichter den größten Einfluss ausüben (vgl. Abb. 3.25 b)).

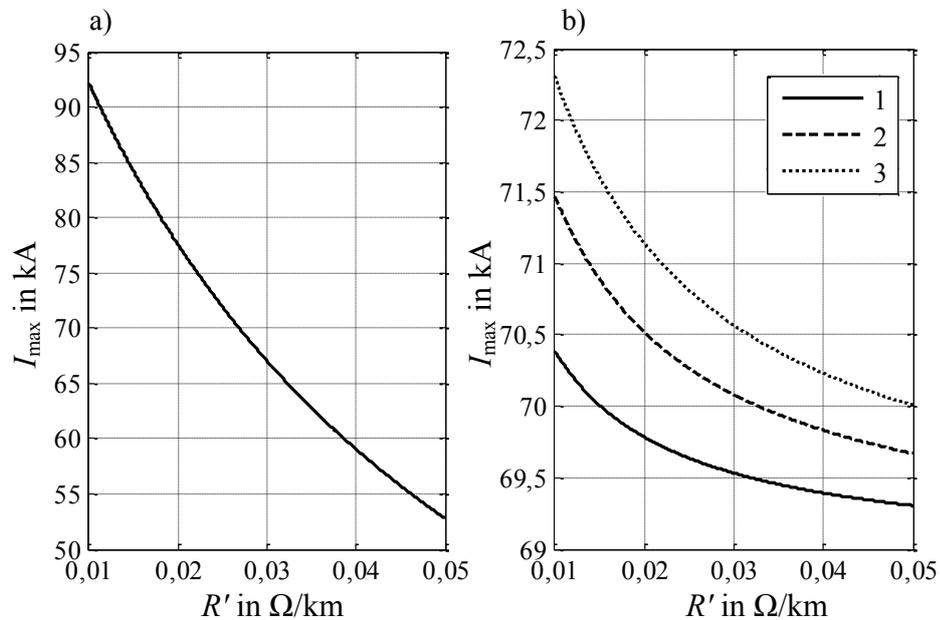


Abb. 3.25: Zusammenhang zwischen I_{\max} beim Kurzschluss und R' a) der Punkt-zu-Punkt-Verbindung und b) der drei zusätzlichen Leitungen des Multi-Terminal-DC-Systems

Die Analysen für den Erdschluss ergeben, dass der Kapazitätsbelag C' und Induktivitätsbelag L' einen signifikanten Einfluss auf I_{\max} haben, wobei die Beeinflussung durch R' nicht relevant ist (vgl. Abb. 3.26 a)). Die erste Fehlerstromhalbwellenlänge ist umgekehrt proportional zum Wellenwiderstand Z_W der Leitung, der durch Gleichung (2.6) definiert ist. Dementsprechend folgt im Erdschlussfall der Zusammenhang zwischen I_{\max} und dem Induktivitätsbelag L' der Funktion $1/\sqrt{L'}$ und dem Kapazitätsbelag C' der Funktion $\sqrt{C'}$, was in den Abbildungen Abb. 3.26 b) und Abb. 3.26 c) verifiziert wird. Dabei ist zu erkennen, dass der maximale Erdschlussstrom in Kabelanlagen um ein Vielfaches höher als in Freileitungssystemen ist.

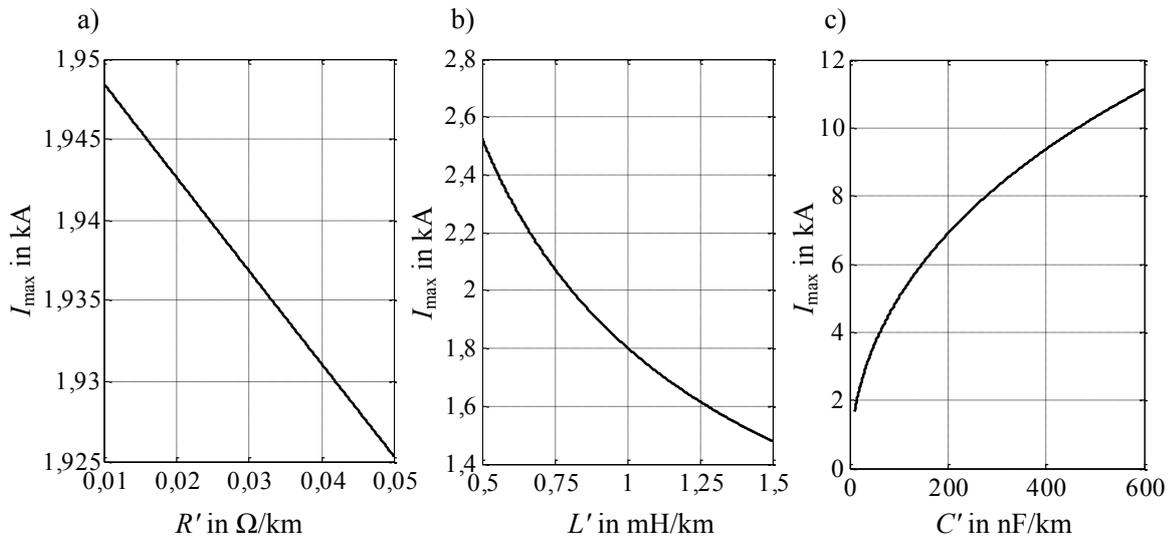


Abb. 3.26: Zusammenhang zwischen I_{\max} beim Erdschluss und a) R' , b) L' und c) C' der Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Als nächstes wird der Einfluss der Parameter angrenzender Leitungen mit Hilfe des beschriebenen MTDC-Systems auf I_{\max} im Erdschlussfall untersucht. Dabei ergeben sich nach Abb. 3.27 dieselben Zusammenhänge wie in der bereits beschriebenen Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke. Während die Beeinflussung durch den Widerstandsbelag vernachlässigbar ist (vgl. Abb. 3.27 a)), ist die Wirkung des Induktivitäts- und Kapazitätsbelags auf den maximalen Fehlerstrom signifikant (vgl. Abb. 3.27 b) und c)). Der Einfluss durch die Leitungskapazität ist größer, da diese die Gesamtkapazität des Systems erhöht und somit der Fehler mit einer größeren Energie gespeist wird.

Aus Abb. 3.27 b) geht hervor, dass die drei Kurven jeweils eine Unstetigkeitsstelle aufweisen, wobei die der schwarzen durchgezogenen Kurve so klein ist, dass sie in der Darstellung nicht erkennbar ist. Die Unstetigkeit ist umso größer, je mehr Leitungen an einen Knoten angeschlossen sind. Sie tritt auf, wenn die Fehlerwelle für den Weg zwischen Umrichter 1 und der Fehlerstelle und zurück ein ganzzahliges Vielfaches der Zeit benötigt wie zwischen Umrichter 1 und Umrichter 3 (bzw. 4 oder 5) und zurück (vgl. Abb. 3.20), d.h. wenn folgende Gleichung erfüllt ist:

$$t_{13} = k \cdot t_{1F}, k \in \mathbb{N} \quad (3.10)$$

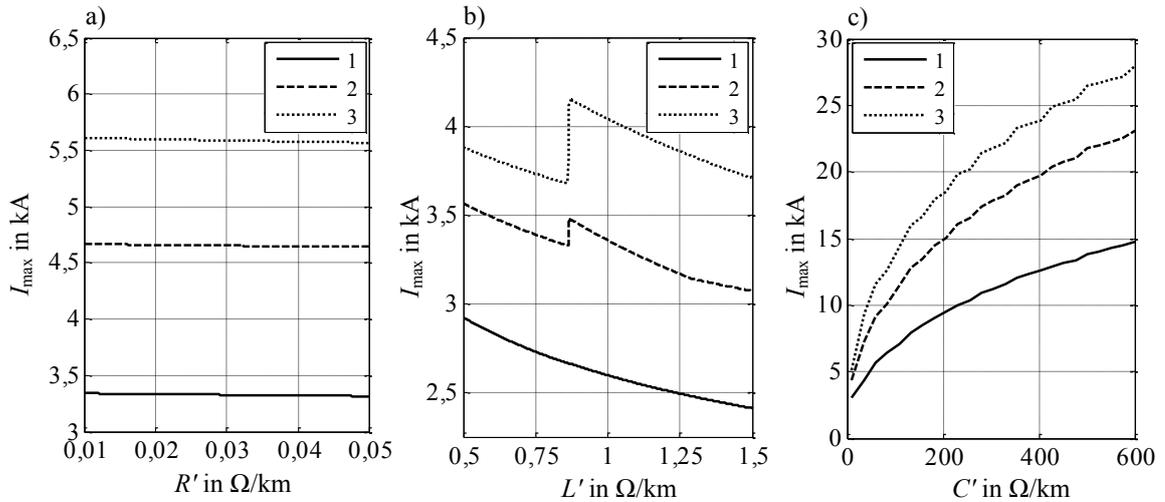


Abb. 3.27: Zusammenhang zwischen I_{\max} beim Erdschluss und a) R' , b) L' und c) C' des Multi-Terminal-DC-Systems

Dabei wird für t_{13} exemplarisch die Verbindung zwischen Umrichter 1 und Umrichter 3 betrachtet. Da die Parameter der anderen Verbindungen in gleicher Weise variiert werden, ist es auch zulässig, diese zu betrachten. Nach der Anwendung des Zusammenhangs $t = l/v$, wird Gleichung (2.7) in (3.10) eingesetzt und nach L_{13}' umgestellt, sodass Unstetigkeitsstellen auftreten, wenn die Induktivität L_{13}' (und demnach auch L_{14}' bzw. L_{15}') folgende Werte annimmt:

$$L_{13}' = k^2 \cdot \left(\frac{l_{1F}}{l_{13}}\right)^2 \cdot L_{1F}', \quad k \in \mathbb{N} \quad (3.11)$$

Unter Berücksichtigung der Parameter des aktuellen Beispiels folgt:

$$L_{13}' = k^2 \cdot \left(\frac{100 \text{ km}}{200 \text{ km}}\right)^2 \cdot 0,863 \frac{\text{mH}}{\text{km}}, \quad k \in \mathbb{N} \quad (3.12)$$

Damit wird ersichtlich, dass die Unstetigkeit in Abb. 3.27 b) bei einem k von 2 auftritt. Weiterhin wird analysiert, inwiefern der Stromanstieg durch die Leitungsparameter beeinflusst wird. Der Fehlerstromkreis beim Kurzschluss besteht nur aus Induktivitäten und ohmschen Widerständen. Aus Abb. 3.28 a) geht hervor, dass der Widerstandsbelag der fehlerbehafteten Leitung keinen Einfluss auf die Stromsteigerung hat, während die Beeinflussung durch den Induktivitätsbelag signifikant ist. Je größer die Induktivität der Leitung ist, umso geringer ist der Anstieg.

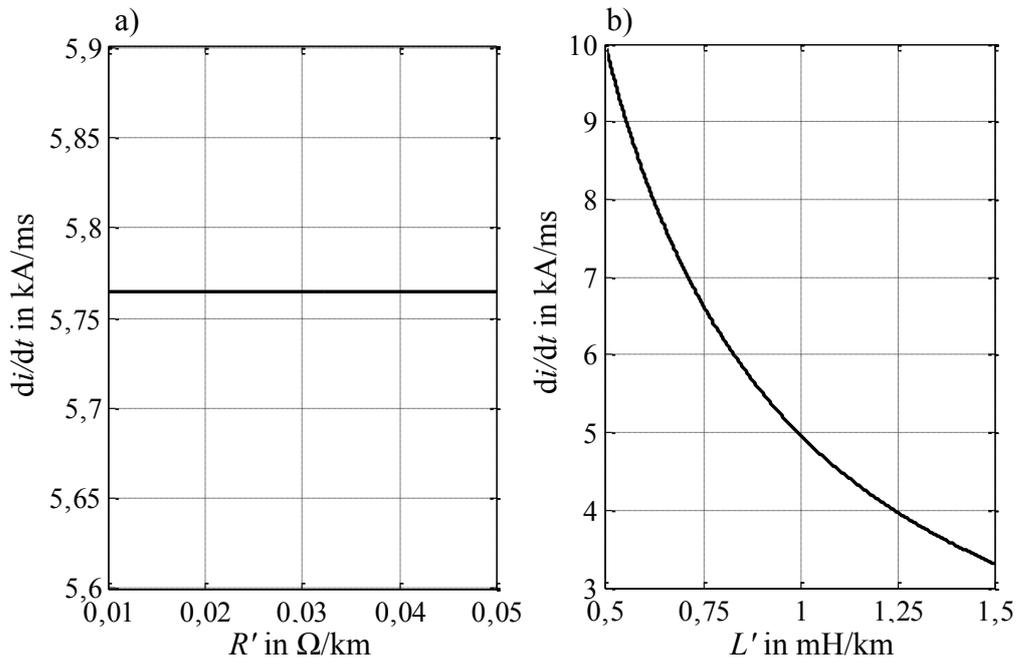


Abb. 3.28: Zusammenhang zwischen di/dt im Kurzschlussfall und a) R' bzw. b) L' der Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Daraus folgt, dass die Zeitspanne t_{B6} mit steigender Leitungsinduktivität zunimmt. Diese Abhängigkeit ist linear und in Abb. 3.29 dargestellt.

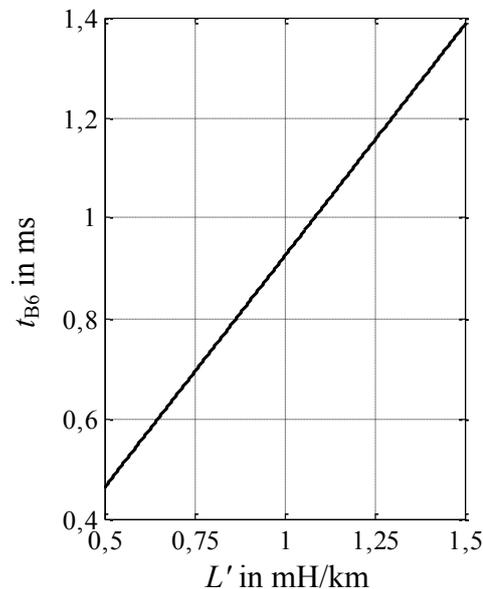


Abb. 3.29: Zusammenhang zwischen t_{B6} und L' auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Die Zusammenhänge zwischen den Leitungsparametern und dem nach Gleichung (3.9) definiertem di/dt für den Erdschluss sind in den Abb. 3.30 a), b) und c) zusammengefasst. Daraus geht hervor, dass der Einfluss des Widerstands- und Kapazitätsbelags im Ver-

gleich zum Induktivitätsbelag vernachlässigbar sind. Dies wird ersichtlich, wenn Gleichung (2.6) und (2.7) in (3.9) eingesetzt werden, womit folgt:

$$\frac{di}{dt} = \frac{I_{\max}}{t_{\max}} = \frac{U_{0F} \cdot v}{Z_W \cdot l_{1F}} = \frac{U_{0F} \cdot \sqrt{C'}}{l_{1F} \cdot \sqrt{L' \cdot L' \cdot C'}} = \frac{U_{0F}}{l_{1F} \cdot L'} \quad (3.13)$$

Dabei ist U_{0F} die Spannung vor Fehlereintritt an der Fehlerstelle und l_{1F} die Entfernung zwischen dem Mess- und dem Fehlerort. Diese Gleichung verifiziert den Zusammenhang in Abb. 3.30 b).

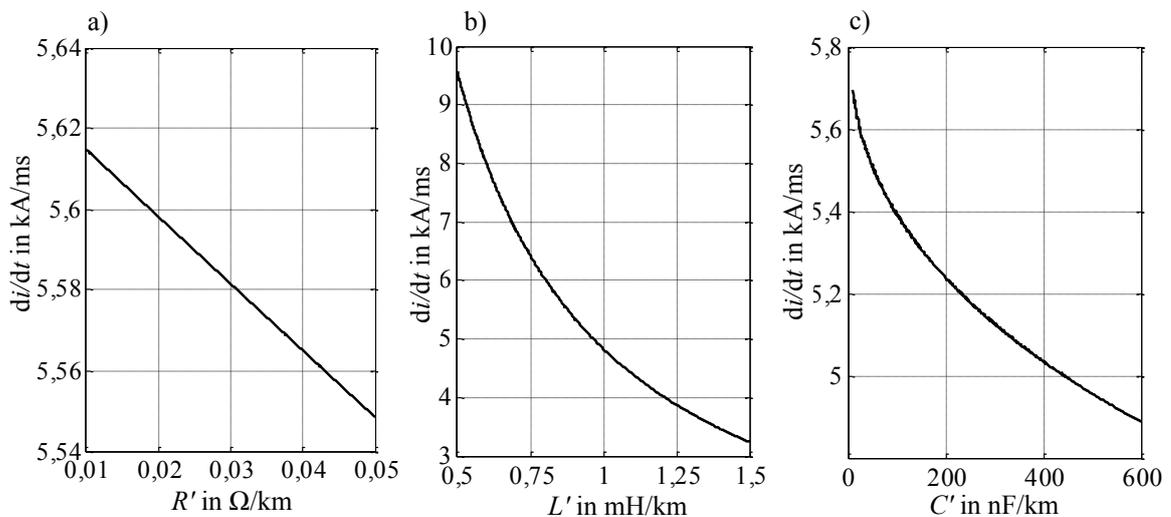


Abb. 3.30: Zusammenhang zwischen di/dt im Erdschlussfall und a) R' , b) L' und c) C' der Punkt-zu-Punkt-Verbindung

3.5.4 Fehlerort

Nachfolgend wird der Einfluss des Fehlerortes auf der Leitung auf die Fehlerstromkenngrößen untersucht, indem dieser in einem Bereich von 5 bis 95 % der gesamten Leitungslänge variiert wird. Die Wirkung auf den maximalen Fehlerstrom I_{\max} ist für den Kurzschluss in Abb. 3.31 a) und für den Erdschluss in Abb. 3.31 b) dargestellt. Daraus geht hervor, dass I_{\max} beim Kurzschluss stark von der Position des Fehlers auf der Leitung abhängt. Je weiter der Fehler vom Umrichter entfernt ist, umso größer ist der Widerstand zwischen diesem und der Fehlerstelle, sodass I_{\max} nach dem ohmschen Gesetz sinkt. Im Gegensatz dazu ist in Abb. 3.31 b) erkennbar, dass I_{\max} beim Erdschluss nahezu unabhängig vom Fehlerort ist, da dieser Fehlerstrom nicht durch die Umrichter, sondern durch die Kapazitäten gespeist wird, die gleichmäßig verteilt auf der Leitung vorhanden sind.

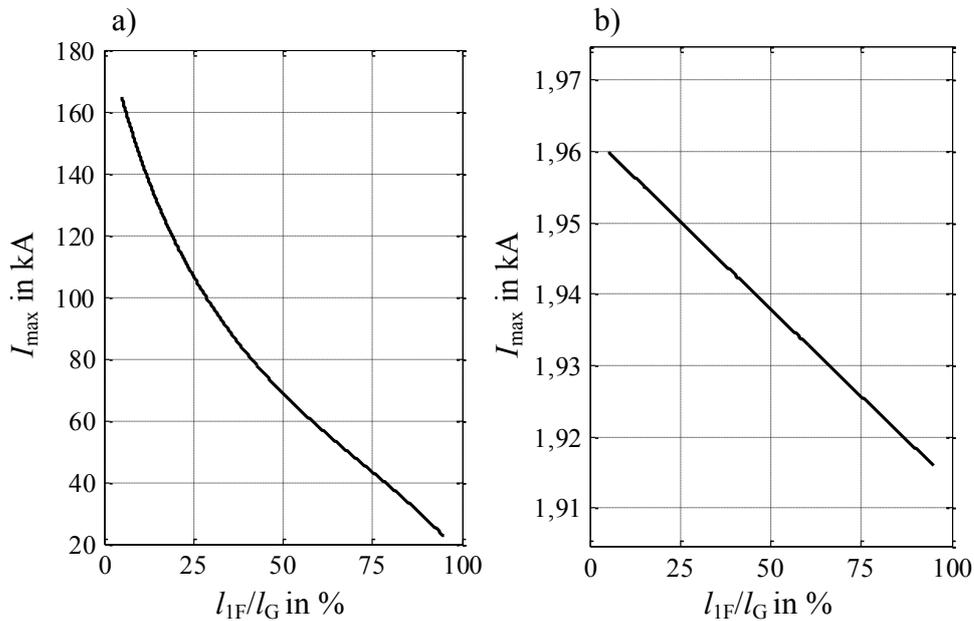


Abb. 3.31: Zusammenhang zwischen I_{\max} und dem Fehlerort auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Kurzschluss, b) Erdschluss

Weiterhin ist der Zusammenhang zwischen dem Fehlerort und dem Stromanstieg di/dt in Abb. 3.32 dargestellt. Daraus geht hervor, dass die Abhängigkeiten beim Kurz- und Erdschluss nahezu identisch sind. Beim Kurzschluss wächst mit zunehmender Entfernung vom Umrichter die Induktivität zwischen diesem und der Fehlerstelle, sodass die Stromsteigung abnimmt. Im Erdschlussfall ist dieses Verhalten dadurch zu erklären, dass mit zunehmendem Abstand die Zeit, die eine Welle von der Fehlerstelle zum Umrichter benötigt, und damit t_{\max} linear zunimmt. Gleichzeitig bleibt der maximale Strom I_{\max} annähernd konstant, da dieser nur durch U_{0F} und Z_W bestimmt wird. Während Z_W nicht von der Position des Fehlerortes abhängt, wird U_{0F} durch das Spannungsprofil auf der Leitung vorgegeben. Aus diesem Grund sinkt insgesamt der nach Gleichung (3.9) definierte Stromanstieg.

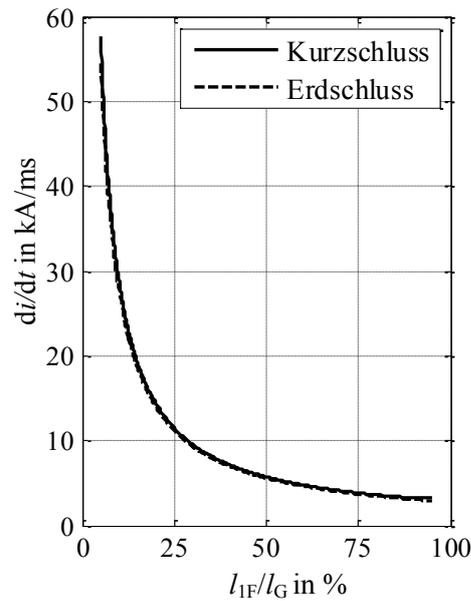


Abb. 3.32: Zusammenhang zwischen di/dt und dem Fehlerort auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung im Kurz- und Erdschlussfall

Daraus folgt, dass mit zunehmender Entfernung des Fehlerortes vom Umrichter die Zeitspanne t_{B6} wächst. Dieser Zusammenhang ist anfangs nahezu linear, wobei die Steigung für größere Entfernungen stärker zunimmt (vgl. Abb. 3.33).

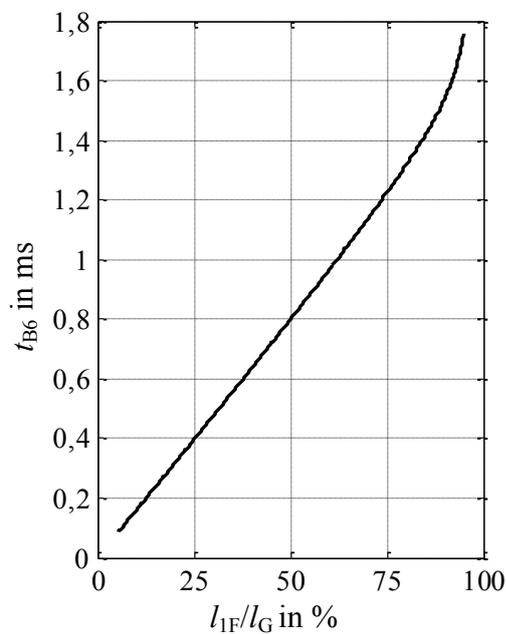


Abb. 3.33: Zusammenhang zwischen t_{B6} und dem Fehlerort auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung beim Kurzschluss

3.5.5 Systemausdehnung

Im folgenden Abschnitt wird der Einfluss der Systemgröße auf den maximalen Fehlerstrom untersucht, indem die Leitungslängen der Verbindungen zwischen den Umrichtern 3, 4 und 5 des MTDC-Systems in einem Bereich von 10 bis 1000 km variiert werden. Dieser Zusammenhang ist für den Kurzschlussstrom in Abb. 3.34 a) und für den Erdschlussstrom in Abb. 3.34 b) dargestellt. Im Kurzschlussfall hat die Entfernung der Umrichter 3, 4 und 5 nur einen sehr geringen Einfluss auf I_{\max} . Weiterhin ist die Anzahl der an die DC-SS angeschlossenen Leitungen nicht relevant. Im Gegensatz dazu steigt I_{\max} beim Erdschluss mit zunehmender Systemausdehnung signifikant, da die Kapazität im Energiesystem einerseits durch die Leitungslänge und andererseits durch die Anzahl der zusätzlichen Leitungen wächst.

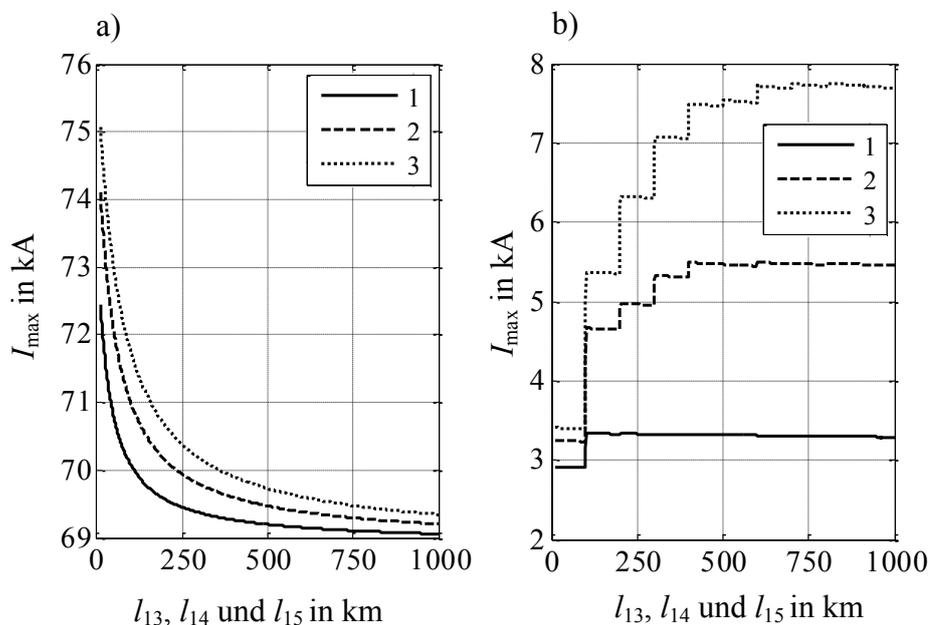


Abb. 3.34: Zusammenhang zwischen I_{\max} und den Leitungslängen l_{13} , l_{14} und l_{15} der zusätzlichen Verbindungen des Multi-Terminal-DC-Systems: a) Kurzschluss, b) Erdschluss

Wie in Abb. 3.27 b) ist auch in Abb. 3.34 b) ein unstetiger Verlauf erkennbar, der ebenfalls aus dem in Kapitel 3.5.3 erläuterten Zusammenhang resultiert. Wird die dort eingeführte Gleichung (3.10) auf die Problemstellung in diesem Abschnitt angewendet und nach l_{13} umgestellt, folgt:

$$l_{13} = k \cdot l_{1F} \cdot \frac{v_{13}}{v_{1F}}, \quad k \in \mathbb{N} \quad (3.14)$$

Da in diesem Beispiel v_{13} und v_{1F} gleich sind, treten die Unstetigkeitsstellen in Abb. 3.34 b) auf, wenn gilt:

$$l_{13} = k \cdot 100 \text{ km}, \quad k \in \mathbb{N} \quad (3.15)$$

Aus der Darstellung geht hervor, dass mit steigendem k die Sprunghöhe der Unstetigkeiten abnimmt. Auch ist deren Anzahl umso niedriger, je weniger Leitungen an einem Knoten angeschlossen sind.

3.5.6 Fehler- und Erdwiderstand

Weitere Einflussfaktoren auf den Fehlerstrom sind der Fehlerstellenwiderstand R_F und der Erdwiderstand R_E beim einpoligen Querfehler, die im Folgenden zur Größe R_{FE} zusammengefasst und in einem Bereich von 0 bis 30 Ω variiert werden. Die Ergebnisse dieser Analyse werden für den Kurz- und Erdschluss anhand der Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke miteinander verglichen. Diese sind in Abb. 3.35 a) und b) dargestellt. Daraus geht hervor, dass I_{\max} beim Kurzschluss durch das ohmsche Gesetz mit steigendem R_{FE} sinkt (vgl. Abb. 3.35 a)). Dagegen ist der Einfluss dieser Größen im Erdschlussfall nahezu vernachlässigbar, da I_{\max} hauptsächlich durch die Leitungsinduktivität und -kapazität bestimmt wird.

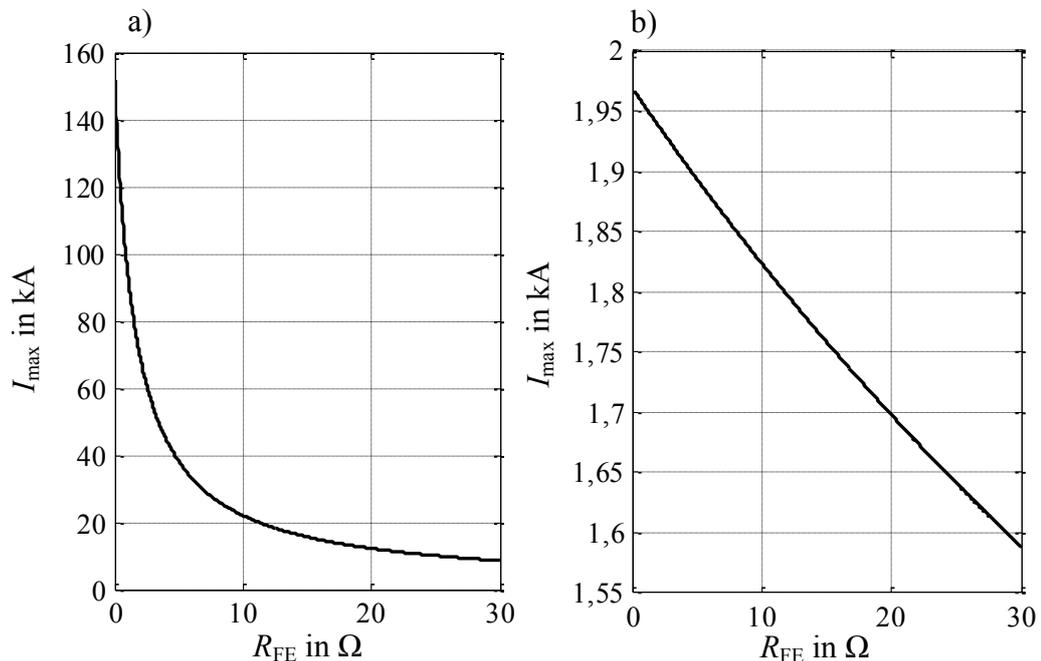


Abb. 3.35: Zusammenhang zwischen I_{\max} und R_{FE} : a) Kurzschluss, b) Erdschluss

Zuletzt ist der Zusammenhang zwischen dem Widerstand R_{FE} und dem Stromanstieg di/dt in Abb. 3.36 zusammengefasst. Während der Anstieg des Kurzschlussstroms unabhängig von diesen beiden Widerständen ist, besteht ein schwach negativer Zusammenhang im Erdschlussfall.

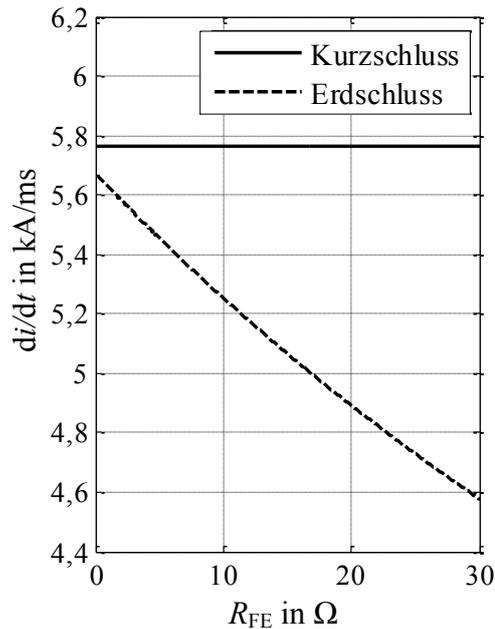


Abb. 3.36: Zusammenhang zwischen di/dt und R_{FE} im Kurz- und Erdschlussfall

3.5.7 Innenwiderstand des Umrichters

Zuletzt wird der Einfluss der Umrichterinnenwiderstände auf den Fehlerstrommaximalwert untersucht. Dazu wird der des ersten Umrichters R_{i1} im Multi-Terminal-System in einem Bereich von 0,5 bis 1,5 Ω variiert. Die gewonnenen Ergebnisse sind in Abb. 3.37 dargestellt. Daraus geht hervor, dass sowohl im Kurzschluss-, als auch im Erdschlussfall mit steigendem R_{i1} der maximale Fehlerstrom signifikant sinkt. Bei kleinen Werten von R_{i1} ist beim Kurzschluss die Anzahl der zusätzlich angeschlossenen Leitungen nicht relevant. Dieser Einfluss steigt jedoch mit wachsendem R_i . Dagegen ist der Einfluss der Leitungsanzahl beim Erdschlussstrom im gesamten Bereich annähernd gleich.

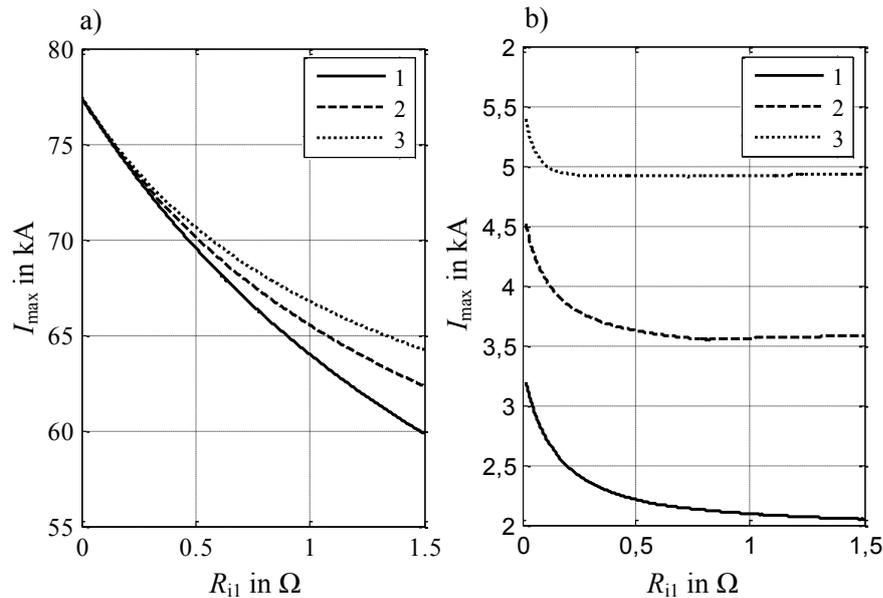


Abb. 3.37: Zusammenhang zwischen I_{\max} und R_{i1} : a) Kurzschluss, b) Erdschluss

3.6 Zusammenfassung

Die Analyse des vorangegangenen Kapitels zeigt, dass die Fehlerströme in vermaschten HGÜ-Systemen aus der Überlagerung sich von der Fehlerstelle ausbreitenden Strom- und Spannungswanderwellen resultieren. Dies ist abhängig von der Betriebserdung des HGÜ-Netzes, sodass eine Klassifikation in Kurz- und Erdschlussströme analog zum Drehstromsystem sinnvoll ist. Kurzschlussströme sind im Gegensatz zu Erdschlussströmen analytisch beschreibbar. Sie werden durch die Umrichter gespeist und ihr Verlauf ist aperiodisch. Sie erreichen abhängig von den Systemparametern stationäre Endwerte, die bis zu hundertfach größer als die Betriebsströme vor Fehlereintritt sind. Erdschlüsse werden durch die in den verteilten Leitungskapazitäten gespeicherte Energie gespeist und bewirken nahezu eine Verdopplung der Pol-Erde-Spannung auf dem fehlerfreien Pol. Der Verlauf von Erdschlussströmen ist in Freileitungs- und kleinen Kabelnetzen schwingungsförmig und in ausgedehnten Kabelnetzen aperiodisch, wobei der stationäre Endwert immer null ist. Der transiente Strommaximalwert des Erdschlussstroms ist bis zu zehnmals größer als der Betriebsstrom. Im Gegensatz dazu ist der Fehlerstromgradient bei Kurz- und Erdschlussströmen annähernd gleich und erreicht bei hohen Spannungen und kleinen Induktivitätsbelägen eine Größenordnung von bis zu 10 kA/ms.

Generell hat die Spannungsebene einen sehr starken Einfluss auf die Fehlerstromkenngrößen beider Fehlerstromarten. Im Gegensatz dazu unterscheidet sich der Einfluss, den die Leitungsparameter auf die jeweiligen Ströme ausüben. Während der Maximalwert des Kurzschlussstroms signifikant durch den Widerstandsbelag bestimmt wird, hängt der des Erdschlusses entscheidend von dem Induktivitäts- und Kapazitätsbelag der Leitung ab. Zudem ist der Einfluss des Induktivitätsbelags auf den Stromanstieg in beiden Fehlerfäl-

len gleichermaßen dominant. Ein entscheidender Unterschied zwischen beiden Fehlerstromarten besteht darin, dass der Kurzschlussstrom stark durch die Position des Fehlers auf der Leitung beeinflusst wird, während dieser Einfluss beim Erdschluss nahezu vernachlässigbar ist. Zudem ist der Einfluss der Systemausdehnung auf die Fehlerstromkenngrößen des Erdschlussstroms stärker als auf die des Kurzschlussstroms ausgeprägt. Dies betrifft zum einen die Anzahl und zum anderen die Länge der zusätzlich angeschlossenen Leitungen. Zuletzt geht aus den Untersuchungen hervor, dass der Einfluss des Fehlerstellen- und Erdwiderstandes auf den Kurz- stärker als auf den Erdschlussstrom ausgeprägt ist.

Zusammenfassend werden die Charakteristik und die Größenordnungen beider Fehlerarten in Abhängigkeit verschiedener Einflussgrößen verdeutlicht. Die hier gewonnenen Erkenntnisse sind die Grundlage zum Entwurf und zur Parametrierung eines Fehlerdetektionskonzepts im Kapitel 4.

4 Detektion von DC-Leitungsfehlern

In diesem Kapitel wird ein Konzept zur Detektion von DC-Leitungsfehlern erläutert. Dazu werden im Abschnitt 4.1 ausgehend von der Fehlerstromanalyse im vorhergehenden Kapitel die Anforderungen an Fehlerdetektionssysteme in ausgedehnten HGÜ-Netzen formuliert. Daran anschließend werden Möglichkeiten zur Fehleridentifikation und -detektion anhand verschiedener Kriterien in Kapitel 4.2 aufgezeigt. Nach der Beschreibung einer Methode zur Lokalisation des Fehlerortes auf der fehlerbehafteten Leitung in Abschnitt 4.3, werden die beschriebenen Vorgehensweisen in Kapitel 4.4 zu einem Detektionsalgorithmus zusammengefasst. Dessen Funktionalität wird in Abschnitt 4.5 anhand verschiedener System- und Betriebskonfigurationen untersucht und bewertet.

4.1 Anforderungsanalyse und Systemaufbau

Bei dem Entwurf eines Systems zur Detektion von DC-Leitungsfehlern im vermaschten HGÜ-Netz sind die in Abschnitt 2.2 formulierten Anforderungen hinsichtlich Schnelligkeit, Empfindlichkeit, Zuverlässigkeit, Selektivität und Wirtschaftlichkeit zu beachten. Prinzipiell besteht die Möglichkeit, ein Fehlerdetektionssystem zentral oder dezentral auszuführen. Die zentrale Realisierung erfordert neben einer übergeordneten Auswerteeinheit ein zum Energiesystem paralleles Informationsübertragungssystem, um den Datenaustausch zwischen den Umrichtern zu ermöglichen. Dieses ist bei einem dezentralen Konzept nicht der Fall. Vielmehr existiert an jedem Knoten eine unabhängige Detektionseinheit, die ausschließlich auf die am entsprechenden Knoten gewonnenen Messwerte Zugriff hat. Nach dem Wirtschaftlichkeits- und Zuverlässigkeitskriterium ist ein dezentrales Fehlerdetektionssystem einem zentralen vorzuziehen, da einerseits die Installation eines Informationsübertragungssystems kostenintensiv ist und andererseits die Zuverlässigkeit des gesamten Netzschutzsystems von der Verfügbarkeit des Telekommunikationssystems abhängen würde [15]. Weiterhin geht aus der Fehlerstromanalyse (Kapitel 3.5) hervor, dass sich die Fehlerstromanstiegszeiten im Bereich mehrerer Kiloampere je Millisekunde befinden, sodass Reaktionszeiten des Netzschutzsystems innerhalb weniger Millisekunden anzustreben sind. Die Laufzeiten von Informationssignalen sind in ausgedehnten HGÜ-Netzen mit Leitungslängen von mehreren hundert Kilometern nicht vernachlässigbar, da sie sich in der gleichen Größenordnung der Ausbreitungszeiten der Fehlerströme befinden. Aus diesen Gründen muss der Aufbau eines schnellen, wirtschaftlichen und zuverlässigen Fehlerdetektionssystems dezentral erfolgen.

Für den Entwurf der Fehlerdetektionsmethode wird angenommen, dass am Anfang und Ende jeder Leitung der Strom und die Pol-Erde-Spannung entsprechend Abb. 4.1 a) und der Strom zwischen dem Umrichtermitelpunkt und Erde messbar sind (vgl. Abb. 4.1 b)). Um auszuschließen, dass Fehler zwischen Umrichter und DC-SS eine Auslösung des Leitungsschutzes bewirken, wird dieser Teil des Systems mit Hilfe des Differentialschutzprinzips überwacht (vgl. Abb. 4.1 c)). Dies ist zulässig, da angenommen wird, dass

die Länge dieser Verbindung die Größenordnung von mehreren hundert Metern nicht überschreitet, sodass die Signallaufzeiten vernachlässigbar sind.

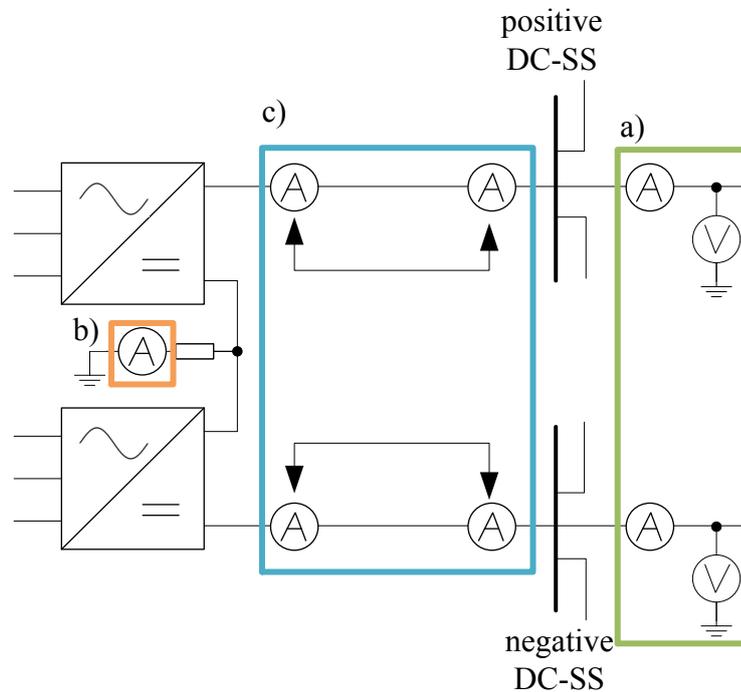


Abb. 4.1: Position der Messgeräte je Umrichterstation und Abzweig: a) Leitungsstrom und Pol-Erde-Spannung, b) Erdstrom, c) Stromdifferenz

4.2 Methoden zur Fehleridentifikation und -detektion

Im folgenden Kapitel wird der Entwurf von Methoden zur Identifikation und Detektion von DC-Leitungsfehlern beschrieben, die die in Kapitel 2.4 identifizierten Schwächen bestehender Verfahren umgehen. Dazu wird in Kapitel 4.2.1 die ΔI -, in Kapitel 4.2.2 die ΔU - und in Abschnitt 4.2.3 die I_E -Methode vorgestellt.

4.2.1 Auslösekriterium Stromanstieg

Das Schutzkriterium dieser Methode ist der Anstieg des Leitungsstroms. Ein Fehlerzustand liegt vor, wenn die gemessene Leitungsstromänderung ΔI in einer definierten Zeit Δt größer als ein zuvor festgelegter Schwellwert ΔI_{trig} ist (vgl. Abb. 4.2). Dabei wird die in Kapitel 3 identifizierte Wanderwellencharakteristik des Fehlerstromverlaufs zu Grunde gelegt.

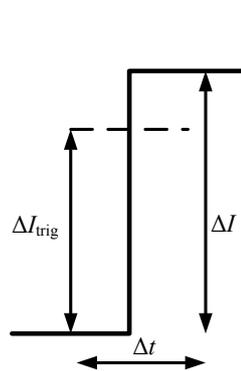


Abb. 4.2: Prinzip Stromanstiegskriterium

Der Fehlerzustand gilt nach Abb. 4.2 als erkannt, wenn entweder der Leitungsstrom auf dem positiven Pol ΔI_p oder auf dem negativen Pol ΔI_n den Schwellwert ΔI_{trig} überschreitet, d.h. wenn folgende logische Aussage erfüllt ist:

$$(|\Delta I_p| \geq \Delta I_{\text{trig}}) \vee (|\Delta I_n| \geq \Delta I_{\text{trig}}) = \text{wahr} \quad (4.1)$$

ΔI_{trig} wird ausgehend von der Wanderwellencharakteristik des Fehlerstromverlaufs definiert. Damit der Fehler in jedem Betriebszustand sicher erkannt wird, wird diese Schwelle zu 90 % der kleinst möglichen ersten Fehlerstromwelle festgelegt. Diese ergibt sich aus dem Wellenwiderstand Z_W der Leitung und der unteren Grenze des Spannungstoleranzbandes U_{DCmin} wie folgt:

$$\Delta I_{\text{trig}} = 0,9 \cdot \frac{U_{\text{DCmin}}}{Z_W} = 0,9 \cdot \frac{0,95 \cdot U_{\text{DCn}}}{Z_W} = 0,855 \cdot \frac{U_{\text{DCn}}}{Z_W} \quad (4.2)$$

Dabei wird ein Betriebsspannungsbereich von $\pm 5\%$ der Nennspannung angenommen [36]. Da Z_W von den Leitungsparametern abhängt, muss ΔI_{trig} für jede Leitung separat festgelegt werden. Der in Gleichung (4.2) definierte Schwellwert ΔI_{trig} ist stets größer als die maximal mögliche Stromänderung ΔI_{max} im Normalbetriebszustand. Diese ergibt sich bei einem abrupten Sollwertwechsel zwischen den beiden Grenzen des Spannungstoleranzbandes zu:

$$\Delta I_{\text{max}} = \frac{U_{\text{DCmax}} - U_{\text{DCmin}}}{Z_W} = 0,1 \cdot \frac{U_{\text{DCn}}}{Z_W} \quad (4.3)$$

Der Schwellwert ΔI_{trig} wird deutlich größer als die maximale Stromänderung ΔI_{max} auf Grund eines Arbeitspunktwechsels gewählt, um die Wahrscheinlichkeit von Fehlauflösungen durch in die Leitung eingekoppelten Ströme und anderer Störeffekte zu verringern.

Des Weiteren wird die Stromdifferenz ΔI von aufeinanderfolgenden Abtastwerten für beide Pole basierend auf Messgrößen kontinuierlich bestimmt. Dabei ist die Wahl der

zugehörigen Abtastzeit Δt entscheidend. Die untere Grenze der Abtastzeit wird durch die Anstiegszeit einer Fehlerstromflanke vorgegeben. Wenn Δt geringer als diese ist, besteht die Möglichkeit, dass bei einem Fehler der Schwellwert ΔI_{trig} nicht überschritten wird, sodass der Fehlerzustand nicht erkannt wird. Ein solches Verhalten wird als Unterfunktion des Netzschutzsystems bezeichnet [11]. Ist Δt größer als die Breite einer Stufe der treppenförmigen Fehlerstromcharakteristik, besteht die Gefahr, dass bereits Betriebspunktwechsel zur Schutzauslösung führen, was als Überfunktion bezeichnet wird [11]. Der maximale Wert Δt_{max} von Δt ergibt sich damit aus dem Systemaufbau und muss folgende Ungleichung erfüllen:

$$\Delta t_{\text{max}} = \min\{t_i\} = \min\{l_i \cdot v_i\} = \min\left\{\frac{l_i}{\sqrt{L'_i \cdot C'_i}}\right\} \quad (4.4)$$

Dabei ist t_i die Zeit, die eine Wanderwelle vom Anfang zum Ende der i -ten Leitung im Netz benötigt. Die jeweils geschützte Verbindungsleitung hat eine Länge l_i und eine Ausbreitungsgeschwindigkeit v_i , die über die Leitungsparameter L'_i und C'_i nach Gleichung (2.7) berechnet wird.

Nach der Erkennung des Fehlerzustandes im ersten Schritt der Fehlerdetektion, wird im zweiten Schritt die Fehlerart charakterisiert und die fehlerbehaftete Leitung identifiziert, damit sie im anschließenden Fehlerklärungsprozess vom Gesamtsystem isoliert wird. Dazu werden für jeden Knoten auf allen abgehenden Leitungen die Stromanstiege ΔI_p und ΔI_n jeweils miteinander verglichen, indem die logischen Aussagen in Abb. 4.3 evaluiert werden. Dabei liefert der Ausdruck $\text{sign}(\Delta I)$ das Vorzeichen von ΔI . Zudem ist es nicht relevant, auf welcher der Leitungen der Fehlerzustand mit der Gleichung (4.1) erkannt wurde. Wenn ΔI_p und ΔI_n unterschiedliche Vorzeichen besitzen, während ihre Beträge unter Berücksichtigung einer Unsicherheit ε_{str} gleich groß sind, befindet sich ein Pol-Pol-Fehler auf der Leitung. Durch ε_{str} werden Messgerätefehler, Rausch- und Leitungskopplungseffekte erfasst. Wenn eine dieser beiden Stromdifferenzen um den Sensitivitätsfaktor δ_{str} größer als die andere ist, ist ein Pol-Erde-Fehler auf dem zugehörigen Pol lokalisiert. Wenn ΔI_p und ΔI_n neben dem gleichen Vorzeichen annähernd den gleichen Betrag aufweisen, was nur in einem isoliert betriebenen Netz möglich ist, befindet sich der Fehler auf einer anderen Leitung.

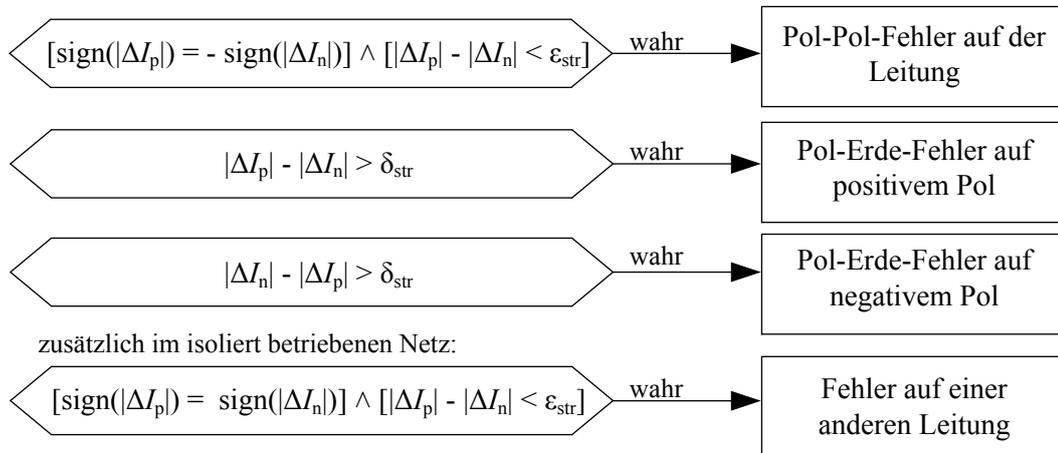


Abb. 4.3: ΔI -Kriterium: logische Aussagen zur Bewertung der Fehlerart und des Fehlerortes

Die vorgestellte Vorgehensweise ist zur lokalen Detektion aller Fehlerarten in einem vermaschten ausgedehnten HGÜ-Netz unabhängig von der Ausführung des Umrichter-mittelpunktes geeignet. Vorteilhaft ist die Schnelligkeit dieses Verfahrens, die durch die Abtastzeit Δt bestimmt wird. Eine Verbesserung gegenüber bestehenden Ansätzen, wie beispielsweise der in Abschnitt 2.4 erläuterten Handshaking-Methode, ist die sichere Identifikation der fehlerbehafteten Leitung bereits vor dem Fehlerklärungsprozess. Zudem ist diese Methodik robust gegen Betriebspunktwechsel, da der Auslöseschwellwert ΔI_{trig} in jedem Fall höher als betriebsbedingten Stromänderungen ist. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass der Widerstand an der Fehlerstelle R_{FE} keinen Einfluss auf die Fehlerdetektion hat, da die Größen U_{DCn} und Z_{W} , durch die ΔI_{trig} nach Gleichung (4.2) bestimmt wird, nicht von diesem abhängen.

4.2.2 Auslösekriterium Spannungsänderung

Die Schutzkriterien dieser Methode sind die Änderungen der Pol-Erde-Spannungen ΔU_p und ΔU_n auf dem positiven und negativen Pol an jedem Knoten, die durch Differenzbildung aufeinander folgender Abtastwerte ermittelt werden. Im Vergleich zur zuvor beschriebenen Stromanstiegsmethode ist nicht die Höhe, sondern die Richtung der Spannungsänderung entscheidend, weswegen die Wahl der Abtastzeit Δt bei diesem Auslösekriterium eine vergleichsweise geringere Bedeutung als bei der ΔI -Methode zukommt. Es ist ausschließlich sicherzustellen, dass eine relevante Spannungsänderung durch das Detektionssystem erkannt wird, wobei der Auslöseschwellwert dieses Konzepts höher als die Unsicherheit ϵ_{spg} der Spannungsmessgeräte zu wählen ist. Auch müssen durch Leitungskopplung eingekoppelte Spannungen berücksichtigt werden. Sobald eine signifikante Spannungsänderung auf einem der beiden Pole durch die Detektionseinheit festgestellt wird, wird der von der Betriebserdung abhängige Auswertalgorithmus initiiert. Im starr

geerdeten Netz wird der Fehlerzustand erkannt, wenn sich eine der beiden Pol-Erde-Spannungen um einen Faktor δ_{spg} signifikant stärker als die andere verändert, d.h. wenn gilt:

$$\left| |\Delta U_p| - |\Delta U_n| \right| > \delta_{\text{spg}} \quad (4.5)$$

Die Spannungen auf beiden Polen würden sich in einem starr geerdeten Netz ausschließlich bei einem Betriebspunktwechsel oder einem Pol-Pol-Fehler betragsmäßig gleich, aber vorzeichenunterschiedlich ändern, sodass der Pol-Pol-Fehler mit Hilfe dieses Kriteriums nicht von einem Betriebspunktwechsel unterscheidbar ist. Aus diesem Grund wird, falls eine betragsmäßig gleiche Änderung der Spannungen detektiert wurde, zur Vermeidung der Überanregung kein Auslösesignal generiert. Es wird davon ausgegangen, dass Pol-Pol-Fehler durch das ΔI -Kriterium erkannt werden (vgl. Kap. 4.2.1). Im Gegensatz dazu verursachen Fehler im isoliert betriebenen Netz an weiter entfernten Knoten gleiche Spannungsänderungen auf beiden Polen des Messknotens. Damit wird das Fehlererkennungskriterium wie folgt erweitert:

$$\left(\left| |\Delta U_p| - |\Delta U_n| \right| > \delta_{\text{spg}} \right) \vee (|\Delta U_p - \Delta U_n| > \varepsilon_{\text{spg}}) = \text{wahr} \quad (4.6)$$

Wie zuvor gilt der Fehlerzustand als erkannt, wenn sich eine der beiden Pol-Erde-Spannungen deutlich stärker als die andere ändert. Zusätzlich wird ein Fehler im Energiesystem identifiziert, wenn sich beide Spannungen unter Berücksichtigung einer Unsicherheit ε_{spg} sowohl betrags- als auch vorzeichenmäßig gleich verändern. Dies ist an weiter entfernten Knoten der Fall, an die nicht unmittelbar die fehlerbehaftete Leitung installiert ist und gilt nicht für Netze mit starrer Betriebserdung. Umgekehrt ist es zulässig, zu schlussfolgern, dass sich der Fehler auf einer angrenzenden Leitung befindet, wenn die Spannungsänderung auf einem der beiden Pole betragsmäßig deutlich größer als auf dem anderen ist. Das resultiert aus der Wanderwellencharakteristik des Fehlerstroms, da Reflexions- und Brechungsfaktoren an Unstetigkeitsstellen immer kleiner als eins sind (vgl. Kapitel 2.6).

Im zweiten Detektionsschritt wird die Fehlerart charakterisiert. Da die Spannung an einem Knoten auf allen abgehenden Leitungen gleich ist, ist es nicht möglich die konkrete fehlerbehaftete Leitung, sondern ausschließlich den fehlerbehafteten Pol mittels des ΔU -Kriteriums zu bestimmen. Die Grundidee basiert darauf, dass bei einem Pol-Erde-Fehler auf dem positiven Pol eine negative Spannungswelle und bei einem Pol-Erde-Fehler auf dem negativen Pol eine positive Spannungswelle entsteht, die sich in beide Richtungen von der Fehlerstelle ausbreitet (vgl. Abschnitt 3.1). Dabei ist zu berücksichtigen, dass in einem Netz mit starrer Betriebserdung unter Vernachlässigung der Leitungskopplung die Spannung ausschließlich auf dem fehlerbehafteten Pol sinkt. In einem isoliert betriebenen Energiesystem steigt sie zusätzlich auf dem gesunden Pol. Aus den beschriebenen Cha-

rakteristiken resultieren die in Abb. 4.4 zusammengefassten Detektionskriterien zur Identifikation des betroffenen Pols. Die beiden letzten Kriterien werden ausschließlich auf isoliert betriebene Netze angewendet und ermöglichen die Fehlerdetektion an entfernten Knoten. Dabei ist analog zum ΔI -Konzept δ_{spg} der Spannungssensitivitätsfaktor und ϵ_{spg} der Spannungsunsicherheitsfaktor, in dem die Messgeräteunsicherheiten, Rausch- und Leitungskopplungseffekte zusammengefasst werden.

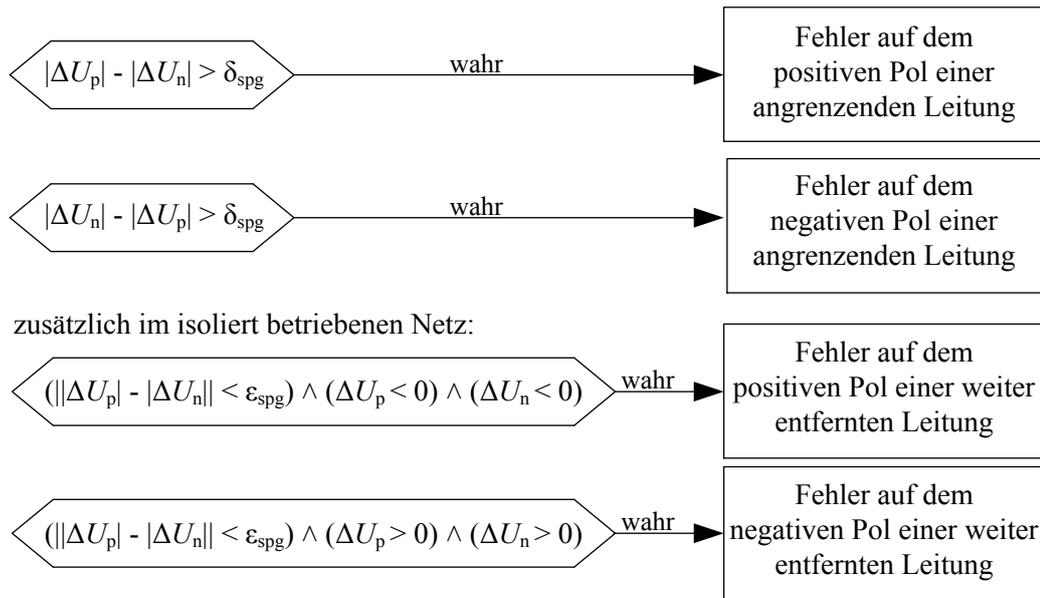


Abb. 4.4: ΔU -Kriterium: logische Aussagen zur Bewertung des Fehlerortes

Das vorgestellte Konzept ist im Vergleich zur Stromanstiegsmethode schneller, da es möglich ist, die Abtastzeit kleiner zu wählen, weil die Richtung, aber nicht die exakte Höhe der Spannungsänderung relevant ist. Nachteilig ist, dass dieses Verfahren nur zur Detektion von Fehlern mit Erdberührung, aber nicht zum Erkennen des Pol-Pol-Fehlers einsetzbar ist. Ein weiterer Vorteil hinsichtlich Redundanz und Zuverlässigkeit ist, dass es mit diesem Konzept im isoliert betriebenen Energiesystem möglich ist, den fehlerbehafteten Pol auch auf weiter entfernten Leitungen zu erkennen. Dies sind Verbindungen, die nicht direkt an den Knoten installiert sind, der die Fehlerdetektion vornimmt. Obwohl die Spannung auf dem fehlerbehafteten Pol auch bei starrer Betriebsordnung im gesamten HGÜ-Netz sinkt, ist diese Änderung nicht mit transienten Spannungsschwingungen verbunden, sodass der Detektionsalgorithmus nicht initiiert wird. Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass ausschließlich der fehlerbehaftete Pol, aber nicht die konkrete fehlerbehaftete Leitung bestimmbar ist.

4.2.3 Auslösekriterium Erdstrom

Mit dieser Methode ist es ausschließlich möglich, den Fehlerzustand für Fehler mit Erdberührung zu identifizieren, aber nicht genau zu charakterisieren. Deswegen wird dieses Konzept neben der ΔU -Methode als Back-Up-Detektionsverfahren parallel zum ΔI -Konzept realisiert. Der Ausgangspunkt ist der Stromfluss zwischen dem Umrichtermitelpunkt und Erde, d.h. durch den Widerstand R_{UE} (vgl. Abb. 3.8), bei einpoligen Fehlern mit Erdberührung. Da dieser Zweig im Normalbetriebszustand in keinem Fall einen Strom führt, ist das Schutzkriterium der absolute Wert des Stroms I_E . Überschreitet dieser einen zuvor definierten Schwellwert I_{Etrig} , ist der Fehlerzustand erkannt:

$$|I_E| > I_{Etrig} \quad (4.7)$$

Während I_E beim Kurzschluss im Bereich mehrerer Kiloampere liegt, ist er beim Erdschluss zum Teil bis zu drei Größenordnungen kleiner. Bei der Definition des Auslöseschwellwertes I_{Etrig} und der Auswahl der Messgeräte ist aus diesem Grund die Betriebserdung des HGÜ-Netzes zu berücksichtigen. Der Vorteil gegenüber den in den Abschnitten 4.2.1 und 4.2.2 vorgestellten Konzepten ist die Schnelligkeit, da das Schutzkriterium den Absolutwert des Stroms I_E zu Grunde legt, sodass die Abtastzeit Δt auf ein Minimum reduziert werden kann. Weiterhin ist es mit dieser Methodik möglich, den Fehlerzustand auch bei starrer Systemerdung an weiter entfernten Umrichterknöten zu detektieren, sodass ein Staffelschutz realisierbar ist. Ein Nachteil besteht darin, dass nur eine Detektion von Fehlern mit Erdberührung möglich ist. Pol-Pol-Fehler werden nicht erkannt, da sich deren Fehlerstromkreis nicht über Erde schließt. Zudem ist es mit dieser Methode weder möglich, die fehlerbehaftete Leitung, noch den fehlerbehafteten Pol eindeutig zu bestimmen, sodass das Selektivitätskriterium nicht erfüllt wird.

4.2.4 Auslösekennlinien

Prinzipiell sind die in den vorhergehenden Kapiteln erläuterten Methoden zur Bewertung des Fehlerzustandes ausreichend. Für den Fall, dass diese auf Grund von unvorhersehbaren Störungen ihre Detektionsfunktion nicht erfüllen, muss zur Gewährleistung der Zuverlässigkeitsanforderung ein Reserveschutzkonzept entworfen werden. Der Ausgangspunkt dieses Konzepts besteht darin, die Betriebsbereiche der Leitungsströme und Pol-Erde-Spannungen kontinuierlich zu überprüfen. Ein Fehlerzustand vorliegt, wenn diese für eine bestimmte Zeit einen so definierten Bereich verlassen. Daraus lassen sich Auslösekennlinien konstruieren, die den Zusammenhang zwischen dem Schutzkriterium und der zeitverzögerten Ausschaltung durch das Fehlerklärungssystem angeben. Für den Leitungsstrom ist ein solcher Zusammenhang in Abb. 4.5 dargestellt. Kurven dieser Art werden in Form des abhängigen und unabhängigen Maximalstromzeitschutzes bereits im Drehstromsystem eingesetzt [12].

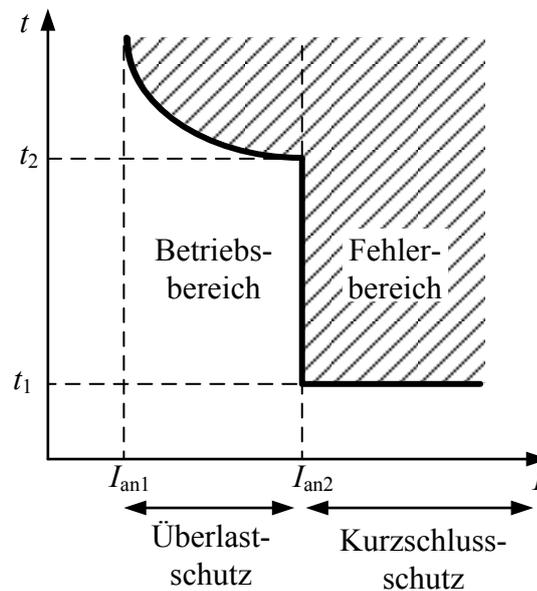


Abb. 4.5: Reserveschutz: Stromausrösekennlinie

Die hier betrachtete Kennlinie ist in einen zeitunabhängigen Kurzschluss- und einen zeitabhängigen Überlastschutzbereich unterteilt, wobei der Fehlerbereich oberhalb dieser Kurve liegt. Dabei kommt es beim Kurzschluss zur unmittelbaren Initiierung des Fehlerklärungsprozesses, wenn für eine Dauer t_1 der Leitungsstrom den Schwellwert I_{an2} überschreitet. Im Allgemeinen wird t_1 durch die Zeitverzögerung der Schaltgeräte vorgegeben. Zusätzlich ist zu beachten, dass t_1 mindestens zweimal so groß wie die Abtastzeit Δt der in den vorhergehenden Abschnitten erläuterten Methoden ist, sodass immer gewährleistet wird, dass diese den Vorrang haben, da mit ihnen die Bestimmung der fehlerbehafteten Leitung möglich ist. Die zweite Form der Schutzauslösung ist der Überlastschutz, der initiiert wird, wenn sich der Leitungsstrom in einem Bereich zwischen I_{an1} und I_{an2} befindet. Dieser Kurventeil ist als abhängige Kennlinie ausgeführt, um zu gewährleisten, dass kurzzeitige Überlastungen nicht zu einer Schutzauslösung führen. Dabei sind kleine Überlastströme mit einer hohen und große Überlastströme mit einer geringen Ausschaltverzögerung verbunden.

Weiterhin wird in Abb. 4.6. eine mögliche Auslösecharakteristik für die Pol-Erde-Spannung vorgeschlagen. Diese Kennlinie besteht aus zwei abhängigen Kurvenstücken, die den Unter- und Überspannungsbereich charakterisieren. Verlässt die Spannung das durch U_{DCmin} und U_{DCmax} begrenzte Toleranzband, wird der Fehlerklärungsprozess initiiert. Die Auslöseverzögerung ist abhängig vom Spannungswert, wobei geringe Abweichungen vom Betriebsbereich eine längere Verzögerung als größere Abweichungen besitzen. So wird sichergestellt, dass kurzzeitige Spannungsschwanken, die beispielsweise durch Schalthandlungen verursacht werden, nicht zur Schutzauslösung führen. Wie zuvor beschrieben handelt es sich auch hier bei t_1 um eine Mindestverzögerungszeit, die an die Abtastzeit Δt der beschriebenen Konzepte anzupassen ist. Ferner ist zu beachten, dass der

Überspannungsschutz nur für isoliert betriebene HGÜ-Netze relevant ist, da sich die Spannung beim Pol-Erde-Fehler auf dem nicht fehlerbehafteten Pol nahezu verdoppelt. Dies ist bei starrer Betriebserdung nicht der Fall, weswegen der Überspannungszweig dieser Kennlinie nicht zwingend erforderlich ist.

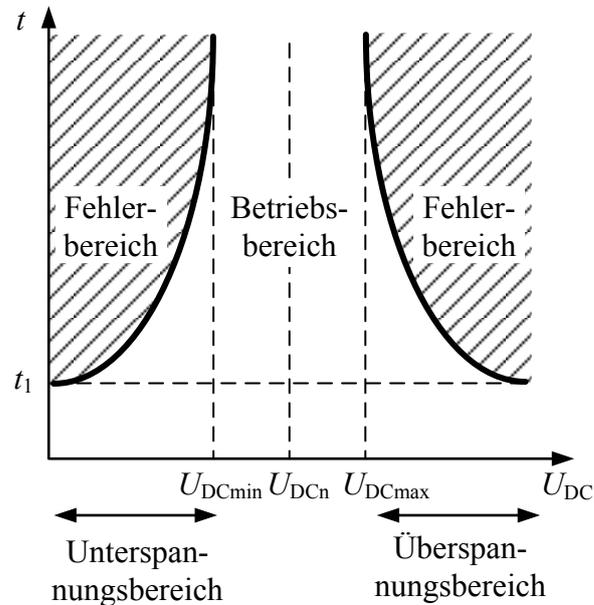


Abb. 4.6: Reserveschutz: Spannungsauslösekennlinie

Ein Vorteil der vorgestellten Auslösekennlinien ist die hohe Zuverlässigkeit. Da ein Fehlerzustand durch das Verlassen des Betriebsbereichs gekennzeichnet ist, wird dieser in jedem Fall durch die erläuterten Kennlinien erkannt. Da dieses Schutzkonzept auch im Drehstromsystem bewährt und weit verbreitet ist, ist es möglich, auf Betriebserfahrung aus diesem zurückzugreifen. Nachteilig ist die geringere Detektionsgeschwindigkeit im Vergleich zu den drei zuvor erläuterten Ansätzen. Diese ist abhängig vom Arbeitspunkt der Ströme und Spannungen vor Fehlereintritt und nicht allgemeingültig zu quantifizieren. Aus diesem Grund ist es zur Gewährleistung eines zuverlässigen Umrichterschutzes notwendig, ein vom DC-Leitungsschutz unabhängiges internes Schutzkonzept zu entwerfen. Der Einsatz der Auslösekennlinien im Bereich des DC-Leitungsschutzes ist unter dem Gesichtspunkt, dass es sich ausschließlich um eine Reserveschutzmethode handelt, akzeptabel, da es zudem nicht möglich ist, die fehlerbehaftete Leitung im Energiesystem zuverlässig zu identifizieren.

4.3 Bestimmung des Fehlerortes auf der fehlerbehafteten Leitung

Im folgenden Abschnitt wird eine Möglichkeit vorgestellt, den Fehlerort auf der identifizierten fehlerbehafteten Leitung zu bestimmen. Dieser Detektionsschritt ist für den Netzschutz nicht zwingend erforderlich, aber in ausgedehnten Netzen mit Übertragungstrecken von mehreren hundert Kilometern durchaus zweckmäßig. So besteht die Möglich-

keit, nach der Freischaltung der Leitung, den defekten Abschnitt schnell zu finden und zu reparieren, sodass der Betriebsausfall auf ein Minimum begrenzt wird. Die Basis der Fehlerortung bildet die Wanderwellentheorie. Dabei wird aus der Zeitdifferenz zweier Wellenfronten der Fehlerort ermittelt, wobei zwei prinzipielle Vorgehensweisen existieren. Bei der ersten wird die benötigte Zeitdifferenz direkt aus dem Fehlerstromverlauf bestimmt, was dem single-ended-principle (vgl. Abschnitt 2.4) entspricht. Diese Methode ist nur für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zuverlässig umsetzbar, da die Ausbreitungs- und Reflexionsvorgänge in vermaschten Netzen einerseits zu komplex und andererseits vom aktuellen Schaltzustand abhängen und damit nicht eindeutig definiert sind. Aus diesem Grund wird die zweite Möglichkeit präferiert, bei der nach erfolgreicher Fehlerklärung und Isolation der betroffenen Leitung, ein Strom- bzw. Spannungssprungsignal auf dieser erzeugt wird. Anschließend wird die Zeitdifferenz zwischen gesendetem und reflektiertem Signal bestimmt, sodass mit Hilfe der bekannten Leitungsparameter eine Berechnung des Fehlerortes möglich ist. Die Fehlerortung nach diesem Prinzip hat keinen Einfluss auf den Fehlerklärungsprozess und ist in Abb. 4.7 dargestellt.

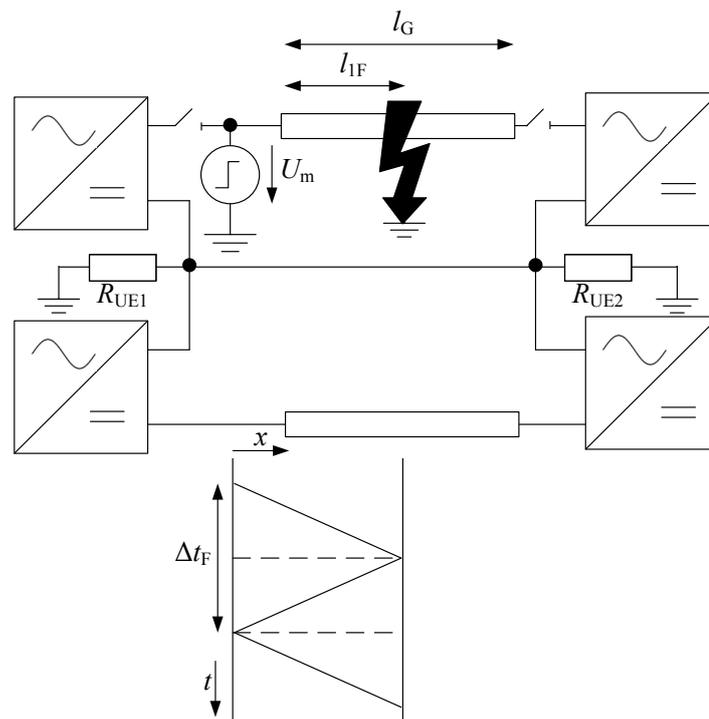


Abb. 4.7: Modell zur Bestimmung des Fehlerortes auf der fehlerbehafteten Leitung

Nachdem die Fehlerklärung beendet und der fehlerbehaftete Pol (hier der positive Pol) isoliert ist, wird ein Sprung der Höhe U_m an einem Leitungsende erzeugt. Der absolute Wert von U_m ist für die Fehlerortung irrelevant, sollte aber so groß gewählt werden, dass er trotz Leitungsdämpfung noch registrierbar ist. Die Fehlerstelle ist in einer Entfernung von l_{IF} lokalisiert. Aus der Zeitdifferenz Δt_F zwischen der gesendeten und reflektierten

Welle und den als bekannt vorausgesetzten Leitungsparametern L' und C' , wird l_{1F} wie folgt berechnet:

$$l_{1F} = v \cdot \frac{\Delta t_F}{2} = \frac{\Delta t_F}{2 \cdot \sqrt{L' \cdot C'}} \quad (4.8)$$

Die Genauigkeit dieser Ortsbestimmungsmethode hängt stark von der präzisen Bestimmung der Zeit Δt_F ab. Ein dazu geeignetes Verfahren ist die Wavelet-Analyse, mit deren Hilfe steile Flanken innerhalb eines Signals identifizierbar sind, wodurch eine exakte Bestimmung der Zeitdifferenz zwischen einfallender und reflektierter Welle möglich ist.

4.4 Detektionsalgorithmus

Im folgenden Abschnitt werden die zuvor vorgestellten Methoden zu einem einheitlichen Detektionsalgorithmus zusammengeführt. Dessen Ablaufplan ist in Abb. 4.8 dargestellt. Dabei werden Evaluationsschritte durch Rauten und Endergebnisse durch Rechtecke repräsentiert.

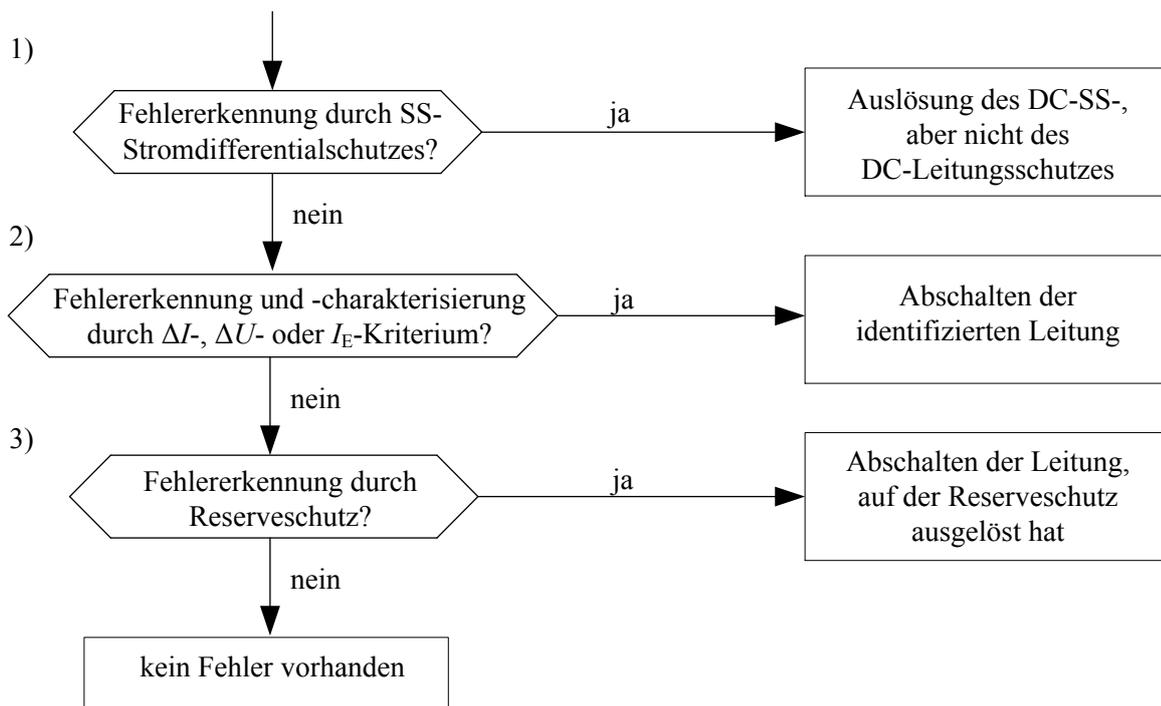


Abb. 4.8: Algorithmus zur Detektion von DC-Leitungsfehlern

Der in Abb. 4.8 zusammengefasste Algorithmus wird je Knoten kontinuierlich ausgeführt, sodass eine permanente Bewertung des Fehlerzustandes im HGÜ-Netz hinsichtlich DC-Leitungsfehler erfolgt. Zuerst wird mit Hilfe des DC-SS-Stromdifferentialschutzes überprüft, ob ein Fehler im DC-Schaltfeld vorliegt (vgl. Abb. 4.8 1)). Wenn dies der Fall ist, wird zur Gewährleistung der Selektivitätsanforderung der DC-Leitungsschutz an diesem

Knoten im Energiesystem deaktiviert, um eine unnötige Abschaltung weiterer Netzkomponenten zu verhindern. Falls kein DC-SS-Fehler detektiert wurde, werden die ΔI -, ΔU - und I_E -Kriterien im Schritt 2) (vgl. Abb. 4.8) parallel und unabhängig voneinander und gestützt auf die in den Kapiteln 4.2.1, 4.2.2 und 4.2.3 beschriebenen Vorgehensweisen evaluiert. Abhängig von den gewonnenen Detektionsergebnissen wird über eine Schutzauslösung basierend auf Tab. 4.1 entschieden. In dieser sind für alle betrachteten Fehlerarten und möglichen Messstandorte die notwendigen Resultate der drei Konzepte zusammengefasst, die zu einer Initiierung des Fehlerklärungsprozesses führen. Dabei ist es je Fehlerart zwingend erforderlich, dass alle drei Kriterien die dargestellten Ergebnisse erzielen. Andernfalls wird der Leitungsschutz nicht gestartet. Um eine Unterfunktion des Schutzsystems auf Grund eines defekten Messgerätes zu verhindern, wird vorgeschlagen, alle Messsysteme mindestens doppelt auszuführen, sofern dies mit dem Wirtschaftlichkeitskriterium vereinbar ist. Weiterhin ist es mit Hilfe der vorgestellten Kriterien möglich, Pol-Erde-Fehler auch an weiter entfernten Knoten im Netz zu detektieren, was ebenfalls in Tab. 4.1 dargestellt ist. Zur Gewährleistung des Selektivitätskriteriums wird in diesem Fall der Leitungsschutz nicht unmittelbar ausgelöst. Vielmehr ist es denkbar, basierend auf diesen Detektionsergebnissen einen Staffelschutz für Pol-Erde-Fehler zu implementieren, falls das Schutzsystem an dem direkt an die fehlerbehaftete Leitung angrenzenden Knoten ausfällt. Dabei ist es möglich, die Resultate in den Zeilen 2, 4 und 6 in Tab. 4.1 kontinuierlich zu überprüfen. Wenn diese nach einer definierten Zeit immer noch erfüllt sind, wird der Schutz an diesem Knoten ausgelöst. Da alle drei Konzepte eine unterschiedliche Detektionsgeschwindigkeit besitzen, ist das gesamte Fehlerdetektionssystem maximal so schnell wie die langsamste Methode, welche in der Regel die ΔI -Methode ist. Deren Geschwindigkeit ist abhängig von der Abtastzeit Δt , die sich in der Größenordnung von weniger als 100 μs befindet. Wenn im Schritt 2 nach Abb. 4.8 auf die beschriebene Weise kein Fehler detektiert wurde, werden zuletzt im Schritt 3 die Betriebsbereiche der Ströme und Spannungen durch die in Kap. 4.2.4 erläuterten Auslösekennlinien überprüft. Falls auch diese keinen Fehler erkennen, liegt kein DC-Leitungsfehler im HGÜ-System vor, sodass die Evaluation des Algorithmus' von vorne beginnt. Nachdem ein DC-Leitungsfehler detektiert und die zugehörige fehlerbehaftete Verbindung im Rahmen der Fehlerklärung vom HGÜ-Netz isoliert wurde, ist es anschließend optional möglich, den Fehlerort auf der Leitung mit dem in Kap. 4.3 beschriebenen Verfahren zu lokalisieren. Dies erleichtert in ausgedehnten Netzen die Fehlersuche auf der fehlerbehafteten, zuvor freigeschalteten Leitung, sodass notwendige Reparaturarbeiten schneller ausgeführt werden können, was die Verfügbarkeit des gesamten Energieübertragungssystems und damit die Versorgungszuverlässigkeit erhöht.

Tab. 4.1: Entscheidungsbasis zur Schutzauslösung mittels des ΔI -, ΔU - und I_E -Kriteriums

Index	Fehlerart	Messort	ΔI -Kriterium	ΔU -Kriterium	I_E -Kriterium	Entscheidung
1	Pol-Pol-Fehler	angrenzender Knoten	Pol-Pol-Fehler auf der identifizierten Leitung	/	/	direktes Abschalten beider Pole der identifizierten Leitung
2		entfernter Knoten	/	/	/	Keine Schutzauslösung, *)
3	positiver/ negativer Pol-Erde-Kurzschluss	angrenzender Knoten	positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler auf der identifizierten Leitung	positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler	Pol-Erde-Fehler	direktes Abschalten des positiven/ negativen Pols der identifizierten Leitung
4		entfernter Knoten	/	/	Pol-Erde-Fehler	Staffelschutz, **)
5	positiver/ negativer Pol-Erde-Erdschluss	angrenzender Knoten	positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler auf der identifizierten Leitung	positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler	Pol-Erde-Fehler	direktes Abschalten des positiven/ negativen Pols der identifizierten Leitung
6		entfernter Knoten	/	positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler, ***)	Pol-Erde-Fehler	Staffelschutz, **)

*) Da Pol-Pol-Fehler mit den beschriebenen Kriterien nicht an weiter entfernten Knoten erkannt werden können, kommt es zu keiner Initiierung des Leitungsschutzes.

**) Sobald die entsprechenden Detektionsergebnisse für eine definierte Zeit bestehen bleiben, kommt es zur Schutzauslösung. Über die Dimensionierung dieser Zeit ist ein Staffelschutzkonzept realisierbar, sodass die Zuverlässigkeit des Netzschutzsystems gewährleistet wird, wenn der Schutz an den direkt an die Fehlerstelle angrenzenden Knoten ausfällt.

4.5 Fallstudien

In diesem Kapitel wird das vorgestellte Konzept zur Detektion von DC-Leitungsfehlern in vermaschten ausgedehnten HGÜ-Netzen in verschiedenen Fallstudien anhand eines Testnetzes mit Hilfe der SimPowerSystems-Toolbox in Matlab/Simulink untersucht. Dabei wird der Fokus auf die Fehlerdetektion mittels des ΔI -, ΔU - und I_E -Kriteriums gelegt, indem analysiert wird, inwiefern die Anforderungen an ein Netzschutzsystem erfüllt werden.

4.5.1 Netzmodell

Im Folgenden wird ein Basisnetz eingeführt, das zur Validierung der Funktionalität des vorgestellten Fehlerdetektionsverfahrens herangezogen wird. Dessen einpoliges Schema ist in Abb. 4.9 dargestellt.

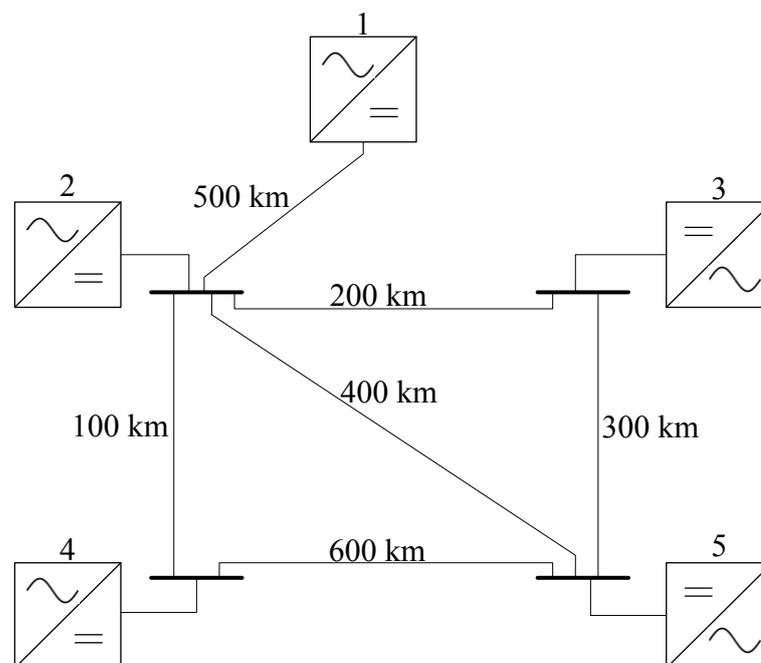


Abb. 4.9: HGÜ-Basis-Netz: einpoliges Schema mit Leitungslängen

Als Annahme wird die Netzbetriebsspannung zu 500 kV Pol-Erde bzw. 1000 kV Pol-Pol festgelegt, wobei davon ausgegangen wird, dass Umrichter, Schalter, Übertragungsleitungen und weitere notwendige Betriebsmittel in dieser Spannungsebene zukünftig verfügbar sind. Das Testsystem besteht aus fünf Knoten, an die jeweils ein Umrichter angeschlossen ist. Diese Knoten sind über sechs HGÜ-Leitungen miteinander verbunden, wobei fünf Leitungen zwei Maschen bilden. Daran ist der fünfte Umrichter über eine Stichleitung installiert. Das Basisnetz ist ein reines Freileitungsnetz, das durch ein verteiltes Parametermodell unter Vernachlässigung der Leitungskopplung modelliert wird. Zur Bewertung des Einflusses der Übertragungstechnologie auf das Fehlerdetektionssystem wird dieses

durch ein reines Kabelnetz ersetzt, wobei die zugehörigen Leitungsparameter für beide Fälle in Tab. A.2 zusammengefasst sind. Das Spannungsprofil und die Austauschleistung zum AC-Netz im Ausgangszustand sind in Abb. 4.10 zusammengefasst. Dabei repräsentiert ein nach oben gerichteter Pfeil eine Einspeisung und ein nach unten gerichteter Pfeil eine Entnahme aus dem HGÜ-Netz.

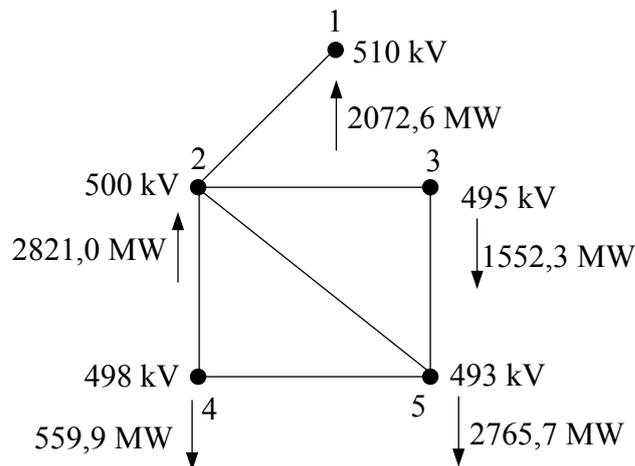


Abb. 4.10: Basis-HGÜ-Netz: Spannungsprofil und AC/DC-Austauschleistung im Ausgangszustand

Das vorgestellte Fehlerdetektionskonzept wird für einen Pol-Pol-, einen positiven Pol-Erde-Kurzschluss und einen positiven Pol-Erde-Erdschluss untersucht. Der Fehlerort ist in Abb. 4.11 dargestellt und befindet sich auf der Übertragungsstrecke zwischen dem Umrichter 2 und 3. Dabei ist die Entfernung von Umrichter 2 50 km und von Umrichter 3 150 km.

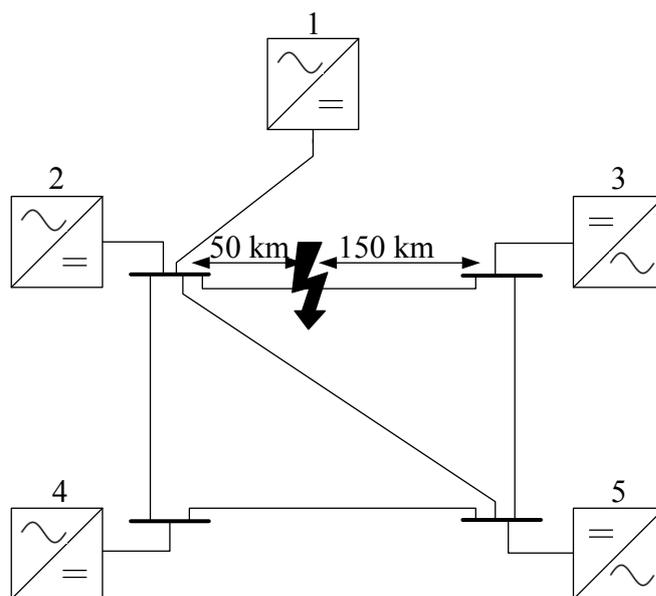


Abb. 4.11: Position des Fehlerortes im Basisnetz

Grundlage der Fehlerdetektion sind die in Abschnitt 4.1 beschriebenen Ströme und Spannungen. Die Position der benötigten Messsysteme im Basisnetz ist in Abb. 4.12 dargestellt und entspricht dem Farbschema in Abb. 4.1. Je Umrichter existiert eine Detektionseinschaltung, die Zugriff auf alle Messwerte am entsprechenden Knoten hat.

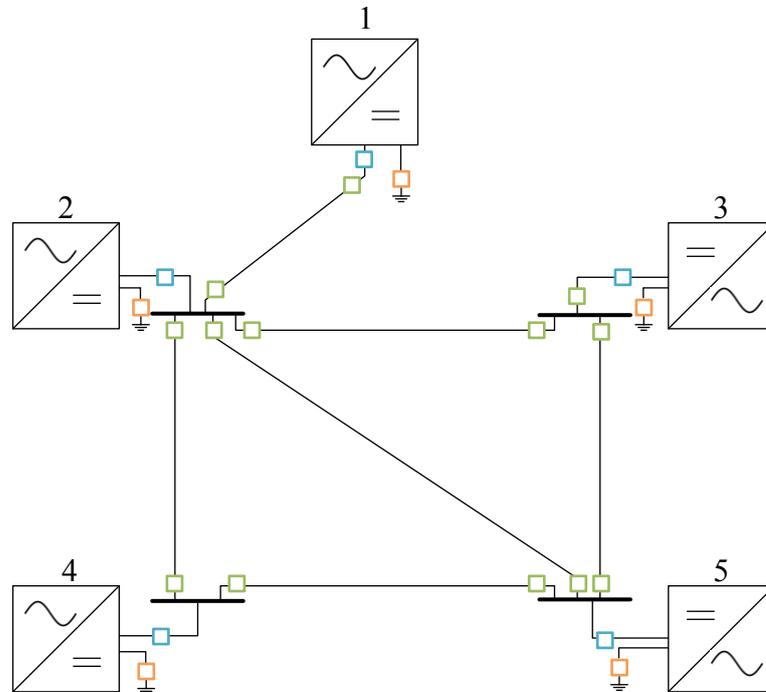


Abb. 4.12: Position der Messgeräte im Testnetz

4.5.2 Übertragungstechnologie

Im Folgenden wird der Einfluss der Übertragungstechnologie auf das Fehlerdetektionssystem untersucht. Dazu werden die Ergebnisse hinsichtlich Detektionsgeschwindigkeit und Lokalisierungsgenauigkeit für ein reines Freileitungs- und Kabelnetz vergleichend gegenüber gestellt, wobei die Leitungskopplung nicht berücksichtigt wird. Die Parameter ΔI_{trig} und Δt werden basierend auf den Gleichungen (4.2) und (4.4) ermittelt. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit wird Δt für beide Technologien zu 0,2 ms gewählt. Im Gegensatz dazu wird der Schwellwert ΔI_{trig} auf Freileitungen nach Gleichung (4.2) zu 1710 A und auf Kabelverbindungen zu 7362 A festgelegt.

In Abb. 4.13 sind die Ergebnisse der Fehlerdetektion basierend auf dem ΔI -, ΔU - und I_E -Konzept je Knoten für die drei betrachteten Fehlerarten in einem Freileitungsnetz zusammengefasst. Die zugehörige Legende ist in Abb. 4.14 dargestellt.

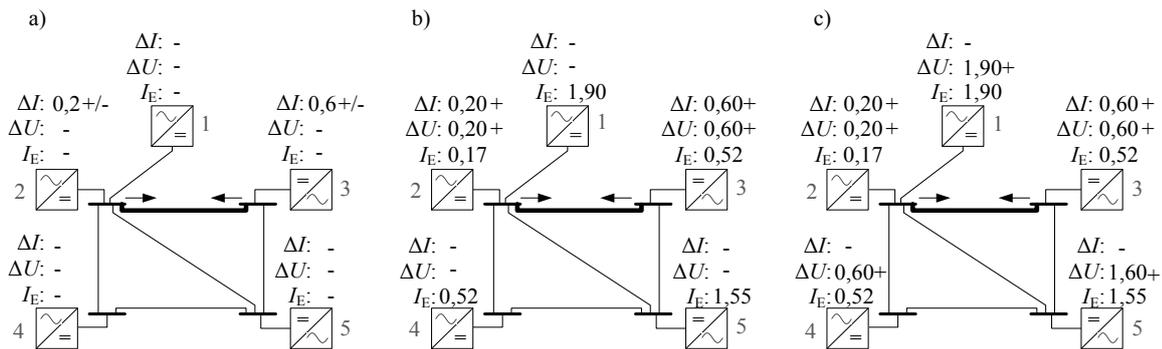


Abb. 4.13: Detektionsergebnisse Freileitungsnetz: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss

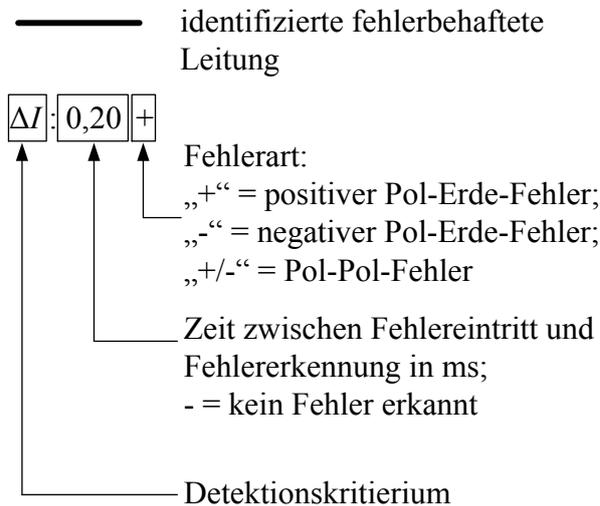


Abb. 4.14: Legende zu den Detektionsergebnissen

Die Stromanstiegsmesswerte werden im Rahmen der ΔI -Methode für jede abgehende Leitung ermittelt und der Fehlerdetektion zu Grunde gelegt. Zur Verbesserung der Übersichtlichkeit wird ausschließlich die Detektionszeit der Leitung angegeben, die den Fehlerzustand zuerst erkennt. Diese ist zumeist die fehlerbehaftete Leitung und mit einem Pfeil markiert. Da mittels der ΔU - und I_E -Methode die konkrete vom Fehler betroffene Leitung nicht ermittelbar ist, ist eine solche Kennzeichnung in diesen Fällen nicht notwendig. Zwar geht aus Abb. 4.12 und Abb. 4.1 hervor, dass die Pol-Erde-Spannung aus Redundanzgründen je Leitung gemessen wird, doch wird dies in der Simulation nicht berücksichtigt. Zudem ist zu beachten, dass die konkrete fehlerbehaftete Leitung ausschließlich durch das ΔI -Kriterium ermittelbar ist (vgl. Kapitel 4.2.1).

Aus den Abbildungen geht weiterhin hervor, dass sowohl der Pol-Pol-Fehler (Abb. 4.13 a)), der Pol-Erde-Kurzschluss (Abb. 4.13 b)), als auch der Pol-Erde-Erdschluss (Abb. 4.13 c)) durch das Detektionssystem richtig erkannt und lokalisiert werden. Dabei wird

der Fehler durch das ΔI -Kriterium ausschließlich durch die direkt an die betroffene Leitung angrenzenden Knoten festgestellt. Beim Pol-Erde-Kurzschluss wird durch das ΔU -Kriterium an diesen Knoten zudem bestätigt, dass es sich um einen positiven Pol-Erde-Fehler handelt. Beim Erdschlussfall in Abb. 4.13 c) registrieren auch entferntere Umrichter mit Hilfe des ΔU -Kriteriums den Fehlerzustand auf dem positiven Pol. Gleichzeitig erkennen die Detektionseinheiten an diesen Netzknoten, dass sich der Fehlerort nicht auf den dort angeschlossenen Leitungen befindet. Aus Abb. 4.13 b) und c) geht hervor, dass Erdfehler durch das I_E -Kriterium unabhängig von der Ausführung der Betriebserdung auch an weiter entfernten Knoten erkannt werden, sodass ein Staffelschutz realisierbar ist. Weiterhin verdeutlicht Abb. 4.13, dass unabhängig von der Fehlerart der Umrichter 2 den Fehlerzustand nach 0,2 ms und der Umrichter 3 nach 0,6 ms nach Fehlereintritt mit Hilfe des ΔI - bzw. ΔU -Kriteriums erkennt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich der Fehlerort näher am zweiten Knoten befindet. Durch das I_E -Kriterium wird der Fehlerzustand schneller erkannt, weil bei diesem die Abtastzeit an keine äußeren Faktoren wie bei den anderen beiden Verfahren geknüpft ist, sodass diese entsprechend klein gewählt werden kann. Allerdings ist es mit diesem nicht möglich, den Fehlerort zu lokalisieren, sodass es ohnehin notwendig ist, auf die Ergebnisse der anderen Methoden zu warten. Die Zeitpunkte, zu denen die ersten Fehlerstrom- bzw. Fehlerwellen die jeweiligen Knoten nach Fehlereintritt erreichen, sind im Anhang in Tab. A.3 zusammengefasst. Daraus geht hervor, dass der Fehlerzustand bereits unmittelbar nach Eintreffen der entsprechenden Wanderwellen registriert wird, was die Schnelligkeit der vorgestellten Methode bekräftigt.

Anschließend werden dieselben Untersuchungen anhand eines reinen Kabelnetzes durchgeführt, wobei die Parameter zur Fehlerdetektion entsprechend angepasst werden. Die gewonnenen Ergebnisse sind in Abb. 4.15 zusammengefasst. Daraus wird ersichtlich, dass alle Fehlerarten richtig erkannt werden, sodass die Zuverlässigkeit des hier vorgeschlagenen Detektionskonzeptes nicht von der Ausführung der Übertragungstechnologie abhängt. Allerdings werden die Fehlerzustände insgesamt später als im Freileitungssystem erkannt, da die Wellenausbreitungsgeschwindigkeit in Kabelnetzen auf Grund der höheren Leitungskapazität (vgl. Gleichung (2.7)) geringer ist, sodass die Fehlerwellen den Messort an den Netzknoten später erreichen.

Aus den gewonnenen Detektionsergebnissen geht hervor, dass das I_E -Kriterium beim Pol-Erde-Kurzschluss im Vergleich zum Pol-Erde-Erdschluss schneller als das ΔU -Kriterium und das ΔI -Kriterium ist. Dies resultiert daraus, dass der Erdstrom I_E beim Pol-Erde-Kurzschluss größere Werte als beim Pol-Erde-Erdschluss annimmt und damit schneller wächst.

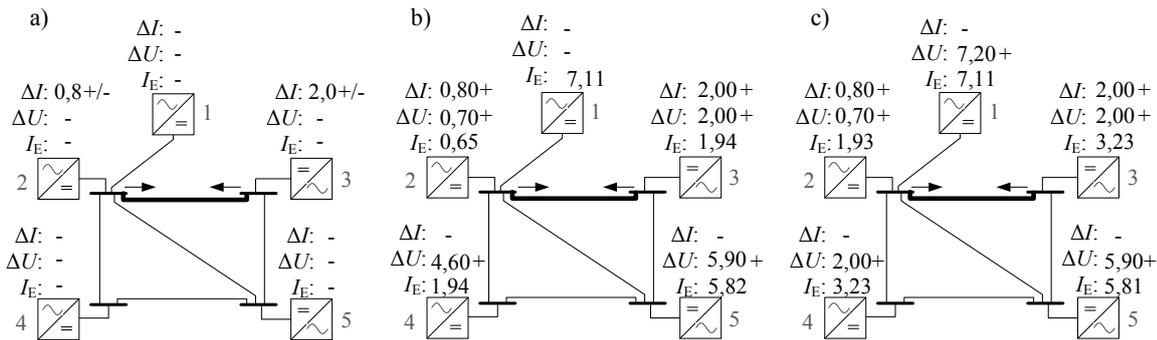


Abb. 4.15: Detektionsergebnisse Kabelnetz: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss

4.5.3 Kopplung der Übertragungsleitungen

Des Weiteren wird der Einfluss der Leitungskopplung des Übertragungssystems auf die Fehlerdetektion analysiert. Befinden sich mehrere elektrische Leiter in unmittelbarer Nähe zueinander, beeinflussen sich ihre Ströme und Spannungen über das sie umgebende elektromagnetische Feld gegenseitig. Prinzipiell wird zwischen induktiver Kopplung, die durch das Magnetfeld, und kapazitiver Kopplung, die durch das elektrische Feld verursacht wird, unterschieden [30]. Bei der induktiven Kopplung führt eine Stromänderung auf einem Leiter abhängig von den entsprechenden Leitungs- und Gegeninduktivitäten im System zu einem Strom auf den anderen Leitern. Dementsprechend bewirkt eine Spannungsänderung im Rahmen der kapazitiven Kopplung in Abhängigkeit von den Leitungs- und Gegenkapazitäten im Übertragungssystem eine Spannungseinkopplung in die anderen Leiter. Sobald beide Effekte in Abhängigkeit voneinander auftreten, wird dies als Leitungskopplung bezeichnet [30]. Während bei der Parametrierung der ΔI -Fehlerdetektionsmethode die eingekoppelten Ströme zu berücksichtigen sind, sind bei der Auslegung der ΔU -Methode die eingekoppelten Spannungen von zentraler Bedeutung. Um die Empfindlichkeitsanforderung zu erfüllen, dürfen diese beiden Effekte nicht zu einer Überfunktion des Netzschutzsystems führen. Dies wird für das ΔI -Konzept durch den Parameter ε_{str} (vgl. Abb. 4.4) und für das ΔU -Konzept durch ε_{spg} (vgl. Abb. 4.4 bzw. Gleichung (4.6)) gewährleistet. Um den Kopplungseinfluss auf das Fehlerdetektionssystem zu untersuchen wird das Freileitungsmodell, wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben, verwendet. Die Detektionsergebnisse für die drei betrachteten Fehlerfälle sind in Abb. 4.16 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass durch die Leitungskopplung keine Fehlauflösung verursacht wird. Vielmehr sind die Detektionsergebnisse nahezu gleich mit denen aus Abb. 4.13.

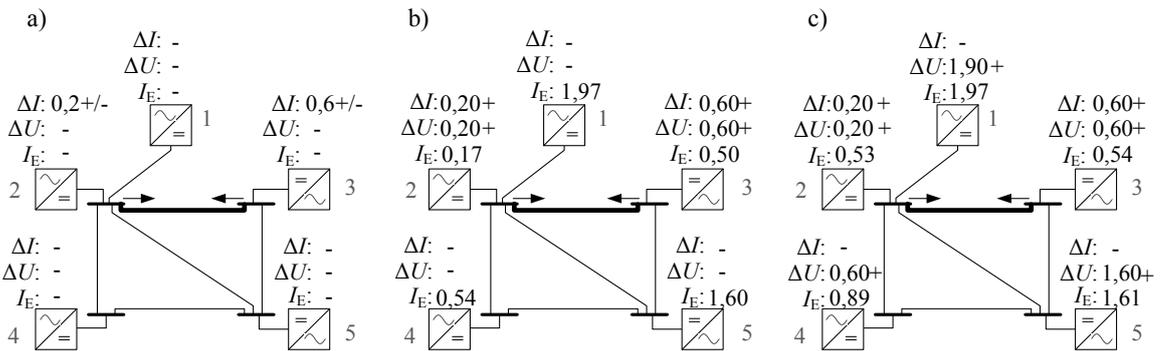


Abb. 4.16: Detektionsergebnisse Leitungskopplung: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss

4.5.4 Systemspannung

Der Auslöseschwellwert des ΔI -Kriteriums ist unter anderem von der kleinst möglichen Betriebsspannung im Netz abhängig. Deswegen wird in diesem Abschnitt überprüft, ob das Detektionssystem einen Fehlerzustand erkennt, wenn das Energiesystem an der unteren Grenze des Spannungstoleranzbandes betrieben wird. Dazu wird das gesamte Spannungsprofil nach Abb. 4.10 um 18 kV je Knoten reduziert, sodass sich die Spannung im gesamten HGÜ-Netz an der unteren Betriebsgrenze befindet, wobei die Spannungsunterschiede zwischen den Knoten konstant bleiben. Der Fehler wird an derselben Stelle wie in den Abschnitten zuvor initiiert. Die Detektionsergebnisse der betrachteten drei Fehlerarten sind in Abb. 4.17 zusammengefasst. Aus diesen geht hervor, dass der Fehler auch bei niedriger Spannung im Energiesystem zuverlässig erkannt und lokalisiert wird. Dabei sind die Abb. 4.17 a) und Abb. 4.17 b) für den Pol-Pol- und Pol-Erde-Kurzschluss mit den Abb. 4.13 a) und Abb. 4.13 b) identisch. Im Vergleich dazu sind die Detektionszeiten mittels des I_E -Konzepts im Erdschlussfall zum Teil erhöht, da auf Grund der niedrigeren Systemspannung kleinere Spannungswanderwellen generiert werden. Damit entstehen kleinere Stromwellen, weshalb die Zeit, bis diese den I_E -Schwellwert überschreiten, zunimmt.

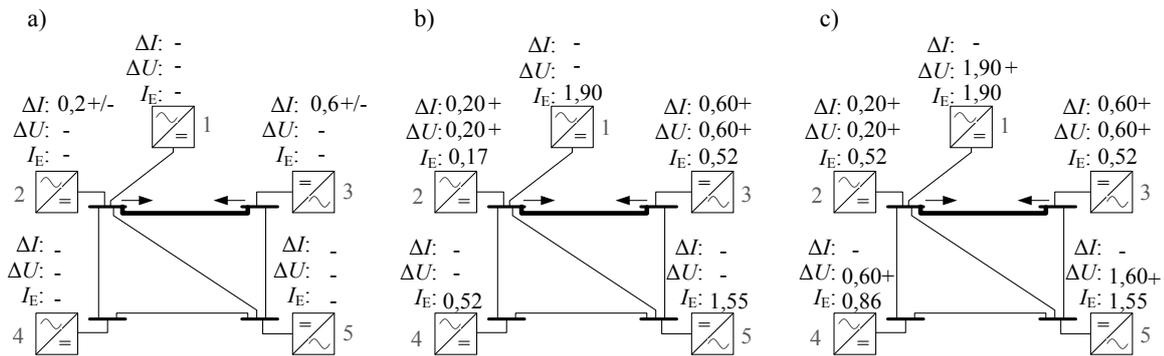


Abb. 4.17: Detektionsergebnisse DC-Systemspannung: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss

4.5.5 Fehlerort

Im folgenden Abschnitt wird untersucht, inwiefern die Fehlerdetektion durch den Fehlerort beeinflusst wird. Dazu wird neben einem umrichternahen Fehler zwischen Knoten 2 und 3 (vgl. Abb. 4.18 a)) ein Fehler auf der Stichleitung zwischen Umrichter 1 und 2 für die drei Fehlerarten betrachtet (vgl. Abb. 4.18 b)).

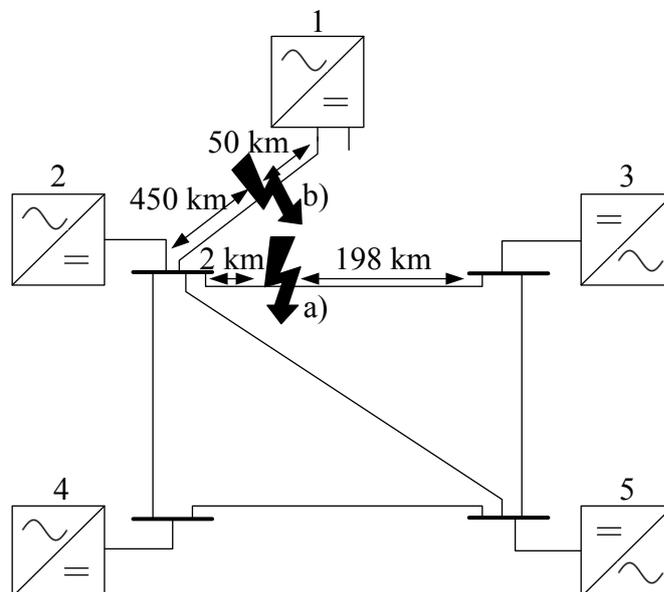


Abb. 4.18: Position der Fehlerorte: a) zwischen Knoten 2 und 3, b) zwischen Knoten 1 und 2

Die Detektionsergebnisse für den Fall a) sind in Abb. 4.19 zusammengefasst, aus der hervor geht, dass alle drei Fehlerarten durch das Detektionssystem richtig identifiziert und lokalisiert werden. Dabei wird der Fehlerzustand durch das ΔI -Kriterium beim Pol-Pol- und Pol-Erde-Kurzschluss ausschließlich durch die angrenzenden Knoten erkannt. Der

Erdschluss wird durch das ΔI -Kriterium zusätzlich am Knoten 5 registriert. Der fehlerbehaftete Pol wird für beide Erdfehler durch das ΔU -Kriterium verifiziert, wobei dieser im isoliert betriebenen Netz auch an weiter entfernten Umrichtern erkannt wird. Unabhängig von der Systemerdung identifiziert das I_E -Kriterium an jedem Netzknoten den Fehlerzustand. Da bei einem Pol-Erde-Kurzschluss ein deutlich höherer Strom auf der Verbindung zwischen Umrichtermittelpunkt und Erde als beim Pol-Erde-Erdschluss fließt (vgl. Kapitel 3.5), wird im starr geerdeten Netz der Schwellwert des I_E -Kriterium eher überschritten, weshalb der Fehlerzustand auch früher erkannt wird. Beispielweise wird der Pol-Erde-Fehler im betrachteten Testnetz an Knoten 2 bei starrer Systemerdung fast dreimal schneller als im isoliert betriebenen Energiesystem erkannt (vgl. Abb. 4.19 b) und Abb. 4.19 c)).

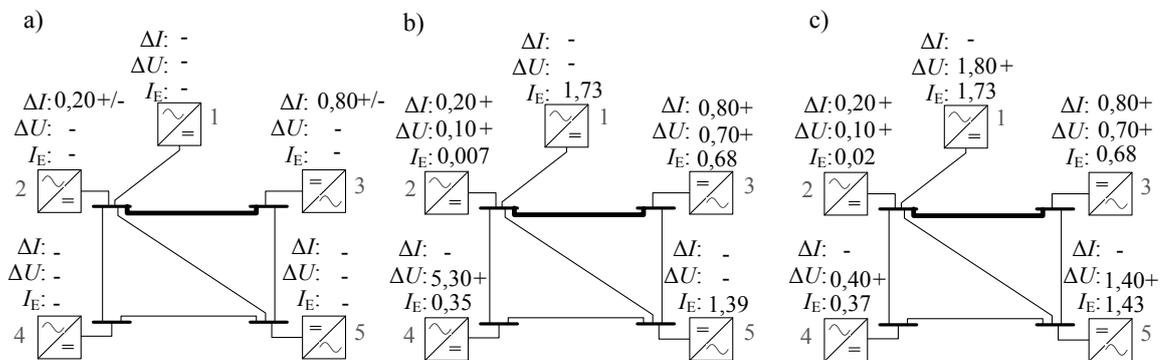


Abb. 4.19: Detektionsergebnisse umrichternaher Fehler zwischen Knoten 2 und 3: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss

Bei umrichternahen Fehlern ist es kritisch zu beurteilen, dass der Umrichter, der näher am Fehlerort lokalisiert ist, den Fehlerzustand viel früher als der weiter entfernte Umrichter erkennt. Damit ist dieser viel eher dazu in der Lage, den Fehlerklärungsprozess zu beginnen, sodass der gesamte Fehlerstrom auf den weiter entfernten Umrichter kommutiert. Dieses Problem wird durch die Schnelligkeit des vorgestellten Fehlerdetektionskonzepts umgangen. Bevor der Fehlerstrom durch den näheren Umrichter auf den weiter entfernten kommutiert, hat dieser bereits den Fehlerzustand erkannt und befindet sich im Fehlerklärungsprozess. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Ausschaltzeit beider Leistungsschalter am Anfang und Ende der Leitung gleich ist. Das Prinzip wird beispielhaft anhand der Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke in Abb. 4.20 verdeutlicht.

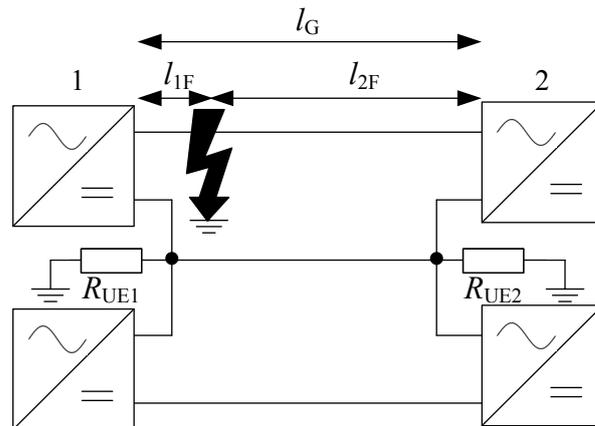


Abb. 4.20: Umrichternaher Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Tritt ein umrichternaher Fehler in einer Entfernung l_{1F} zum Umrichter 1 auf, wird dieser abhängig von der Abtastzeit nach einer Zeit von ungefähr l_{1F}/v detektiert, wobei v die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Leitung ist. Anschließend beginnt am Umrichter 1 die Fehlerklärung, die nach der Zeit $l_{1F}/v + t_{FK}$ abgeschlossen ist. Dabei ist t_{FK} die Fehlerklärungszeit, die unter Einsatz des in Kap. 2.5 erläuterten Hybridschalters 5 ms beträgt. Somit kommutiert der Fehlerstrom durch den Umrichter 1 frühestens nach einer Zeit von $l_{1F}/v + t_{FK} + l_G/v$ vollständig auf den Umrichter 2. Parallel detektiert der Umrichter 2 den Fehlerzustand nach einer Zeit von l_{2F}/v unabhängig vom Fehlerklärungsprozess am Umrichter 1. Dabei ist zu erkennen, dass diese Zeit, selbst unter der unrealistischen Annahme, dass t_{FK} null ist, immer kleiner als die Zeit ist, bis der Fehlerstrom durch den Umrichter 1 auf den Umrichter 2 kommutiert, da die folgenden Ungleichungen immer erfüllt werden:

$$\frac{l_{2F}}{v} < \frac{l_{1F}}{v} + t_{FK} + \frac{l_G}{v} \quad (4.9)$$

$$l_{2F} < 2 \cdot l_{1F} + l_{2F} \quad (4.10)$$

$$0 < 2 \cdot l_{1F} \quad (4.11)$$

Aus diesem Grund erkennt der weiter entfernte Umrichter den Fehlerzustand immer bevor der Fehlerstrom, der durch den näheren Umrichter fließt, auf diesen kommutiert. Die Kommutierung des Fehlerstroms beginnt frühestens, wenn sich der weiter entfernte Umrichter bereits im Fehlerklärungsprozess befindet.

Im nächsten Schritt wird der Fall b) nach Abb. 4.18 untersucht, dessen Detektionsergebnisse für die drei betrachteten Fehlerarten in Abb. 4.21 zusammengestellt sind.

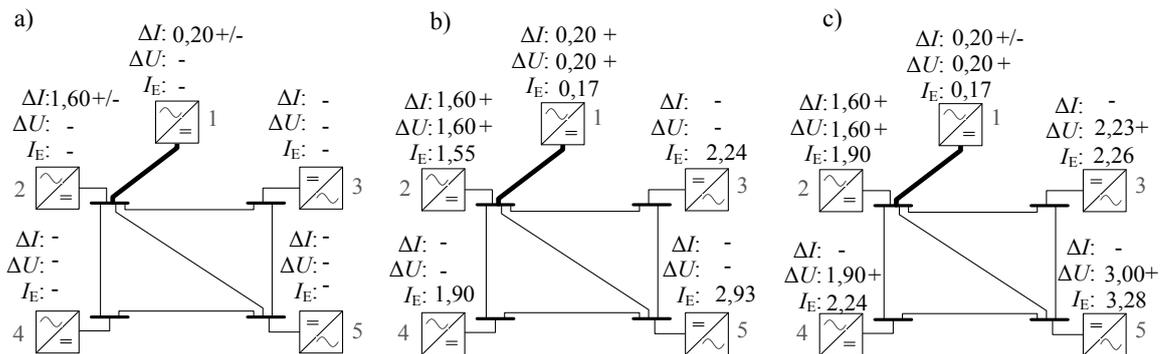


Abb. 4.21: Detektionsergebnisse Fehler zwischen Knoten 1 und 2: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss

Während die Fehlerart und die fehlerbehaftete Leitung beim Pol-Pol- und Pol-Erde-Kurzschluss richtig identifiziert werden, kommt es beim Erdschluss in Abb. 4.21 c) zur Fehldetektion. Zwar wird der Fehler am Knoten 1 durch das ΔI -Kriterium richtig identifiziert, doch wird dieser fälschlicherweise für einen Pol-Pol-Fehler gehalten. Dies liegt daran, dass bei einem einpoligen Erdfehler am Ende einer Stichleitung die ermittelten Stromanstiege ΔI auf dem positiven und negativen Pol vorzeichenunterschiedlich und betragsmäßig gleich groß sind, was nach Abb. 4.3 das Erkennungskriterium des Pol-Pol-Fehlers ist. Somit ist es am Ende von Stichleitungen im isoliert betriebenen Netz nicht möglich, den Pol-Pol-Fehler vom Pol-Erde-Fehler mittels des ΔI -Kriteriums zu unterscheiden. Eine Lösungsvariante dieses Problems besteht darin, die Fehlerlokalisierung in diesem Fall stärker mit dem ΔU -Kriterium zu wichten. Daraus folgt die Notwendigkeit, das Detektionskonzept in Abhängigkeit vom Schaltzustand des Netzes anzupassen.

4.5.6 Längsfehler

Im nächsten Schritt wird der Einfluss von Längsfehlern auf das Fehlerdetektionssystem untersucht. Solche Fehler werden nach Abschnitt 3.1 durch eine Ersatzstromquelle an der Fehlerstelle modelliert. Dabei entstehen keine stationären Überströme wie beim Pol-Pol- bzw. Pol-Erde-Kurzschluss, sondern ausschließlich transiente Stromschwingungen, die über die Verknüpfung mit dem Wellenwiderstand der Leitung Z_W auch zu Spannungsschwingungen führen. Im Gegensatz zum Pol-Erde-Erdschluss kommt es zu keiner Spannungsverschiebung im nicht vom Fehler betroffenen Teil des Netzes, sodass eine schnelle Fehleridentifikation zur Gewährleistung des Anlagenschutzes nicht zwingend erforderlich ist. Es wird gefordert, dass Längsfehler keine Fehlauslösungen auf benachbarten Leitungen verursachen, um die Empfindlichkeitsanforderung im Netz zu erfüllen. Dazu wird ein einpoliger Längsfehler auf dem positiven Pol der Übertragungsstrecke zwischen Umrichter 1 und 2 in einer Entfernung von 50 km vom ersten und von 150 km vom zweiten Umrichter initiiert. Für eine worst-case-Analyse wird angenommen, dass der Längsfehler

unendlich schnell eintritt. Dies ist in der Realität wegen der Leitungsinduktivitäten nicht möglich. In Abb. 4.22 a) sind die Detektionsergebnisse für ein Netz mit starrer und in Abb. 4.22 b) für ein System mit hochohmiger Betriebserdung vergleichend gegenübergestellt.

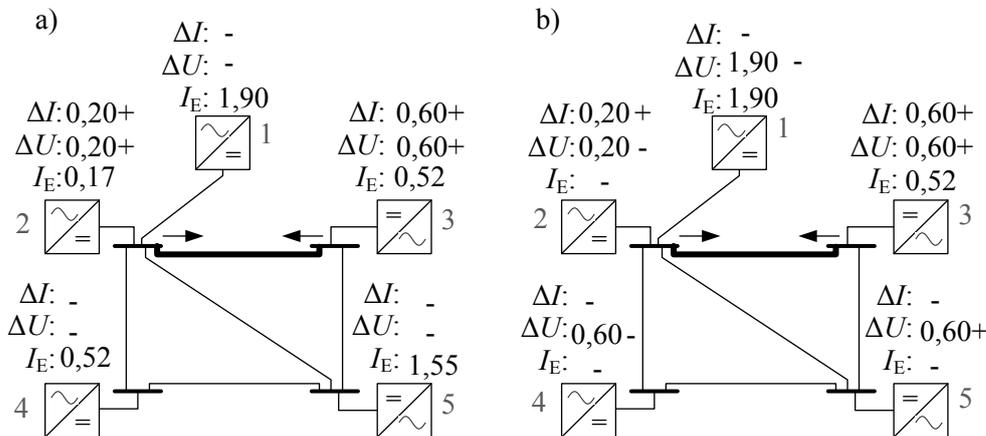


Abb. 4.22: Detektionsergebnisse Längsfehler: a) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, b) positiver Pol-Erde-Erdschluss

Aus Abb. 4.22 a) geht hervor, dass es im System mit starrer Betriebserdung zu keiner Fehldetektion gekommen ist. Die vom Fehler betroffene Leitung wurde durch das ΔI -Kriterium der angrenzenden Knoten richtig identifiziert, wobei eine Verifikation durch das ΔU -Kriterium erfolgte. Dabei wird ersichtlich, dass das Fehlerdetektionssystem in dieser Form nicht die Fähigkeit besitzt, zwischen einem Längs- und Querfehler zu unterscheiden. Wenn am Anfang und Ende jeder Leitung ein DC-Leistungsschalter installiert ist, ist dessen Auslösung im Längsfehlerfall nicht kritisch, da dieser Fehler bereits zu einer Versorgungsunterbrechung führt. Kritischer ist es zu beurteilen, wenn zur Fehlerklärung ein Netzteil oder das gesamte Netz heruntergefahren werden muss, da dies zu einem unnötigen kurzzeitigen Versorgungsausfall führt. Weiterhin ist in Abb. 4.22 b) ersichtlich, dass die fehlerbehaftete Leitung auch bei hochohmiger Ausführung der Umrichtermittelpunkte im Netz durch das ΔI -Kriterium richtig identifiziert wird. Auch wird der Fehlerzustand durch das ΔU -Kriterium erkannt. Negativ ist, dass die Detektionsauswerteeinheiten an den Knoten 1, 2 und 4 den falschen Pol als fehlerbehaftet einstufen. Das ist vor allem für den Knoten 2 kritisch, da sich an diesem die Ergebnisse aus dem ΔI - und ΔU -Kriterium hinsichtlich des betroffenen Pols widersprechen. Nach Abb. 4.22 b) würde neben dem tatsächlich fehlerbehafteten positiven Pol auch der gesunde negative Pol vom Energiesystem im Rahmen der Fehlerklärung isoliert werden. Allerdings ist es positiv zu beurteilen, dass es zu keiner Fehlauslösung auf einer benachbarten Leitung kommt, obwohl sich der Fehlerstrom im isolierten Netz über die fehlerbehaftete Leitung hinaus ausbreitet.

4.5.7 Betriebszustandswechsel

Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen untersucht, die Betriebszustandswechsel auf das Fehlerdetektionssystem haben. Zur Vermeidung der Überfunktion des gesamten Netzschutzsystems wird gefordert, dass diese nicht zur Fehlermeldung führen. Um dies zu überprüfen, wird für jeden Umrichter die Spannung von der unteren zur oberen Grenze des Spannungstoleranzbandes und umgekehrt, d.h. um jeweils $0,1 \cdot U_{DCn}$, sprungförmig geändert, während die restlichen Umrichter im Netz Nennspannung besitzen. Bei einem Arbeitspunktwechsel ändern sich die Ströme und Spannungen auf beiden Polen symmetrisch, sodass sie dieselbe Charakteristik wie die eines Pol-Pol-Fehlers aufweisen. Aus diesem Grund ist es ausschließlich notwendig, den Einfluss auf das ΔI -Kriterium zu untersuchen. In den Simulationen, auf die nicht weiter eingegangen wird, wird festgestellt, dass eine Betriebspunktänderung an keinem Umrichter zu einer Fehlauflösung führt, da der Auslöseschwellwert ΔI_{trig} viel höher als die maximal mögliche Stromänderung im Betriebsfall gewählt wurde (vgl. Kap. 4.2.1).

4.5.8 Netztrennung eines Umrichters

Im Folgenden wird der Einfluss analysiert, den die Trennung eines Umrichters beispielsweise wegen eines internen Fehlers vom HGÜ-Netz auf das Fehlerdetektionssystem ausübt. Um den Versorgungsausfall für das gesamte Energiesystem auf ein Minimum zu begrenzen, wird gefordert, dass dies zu keiner Auslösung des Leitungsschutzes führt. Es wird angenommen, dass die Netztrennung DC-seitig am Umrichter vor der DC-SS durch DC-Leistungsschalter realisiert wird. Dies entspricht einem zweipoligen Längsfehler auf der Verbindungsleitung zwischen Umrichter und DC-SS, der durch den Stromdifferentialschutz nicht erkannt wird, da dieser ausschließlich Querfehler detektiert. Da es sich um eine symmetrische Fehlerart handelt, bei der sich die Ströme auf beiden Polen gleichermaßen ändern, besteht die Gefahr, dass das Detektionssystem einen Pol-Pol-Fehler erkennt. Dieser Fehler ist ausschließlich durch das ΔI -Kriterium feststellbar, sodass ausschließlich der Einfluss auf dieses untersucht wird. Zuerst wird jeder Umrichter des Testnetzes im Basisfall (vgl. Abb. 4.10) nacheinander abrupt vom Energiesystem getrennt, sodass der Strom durch diesen unverzüglich Null wird. Obwohl das in der Realität auf Grund der Leitungs- und internen Umrichterinduktivitäten nicht möglich ist, wird dies im Rahmen einer Worst-Case-Analyse simulativ betrachtet. Die Analysen ergeben, dass die Trennung eines Umrichters vom HGÜ-Netz für den betrachteten Basisfall (vgl. Abb. 4.10) zu keiner Auslösung des Leitungsschutzes an Knoten führt, an denen mehr als eine abgehende Leitung installiert ist. Ausschließlich der Ausfall von Umrichter 1 bewirkt die Erkennung eines Pol-Pol-Fehlers am Umrichter 2 für die Verbindungsleitung zu Umrichter 1. Das ist in diesem Fall nicht kritisch, da wegen der Netztrennung des ersten Umrichters der Energiefluss auf dieser Leitung ohnehin unterbrochen ist. Vielmehr ist eine Isolation der Stickleitung vom restlichen System positiv zu bewerten, da so die Gefahr von

großen Spannungsgradienten und damit von Überströmen zwischen dem Netz und dem Ende der Stichleitung minimiert wird, wenn der Umrichter über die Regelung vom Netz getrennt wird.

Im nächsten Schritt werden die Parameter des Basissystems variiert. Dazu wird die Pol-Erde-Spannung am Umrichter 5 von 493 kV auf 491 kV reduziert, sodass sich der Strom durch diesen von rund 2,8 kA auf 4,1 kA betragsmäßig erhöht, womit sich der Umrichterstrom im Nennbereich befindet. Eine Netztrennung in diesem Betriebszustand führt zu einer Fehldetektion, indem auf allen benachbarten Leitungen ein Pol-Pol-Fehler erkannt wird. Diese Ergebnisse sind in Abb. 4.23 zusammengefasst. Da die Pol-Pol-Fehler vereinzelt nur an einem Ende der Leitung erkannt werden, zeigen Pfeile an jedem Knoten die als fehlerbehaftet identifizierten Leitungen an.

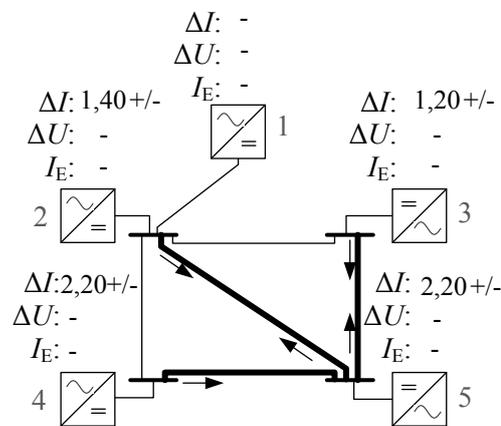


Abb. 4.23: Detektionsergebnisse Ausfall des Umrichter 5 bei erhöhtem Strom durch diesen

Aus den Untersuchungen geht hervor, dass die Fehldetektion durch Umrichternetztrennungen stark vom aktuellen Betriebs- und Schaltzustand des Netzes abhängt. Davon sind einerseits der Knoten des ausgeschalteten Umrichters und alle direkt benachbarten Knoten betroffen. Zur Umgehung dieses Problems ist es denkbar, die Auslösebefehle der Schaltgeräte am Umrichter mit denen auf der Leitung zu verknüpfen, sodass bei einer Umrichternetztrennung der Leitungsschutz blockiert wird. Diese Vorgehensweise würde allerdings nur die Fehldetektion an dem Knoten verhindern, an dem sich der Umrichter vom Netz abschaltet. Die benachbarten Knoten, in obigem Beispiel die Knoten 2, 3 und 4 (vgl. Abb. 4.23), würden dennoch fälschlicherweise einen Pol-Pol-Fehler erkennen, da es keine Informationsverbindung zwischen den einzelnen Messstandorten gibt. Um eine Fehldetektion in jedem Fall zu vermeiden, muss sichergestellt werden, dass der Strom nicht sprunghaft null wird. Das wird weitestgehend durch die Induktivitäten im Energiesystem gewährleistet. Wenn deren Wirkung nicht ausreichend ist, muss die Geschwindigkeit der Netztrennung angepasst werden. Sofern technisch umsetzbar, ist es denkbar, den Umrichterstrom nach einer vorgegebenen Funktion so zu Null zu führen, damit es zu keiner Fehldetektion kommt. Dabei ist mit einer maximalen Verzögerung, bis der Um-

richterstrom tatsächlich den Wert Null erreicht, im Bereich weniger Millisekunden zu rechnen. Letztendlich ist die Notwendigkeit solcher Maßnahmen vom Aufbau und Betriebszustand des Netzes abhängig und muss durch numerische Simulationen festgelegt werden.

4.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird ein Konzept zur Detektion von DC-Leitungsfehlern in ausgedehnten vermaschten HGÜ-Netzen vorgeschlagen. Dieses legt die in Kapitel 3 identifizierte Wanderwellencharakteristik der Fehlerströme zu Grunde und beseitigt die im Kapitel 2.4 identifizierten Schwächen bestehender Detektionsverfahren in HGÜ-Systemen.

Die Fehlerdetektion erfolgt dezentral vor Ort, sodass die Installation eines zum Netz parallelen Telekommunikationssystems, wie in [14] vorgeschlagen, nicht notwendig ist. Dadurch ist das vorgestellte Konzept sehr wirtschaftlich und zuverlässig, weil es nicht von der Verfügbarkeit der Informationsübertragung abhängt. Des Weiteren ist es mit dem vorgeschlagenen Fehlerdetektionskonzept möglich, die fehlerbehaftete Leitung konkret zu lokalisieren, sodass sie im Vergleich zu der in [16] beschriebenen Vorgehensweise bereits vor der Fehlerklärung bekannt ist. Damit ist es nicht zwingend erforderlich, dass sich das gesamte HGÜ-Netz an der Fehlerklärung beteiligt, sodass die Schnelligkeit des Netzschutzes erhöht wird. Mit dem beschriebenen Detektionskonzept werden Fehlerzustände innerhalb eines Bruchteils einer Millisekunde nach Ankunft der Fehlerstrom- bzw. -spannungswellen an den Messstandorten erkannt. Die Zeit, die sie von der Fehlerstelle zu diesen benötigen, ist von dem Fehlerort und der Übertragungstechnologie abhängig. Weiterhin ist das vorgeschlagene Detektionskonzept unabhängig von der Betriebsordnung des Energiesystems dazu in der Lage, Pol-Pol- und Pol-Erde-Fehler zu detektieren. Die Kernmethoden basieren auf den Kriterien: Änderungen der Leitungsströme (ΔI -Methode), Änderungen der Pol-Erde-Spannungen (ΔU -Methode) und dem Strom zwischen Umrichtermitelpunkt und Erde (I_E -Methode). In Tab. 4.2 ist zusammengefasst, welche Fehlerarten durch welche Kriterien an den entsprechenden Messstandorten detektierbar sind. Dabei ist ein angrenzender Knoten dadurch definiert, dass an ihn die fehlerbehaftete Leitung installiert ist, was bei einem entfernten Knoten nicht der Fall ist. Je weiter ein entfernter Knoten von der Fehlerstelle entfernt ist, umso geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass dieser den Fehler erkennt. Dies gilt vor allem für die ΔI -Methode im isolierten Netz. Weiterhin wird unter einem positiven/negativen Pol-Erde-Fehler ein Pol-Erde-Fehler auf dem positiven/negativen Pol der Übertragungsleitung verstanden.

Eine Auslösung des DC-Leitungsschutzes ist in erster Linie von den Ergebnissen dieser drei Konzepte abhängig, sofern zuvor ein Fehler im DC-Schaltfeld ausgeschlossen wurde. Die konkrete Entscheidungsbasis zur Schutzauslösung ist in Tab. 4.1 zusammengefasst, durch die eine hohe Empfindlichkeit erzielt wird.

Tab. 4.2: Zusammenfassung der Detektionsmöglichkeiten der ΔI -Methode, ΔU -Methode und I_E -Methode

	Pol-Pol-Fehler		positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler (starres DC-Netz)		positiver/ negativer Pol-Erde-Fehler (isoliertes DC-Netz)	
	angren- zender Knoten	entfernter Knoten	angren- zender Knoten	entfernter Knoten	angren- zender Knoten	entfernter Knoten
ΔI -Methode	✓	-	✓	-	✓	✓
ΔU - Methode	-	-	✓	-	✓	✓
I_E -Methode	-	-	✓	✓	✓	✓

Für den Fall, dass die Detektion mittels dieser drei Kriterien beispielsweise durch eine Störung versagt, wird die Zuverlässigkeit des Netzschutzsystems durch eine Reserve-schutzmethode gewährleistet. Mit dieser wird kontinuierlich der Betriebsbereich der Leitungsströme und Pol-Erde-Spannungen überprüft. Nach erfolgreicher Fehlerklärung und Freischaltung der fehlerbehafteten Leitung wird ein Verfahren zur Eingrenzung des Fehlerortes auf dieser vorgestellt. Dieses legt die Wanderwellencharakteristik der Fehlerströme zu Grunde und basiert auf der zeitlichen Messung aufeinanderfolgender Spannungswellenfronten.

Die Funktionalität des vorgestellten Konzepts wird für verschiedene Netz- und Betriebs-szenarien in numerischen Fallstudien nachgewiesen. Das Detektionskonzept ist unabhän-gig von der Technologie der Übertragungsleitungen, des Vermaschungsgrades des Net-zes, der Systemspannung, der Kopplung der Übertragungsleitungen, dem Fehlerort auf der Leitung und Betriebspunktwechseln. Die Wahrscheinlichkeit von Fehldetektionen ist vor allem in isoliert betriebenen Netzen bei Netztrennungen der Umrichter und Längsfeh-lern erhöht, wenn davon ausgegangen wird, dass der Strom auf der betroffenen Leitung unmittelbar Null erreicht. Dies ist in der praktischen Umsetzung auf Grund der Leitungs- und internen Umrichterinduktivitäten nicht möglich.

Zusammenfassend erfüllt das vorgestellte Fehlerdetektionskonzept für vermaschte ausge-dehnte HGÜ-Netze alle die in Drehstromsystemen etablierten Anforderungen an den Netzschutz, die als Entwurfsgrundlage für HGÜ-Schutzsysteme identifiziert wurden, hinsichtlich Schnelligkeit, Selektivität, Empfindlichkeit, Wirtschaftlichkeit und Zuverläs-sigkeit sehr gut.

5 Fehlerklärung

Das zentrale Ziel der Fehlerklärung in vermaschten HGÜ-Netzen ist die Isolation des im Rahmen der Fehlerdetektion identifizierten Betriebsmittels, um die Ausweitung des Fehlerzustandes und damit die Schädigung weiterer Netzkomponenten zu verhindern. In Netzen, deren Umrichter auf Halbbrückentechnologie basieren, ist der Einsatz von DC-Leistungsschaltern denkbar, die nach Kap. 2.5 zwar heutzutage noch sehr teuer, aber auch sehr selektiv sind. Da davon auszugehen ist, dass die Kosten solcher Schalter mit der Spannungsebene und dem Schaltvermögen steigen, wird im ersten Teil dieses Kapitels die Möglichkeit untersucht, den Fehlerstrom mittels Längsdrosseln zu begrenzen. Ein mögliches Anwendungsfeld eines vermaschten HGÜ-Netzes besteht in der Entlastung eines unterlagerten AC-Übertragungsnetzes. Aus diesem Grund wird im zweiten Teil dieses Kapitels der Einfluss der DC-Fehlerklärung mit und ohne DC-Leistungsschalter auf die Systemfrequenz und die AC-Leistungsflüsse in einem unterlagerten AC-Übertragungsnetz simulativ mit der SimPowerSystems-Toolbox in Matlab/Simulink untersucht.

5.1 Begrenzung des Fehlerstromanstiegs durch eine Drossel

Aus der Analyse in Kapitel 3.5 geht hervor, dass sowohl in starr, als auch in isoliert betriebenen Netzen mit Fehlerstromanstiegszeiten im Bereich mehrerer kA/ms zu rechnen ist. Das stellt hohe Anforderungen hinsichtlich Reaktionszeit und Schaltvermögen der zu installierenden Leistungsschalter, wobei die fehlenden natürlichen Nulldurchgänge zusätzlich die Fehlerklärung in DC-Systemen im Vergleich zu Drehstromsystemen erschweren. Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, ist es denkbar, den Fehlerstromanstieg di/dt unmittelbar nach Fehlereintritt zu begrenzen, sodass der Einsatz von DC-Leistungsschalter mit geringerem Schaltvermögen möglich wird. Dies ist vor allem im starr geerdeten Netzen zu präferieren, da in diesen stationäre Kurzschlussströme auftreten, die um ein Vielfaches höher als die Betriebsströme sind. Aus dem Abschnitt 3.5.3 geht hervor, dass der Fehlerstromanstieg im starr geerdeten Netz signifikant vom Induktivitätsbelag L' der Leitung abhängt. Um den Einfluss zusätzlicher Drosseln in den Leitungspfad zu untersuchen, wird beispielhaft am Anfang und Ende jedes Pols einer Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke eine Drossel längs in den Leitungspfad eingefügt (vgl. Abb. 5.1). Dabei wird angenommen, dass deren Induktivität L_D an allen vier Orten der DC-Verbindung gleich groß ist.

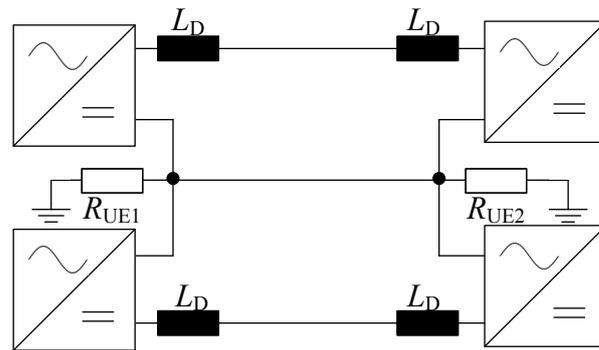


Abb. 5.1: Position der Strombegrenzungsdrosseln auf einer Punkt-zu-Punkt-Übertragungs-verbinding

Anschließend wird der Einfluss von L_D auf den Fehlerstromanstieg im Fehlereintrittsmoment mit Hilfe der im Abschnitt 3.4.2 hergeleiteten Gleichung beispielhaft für einen Pol-Erde-Kurzschluss ermittelt. Dazu wird L_D aller Drosseln in einem Bereich von 0 bis 100 % der gesamten Leitungsinduktivität L_G im System variiert. Diese besitzt im vorliegenden Fall einen Wert von 345,2 mH. Die restlichen Parameter des Systems entsprechen denen aus Abschnitt 3.5.1 und bleiben konstant. Der gewonnene Zusammenhang ist in Abb. 5.2 dargestellt. Daraus geht hervor, dass sich mit steigendem L_D der Fehlerstromanstieg stark reduziert, sodass sich die Zeit bis zum Einsetzen des Umrichterüberstromschutzes erhöht.

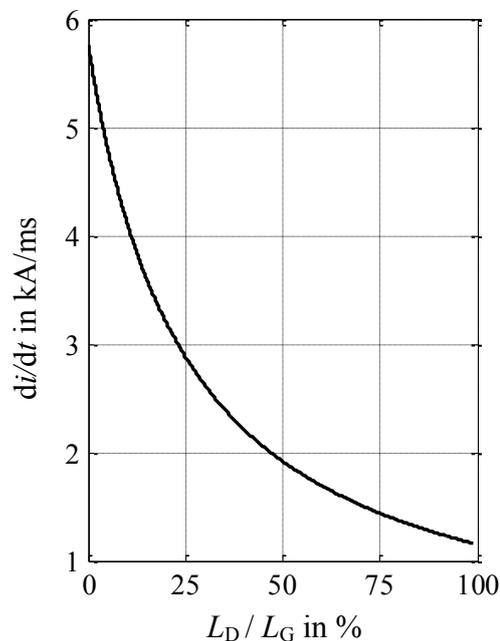


Abb. 5.2: Zusammenhang zwischen dem Stromanstieg di/dt beim Pol-Erde-Kurzschluss und der Induktivität L_D der Strombegrenzungsdrossel in Abhängigkeit von der gesamten Systeminduktivität L_G

Der Vorteil beim Einsatz von Längsinduktivitäten in den Leitungspfad besteht darin, dass sie im stationären Normalbetriebszustand keinen Einfluss auf die Leitungsströme haben.

Inwiefern solche Längsdrosseln die Dynamik der Umrichterregelung bei Betriebspunktwechseln negativ beeinflussen, wird in dieser Arbeit nicht diskutiert, muss aber in der praktischen Umsetzung berücksichtigt werden. Bei der Dimensionierung der Schaltgeräte ist zu beachten, dass diese Induktivitäten zusätzlich Energie im System speichern, die bei der Klärung zu beherrschen ist. Weiterhin üben diese Drosseln einen negativen Einfluss auf das in Kapitel 4 vorgestellte Fehlerdetektionskonzept aus, da nicht nur der Anstieg des gesamten Fehlerstromverlaufs, sondern auch der der Stromwellenflanken reduziert wird. Die vorgestellte ΔI -Methode basiert auf dem Stromanstieg, deren Werte aus der Differenz aufeinander folgender Abtastwerte ermittelt werden. Die dazu notwendige kleinstmögliche Abtastzeit orientiert sich wie in Kap. 4.2.1 beschrieben an dem Anstieg dieser Stromwellenflanken. Wird deren Abflachung auf Grund der Drosseln bei der Wahl der Abtastzeit nicht berücksichtigt, kommt es zur Unterfunktion des gesamten Netzschutzsystems, da der ermittelte Stromanstieg ΔI trotz Fehlerzustand kleiner als die kritische Grenze ΔI_{trig} ist. Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Schutzsystems zu gewährleisten, besteht eine Variante in der Erhöhung der Abtastzeit Δt . Alternativ ist es möglich, dieses Problem durch Herabsetzung des Schwellwertes ΔI_{trig} bei gleichbleibendem Δt zu umgehen. Während die erste Möglichkeit zu einer Verlangsamung der gesamten Fehlerdetektion führt, erhöht sich bei der zweiten Variante die Wahrscheinlichkeit der Überfunktion. Wahlweise ist es auch denkbar beide Varianten miteinander zu kombinieren. Letztendlich ist immer ein Kompromiss zwischen der Schnelligkeit bzw. der Empfindlichkeit und der Fehlerstrombegrenzung zu finden. Dieser ist abhängig von den verfügbaren Betriebsmitteln und Schaltgeräten und muss für jedes Netz fallspezifisch definiert werden.

5.2 Auswirkungen der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz

Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen der DC-Fehlerklärung auf die Systemfrequenz und die Leistungsflussverteilung in einem vermaschten unterlagerten AC-Netz untersucht. Dabei wird neben dem Freischalten der betroffenen DC-Leitung mittels DC-Leistungsschaltern, das Abschalten eines Teilnetzes bzw. des gesamten HGÜ-Netzes über die AC-seitigen Leistungsschalter oder die Umrichter selbst vergleichend gegenübergestellt.

5.2.1 Einführung und Systemmodell

Die in diesem Kapitel betrachteten elektrischen Netze sind in Abb. 5.3 dargestellt. Als vermaschtes AC-Netz wird die in [3] vorgeschlagene Struktur zu Grunde gelegt. Dieser wird das in Abschnitt 4.5.1 eingeführte DC-Netz überlagert, wobei die Verknüpfungspunkte durch die Nummerierung der Knoten in Abb. 5. vorgegeben sind.

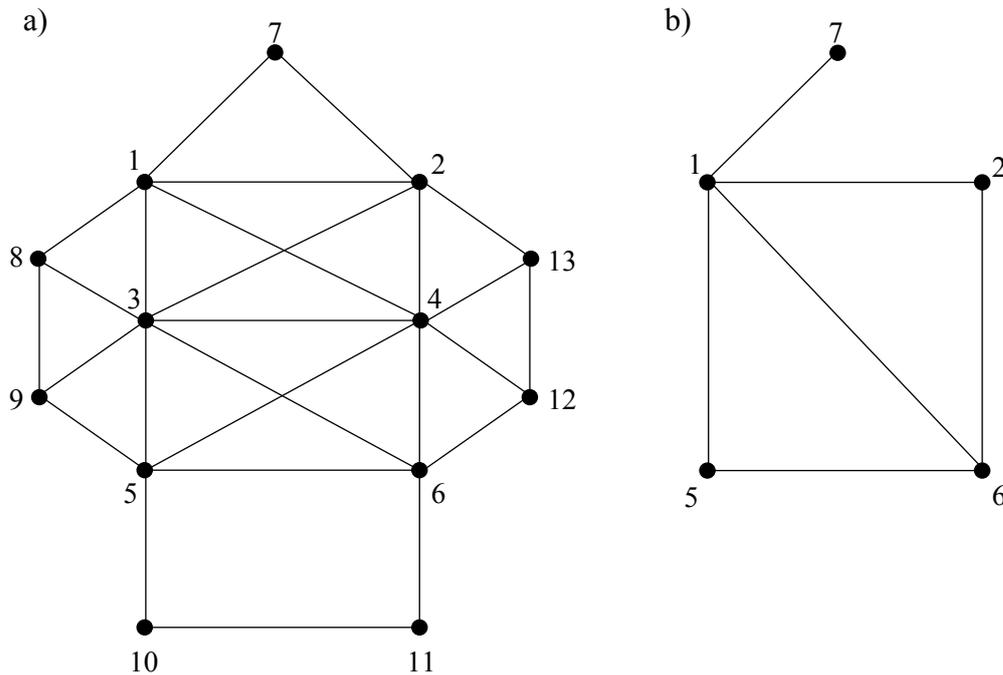


Abb. 5.3: Testnetze: a) AC-Netz, b) überlagertes DC-Netz, Verknüpfungspunkte sind durch die Knotennummerierung vorgegeben

Die Knotenleistungen des anfänglichen Betriebszustandes sind im Anhang in Tab. A.4 und die Leitungslängen im Anhang in Abb. A.3 zusammengefasst. Dabei entspricht die Vorzeichenregelung dem Verbraucherzählpfeilsystem aus der Sicht des AC-Netzes. Die verbleibende Leistung, die nicht zwischen der AC-Übertragungsnetzebene und dem HGÜ-Netz ausgetauscht wird, wird entweder in das unterlagerte Verteilernetz gespeist oder aus diesem bezogen. Nach abgeschlossener Fehlerklärung kommt es zu einer Neuaufteilung der Leistungsflüsse auf den DC-Leitungen, zwischen dem DC- und AC-Netz und auf den AC-Leitungen. Für eine Worst-Case-Analyse wird in dieser Arbeit auf die detaillierte Betrachtung der Umrichterregelung nach dem Fehlerklärungsprozess verzichtet. Im Normalbetriebszustand erfolgt diese entsprechend der in [3] erläuterten $P-U$ -Charakteristik. Für eine worst-case-Betrachtung wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die Leistungsänderung an den AC/DC-Knoten auf Grund des Ausfalls von DC-Leitungen, schlagartig umgesetzt wird. Abhängig von der Größe dieses plötzlichen Leistungsmangels bzw. -überschusses, führt dies zu einer kurzzeitigen Absenkung bzw. Erhöhung der Systemfrequenz an den betroffenen Knoten. Da anzunehmen ist, dass keine Kraftwerke und Verbraucher direkt an das HGÜ-Netz angeschlossen sind, bleibt die Energiebilanz im AC-Netz weitestgehend ausgeglichen, sodass die Frequenz ohne regelungstechnischen Einsatz wieder den Frequenzsollwert erreicht. Diese Betrachtungsweise ist ausschließlich unter Vernachlässigung der Leitungsverluste im DC-Netz zulässig. Für den Fall, dass Teile des HGÜ-Netzes ausfallen, herrscht ohne Anpassung der Erzeugungsleistung im AC-Netz ein Erzeugungsüberschuss, da das Drehstromnetz die Leistung zur Deckung der Netzverluste im DC-Netz bereitstellt. Da die DC-Netzverluste im Vergleich

zur übertragenen Leistung sehr klein sind, ist die daraus resultierende Frequenzerhöhung sehr gering. Daneben verändern sich die Leistungsflüsse auf den unterlagerten AC-Leitungen, wodurch ein vereinfachter Rückschluss auf die n-1-Sicherheit des AC-Systems möglich ist. Den Simulationsanalysen wird ein Mittelzeitmodell nach [3], das die Leistungs-Frequenz-Charakteristik berücksichtigt, zu Grunde gelegt.

5.2.2 Fehlerklärungsszenarien bei DC-Leitungsfehlern

Die Fehlerklärung in ausgedehnten vermaschten HGÜ-Netzen ist prinzipiell mit denen in Kap. 2.5 beschriebenen Methoden durchführbar. Soll auf den Einsatz von DC-Leistungsschaltern verzichtet werden, besteht eine Fehlerklärungsalternative über die ohnehin installierten AC-seitigen Leistungsschalter oder falls verfügbar über die Umrichterregelung bei Vollbrückenausführung. Dies erfordert in beiden Fällen ein vollständiges Herunterfahren des gesamten DC-Netzes. Eine Möglichkeit zur Freischaltung der fehlerbehafteten Leitung besteht dann durch den Einsatz günstiger und auf allen Leitungen installierten schnellen DC-Trennern. Abschließend wird das DC-Netz wieder unter Spannung gesetzt. Die Fehlerklärung über die ohnehin installierten AC-seitigen Leistungsschalter ist zwar sehr wirtschaftlich, da diese den Einsatz von kostengünstigeren Umrichtern basierend auf Halbleitertechnologie ermöglichen, aber sie ist auch mit einer geringen Schnelligkeit und Selektivität während der Fehlerklärung verbunden. Das Schnelligkeitsdefizit wird in räumlich begrenzten Netzen durch die Fehlerklärung über die Umrichter in Vollbrückenausführung umgangen, da die Regelung einen kleineren Zeitbereich umfasst. Da für beide Arten der Fehlerklärung die Beteiligung des gesamten DC-Netzes notwendig ist, ist deren Anwendung in ausgedehnten Netzen mit Übertragungslängen von über hundert Kilometern, kritisch zu beurteilen. Da die Ausbreitungsverhältnisse der Fehlerströme und -spannungen nicht vernachlässigbar sind, registrieren von der Fehlerstelle weit entfernte Umrichter den Fehlerzustand viel später, was zu einer Verzögerung des gesamten Fehlerklärungsprozesses führt. Dieses Problem wird durch den Einsatz von DC-Leistungsschaltern umgangen, die die höchste Selektivität gewährleisten, wenn sie am Anfang und Ende jeder Leitung installiert sind. Da dies sehr kostenintensiv ist, ist ein denkbarer Ansatz, das gesamte HGÜ-Netz in mehrere Teilnetze zu unterteilen, was die Anzahl der notwendigen Leistungsschalter deutlich reduziert. Eine solche Vorgehensweise wird beispielsweise in [16] vorgeschlagen. Der Schutz innerhalb dieser Teilnetze könnte beispielsweise mit dem kostengünstigeren Fehlerklärungskonzept über die AC-seitigen Leistungsschalter realisiert werden, sodass ein Kompromiss zwischen der Selektivität und der Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Zusammenfassend werden in dieser Arbeit folgende Fehlerklärungskonzepte gegenübergestellt:

- 1) Fehlerklärung durch Herunterfahren des gesamten HGÜ-Netzes
- 2) Fehlerklärung durch Herunterfahren eines Teilnetzes
- 3) Fehlerklärung durch Ausschalten der betroffenen Leitung

Dabei wird Fall 1) entweder über die AC-seitigen Leistungsschalter oder die Umrichterregelung bei Vollbrückenausführung realisiert.

5.2.3 Vergleichende numerische Fallstudie

Im folgenden Abschnitt werden die Einflüsse der drei in Abschnitt 5.2.2 erläuterten Fehlerklärungskonzepte auf das in Kap. 5.2.1 eingeführte unterlagerte AC-System vergleichend gegenübergestellt. Für den Fall 2) ist die Position der DC-Leistungsschalter im verwendeten HGÜ-Simulationsnetz in Abb. 5.4 dargestellt, sodass eine Aufteilung in zwei Netzschutzzone resultiert. Für den Fall 3) wäre es notwendig, an zwölf Stellen im HGÜ-Netz Leistungsschalter zu installieren. Aus Abb. 5.4 geht hervor, dass sich diese Anzahl für den Fall 2) auf sechs Standorte halbiert.

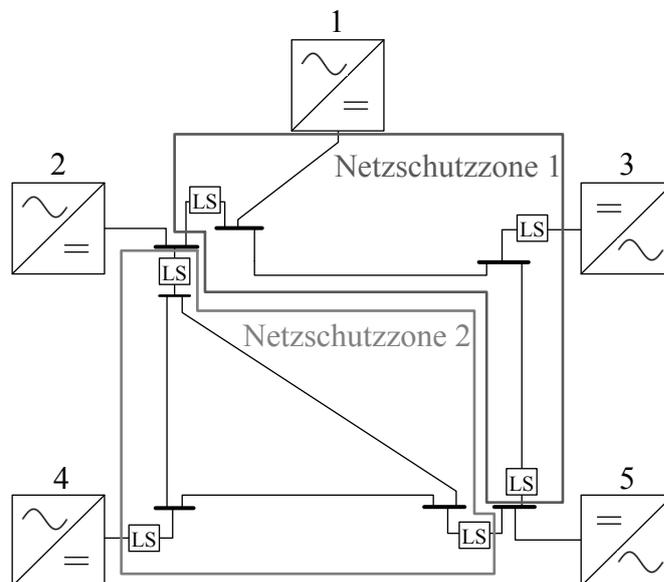


Abb. 5.4: Aufteilung der Netzschutzzone und Position der DC-Leistungsschalter (LS) im Fall der Fehlerklärung durch das Abschalten eines Teilnetzes

Im Folgenden wird der Worst-Case der Auswirkungen der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz zu untersucht. In der praktischen Umsetzung werden nach der Isolierung der fehlerbehafteten Leitung durch die Methoden 1) und 2) die ausgeschalteten fehlerfreien Leitungen wieder zugeschaltet, sodass sie wieder dem Energietransport zur Verfügung stehen. Diese erneute Zuschaltung wird nicht berücksichtigt.

In der Simulation wird ein DC-seitiger Pol-Erde-Fehler auf der Übertragungsstrecke zwischen Knoten 2 und 3 nach Abb. 5.3 b) untersucht. Für das Konzept 2) bedeutet dies, dass die Netzschutzzone 1 vom Gesamtsystem isoliert wird. Die sich unter diesen Umständen ergebenden Leistungsänderungen an den Knoten sind für die betrachteten drei Fehlerklärungsszenarien in Tab. A.5 zusammengefasst. Als Maß für die Systemstabilität des unterlagerten AC-Netzes wird die Frequenz an den AC/DC-Knoten 1, 2, 5, 6 und 7 auf Grund dieser Systemstörung analysiert. Die Verläufe für die betrachteten drei Fehlerklärungsszenarien sind in Abb. 5.5 zusammengefasst.

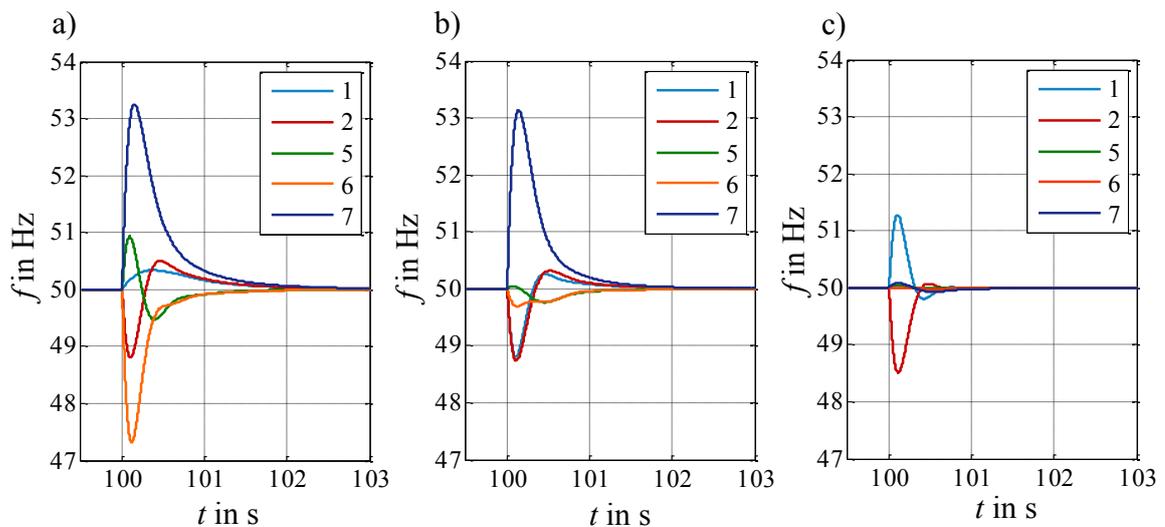


Abb. 5.5: Frequenzverläufe an den jeweiligen Knoten im unterlagerten AC-Netz nach der DC-Fehlerklärung (vgl. Abb. 5.3): Abschalten a) des gesamten DC-Netzes (Fall 1)), b) der Netzschutzzone 1 (Fall 2)), c) der fehlerbehafteten DC-Leitung (Fall 3))

Aus den Kennlinien geht hervor, dass sich die Frequenz nach einem transienten Verlauf auf den Ausgangswert von 50 Hz vor Beginn des Fehlers einstellt. Die kurzzeitige absolute Frequenzabweichung ist umso stärker und länger ausgeprägt, je mehr Teile des HGÜ-Netzes von der Fehlerklärung betroffen sind. Während bei der Fehlerklärung durch Abschalten des gesamten Netzes 1 p.u. der über das DC-Netz übertragenen Leistung wegfällt, sind es beim Abschalten eines Teilnetzes nur 0,65 p.u.. Wird ausschließlich die fehlerbehaftete DC-Leitung vom Netz isoliert, entfallen 0,39 p.u. der zuvor übertragenen Leistung. Diese Werte sind stark arbeitspunktabhängig.

Neben der Frequenz wird die Leistungsflussänderung auf den unterlagerten AC-Leitungen untersucht. Diese ergibt sich aus dem Betrag der Leistungsdifferenz vor Fehlereintritt und nach Fehlereintritt und ist für die diskutierten Fehlerklärungsszenarien in Abb. 5. zusammengefasst. Auch die Veränderung dieser Leistungsflüsse ist stark arbeitspunktabhängig. Im betrachteten Beispiel ist die Auswirkung am stärksten, wenn für die DC-Fehlerklärung das gesamte HGÜ-Netz heruntergefahren wird (vgl. Abb. 5. a)). Dabei verändern sich die Leistungsflüsse auf den AC-Leitungen um zum Teil mehr als 500

MW, was die Wahrscheinlichkeit von Spannungsinstabilitäten und n-1-Verletzungen erhöht. Wird ausschließlich die fehlerbehaftete Leitung vom Gesamtsystem isoliert, wirkt sich das am stärksten auf die im AC-System parallel verlaufende Leitung aus, was in diesem Fall der Verbindung zwischen Knoten 1 und 2 entspricht (vgl. Abb. 5. c)). Zwar ändern sich auch in diesem Fall die Leistungsflüsse auf den angrenzenden Leitungen um mehrere hundert MW, doch sind die Auswirkungen auf das gesamte Netz nicht so stark wie in Abb. 5. a).

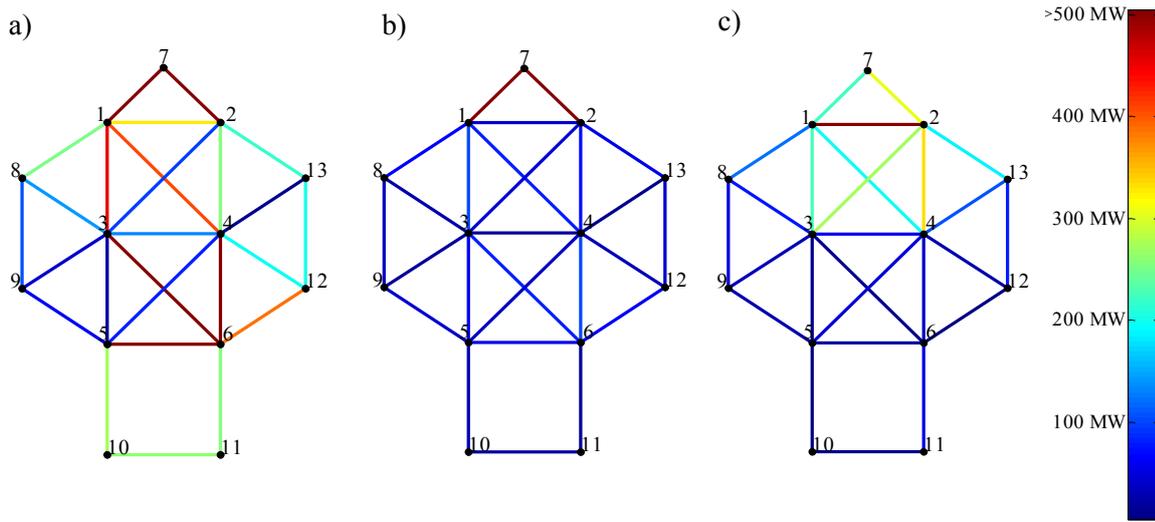


Abb. 5.6: Änderung der Leistungsflüsse auf den unterlagerten AC-Leitungen nach der DC-Fehlerklärung: Abschalten a) des gesamten DC-Netzes (Fall 1)), b) der Netzschutzzone 1 (Fall 2)), c) der fehlerbehafteten DC-Leitung (Fall 3))

In Abb. 5. b) sind die Leistungsflussänderungen für den Fall dargestellt, dass ausschließlich ein Teil des HGÜ-Netzes zur Fehlerklärung heruntergefahren wird. Im Vergleich zu den Abbildungen a) und c) sind die Auswirkungen auf das gesamte System geringer, wobei die Leitungen zwischen dem Knoten 7 und 1 bzw. 2 sehr stark belastet werden. Aus dieser Darstellung geht hervor, dass der Einfluss der DC-Fehlerklärung auf die Leistungsflussverteilung in einem unterlagerten AC-Netz sehr stark arbeitspunktabhängig ist.

Zusammenfassend geht aus den durchgeführten Analysen hervor, dass die Auswirkung der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes vermaschtes AC-Netz stark vom Betriebszustand vor Fehlereintritt abhängig ist. Die Tendenz besteht darin, dass der Einfluss umso größer ist, je mehr Teile des HGÜ-Netzes zur Fehlerklärung abgeschaltet werden.

5.3 Zusammenfassung

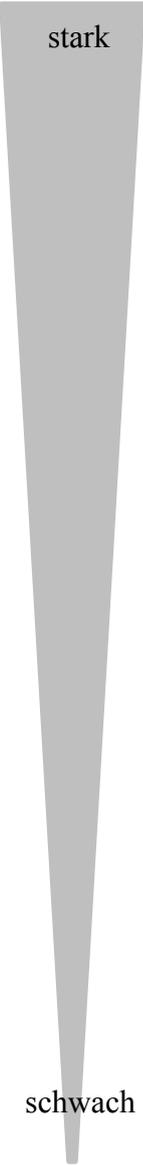
Im vorangegangenen Kapitel werden verschiedene Möglichkeiten zur Klärung von DC-Leitungsfehlern in vermaschten HGÜ-Netzen diskutiert. Für den Fall, dass DC-Leistungsschalter eingesetzt werden, müssen diese wegen der großen Fehlerstromgradienten ein hohes Schaltvermögen besitzen. Es wird gezeigt, dass durch die gezielte Installation von Längsdrosseln in den Leitungspfad der Fehlerstromanstieg signifikant reduziert wird, sodass auch der Einsatz von DC-Leistungsschaltern mit geringerem Schaltvermögen möglich ist. Kritisch ist zu beurteilen, dass diese Drosseln zusätzliche Energie im Netz speichern, die ebenfalls durch die Schaltgeräte zu beherrschen ist und damit einen negativen Einfluss auf die Ausschaltzeit hat. Auch wird gezeigt, dass diese Induktivitäten bei der Parametrierung des Fehlerdetektionssystems zu berücksichtigen sind. Damit ist es notwendig, abhängig von den Betriebsmitteln im Netz, einen Kompromiss zwischen der Schnelligkeit und Empfindlichkeit der Fehlerdetektion und dem Einsatz von Leistungsschaltern mit geringerem Schaltvermögen zu finden.

Im zweiten Teil werden verschiedene DC-Fehlerklärungsszenarien diskutiert, deren Vor- und Nachteile in Tab. 5.1 gegenübergestellt sind. Da ein vermaschtes Overlay-HGÜ-Netz unter anderem einen Beitrag zur Entlastung eines bestehenden Drehstromnetzes leisten soll, wird der Einfluss der DC-Fehlerklärung auf ausgewählte Kenngrößen des AC-Systems simulativ für einen Arbeitspunkt untersucht. Die Tendenz der gewonnenen Ergebnisse ist ebenfalls in Tab. 5.1 zusammengefasst.

Unter Einbeziehung von worst-case-Annahmen geht hervor, dass die Beeinflussung des AC-Netzes durch die DC-Fehlerklärung stark vom Betriebszustand des Energiesystems vor Fehlereintritt abhängt. In der Tendenz ist die Auswirkung umso größer, je größer der Teil des DC-Netzes ist, der sich an der Fehlerklärung beteiligt. Dabei wird gezeigt, dass die DC-Fehlerklärung neben einer Neuaufteilung der Leistungsflüsse auf den unterlagerten AC-Leitungen einen vorübergehenden Einfluss auf die Systemfrequenz hat. Da an das HGÜ-Netz weder Kraftwerke noch Verbraucher direkt angeschlossen sind, bleibt die Energiebilanz insgesamt erhalten, sodass die Frequenz nach kurzer Zeit ohne regelungstechnischen Einsatz wieder ihren Sollwert erreicht. Diese Betrachtungsweise ist nur gültig, wenn DC-Netzverluste vernachlässigt werden, andernfalls steigt die Frequenz stationär geringfügig proportional zur abgeschalteten Leitungslänge an.

Analysen, wie sie in diesem Kapitel ausgeführt werden, bieten neben den Grenzen verfügbarer Betriebsmittel eine Entscheidungsgrundlage zur Wahl eines passenden Fehlerklärungskonzepts und müssen fallspezifisch für jedes HGÜ-Netz durchgeführt werden. In weiterführenden Betrachtungen ist eine detailliertere Interaktion zwischen dem AC- und DC-Netz im Fall von DC-Leitungsfehlern zu untersuchen.

Tab. 5.1: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der betrachteten Fehlerklärungszenarien und deren prinzipieller Einfluss auf ein unterlagertes AC-System

Fehlerklärungs-szenarien		Vorteile	Nachteile	Auswirkung auf das AC-Netz - Tendenz
Ausschalten des gesamten HGÜ-Netzes über...	AC-LS	<ul style="list-style-type: none"> • kostengünstig • keine zusätzliche Installation DC-seitiger Betriebsmittel 	<ul style="list-style-type: none"> • während Fehlerklärung nicht selektiv • langsam • begrenzter Einsatz in ausgedehnten Netzen 	 <p>stark</p> <p>schwach</p>
	Umrichter (Vollbrücke)	<ul style="list-style-type: none"> • schnell • keine Installation von zusätzlichem Schutzequipment 	<ul style="list-style-type: none"> • kostenintensiv • während Fehlerklärung nicht selektiv • begrenzter Einsatz in ausgedehnten Netzen 	
Ausschalten eines Teilnetzes		<ul style="list-style-type: none"> • Kompromiss hinsichtlich Schnelligkeit, Selektivität und Wirtschaftlichkeit • einsetzbar in ausgedehnten Netzen 	<ul style="list-style-type: none"> • kostenintensiv durch den Einsatz von DC-LS • Verfügbarkeit der DC-LS in der notwendigen Spannungs- und Leistungsklasse noch nicht abschließend erklärt 	
Ausschalten der fehlerbehafteten Leitung		<ul style="list-style-type: none"> • Sehr selektiv • einsetzbar in ausgedehnten Netzen 	<ul style="list-style-type: none"> • sehr kostenintensiv • Verfügbarkeit der DC-LS in der notwendigen Spannungs- und Leistungsklasse noch nicht abschließend erklärt 	

6 Zusammenfassung und Ausblick

Weltweit werden verschiedene Projekte zum Aufbau von HGÜ-Netzen zur Integration verbraucherferner regenerativ erzeugter Energie diskutiert [1], [2]. Dies geht einher mit einer Entlastung bestehender unterlagerter Drehstromnetze [3]. Beispielsweise erhöhen sich zukünftig mit der zunehmenden Integration verbraucherferner regenerativer Energieerzeugungsanlagen in den europäischen Kraftwerkspark die Entfernungen zwischen den Last- und Erzeugungszentren im europäischen Verbundsystem [4], [5]. Im Zusammenspiel mit dem steigenden Energiebedarf in Europa führt dies zu Engpässen im bestehenden Übertragungsnetz, das schon heute an seinen Grenzen betrieben wird [4], [6]. Es besteht die für Europa neue Aufgabe des Transports großer Energiemengen über lange Distanzen. Neben Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen des bestehenden Drehstromnetzes, ist die Integration eines zumindest in den Grenzen Europas vermaschten HGÜ-Netzes in Form einer neuen übergeordneten Spannungsebene ein möglicher Lösungsansatz.

Ein solches HGÜ-Netz stellt dann das Rückgrat der elektrischen Energieversorgung dar und muss nicht zuletzt aus diesem Grund hochverfügbar betrieben und redundant ausgeführt sein. Dem Netzschutz des HGÜ-Netzes kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Die Anwendung bestehender AC-Schutzkonzepte in einem vermaschten HGÜ-Netz ist auf Grund der fehlenden natürlichen Nulldurchgänge und starken Gradienten der DC-Fehlerströme gegenüber den AC-Fehlerströmen nicht möglich, sodass der Entwurf neuer Schutzkonzepte erforderlich ist. Die Entwurfsgrundlage bilden die in Drehstromsystemen bewährten und etablierten Anforderungen an Netzschutzsysteme hinsichtlich Zuverlässigkeit, Schnelligkeit, Empfindlichkeit, Selektivität und Wirtschaftlichkeit.

Die Basis zur Entwicklung von Fehlerdetektions- und -klärungsprozessen ist die Kenntnis der Größenordnung und Charakteristik der Fehlerströme. Aus Kapitel 2.3 geht hervor, dass heute noch kein allgemeingültiges Verfahren zur Berechnung von Netzfehlern in HGÜ-Systemen normativ festgehalten ist. In der IEC 61660-1 wird ausschließlich eine Vorgehensweise zur Kurzschlussstromberechnung in DC-Eigenbedarfsanlagen beschrieben. Diese ist nicht auf HGÜ-Netze erweiterbar, da weder die Parameter der Übertragungsleitungen, noch die räumliche Ausdehnung des Systems berücksichtigt werden. Damit Fehler in HGÜ-Systemen zuverlässig, empfindlich, schnell und selektiv geklärt werden können, muss ein Fehlerdetektionssystem zur Verfügung stehen, das eben diese Anforderungen erfüllt. Aus Abschnitt 2.4 geht hervor, dass die in der Literatur vorgeschlagenen Verfahren zur Detektion von DC-Leitungsfehlern in HGÜ-Systemen diesen Ansprüchen nicht gerecht werden, da ein HGÜ-Fehlerdetektionskonzept telekommunikationslos und von der DC-Fehlerklärung entkoppelt sein muss. Da Overlay-HGÜ-Netze zur Entlastung unterlagerter Drehstromsysteme beitragen sollen, ist es notwendig, die Auswirkung der DC-Fehlerklärung auf diese zu untersuchen. Dafür wird in Abschnitt 2.5 der Stand der Technik zur Fehlerklärung in HGÜ-Systemen erläutert. Die in Kapitel 2

aufgezeigten Problemstellungen sind der Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit, in der Verfahren zur Berechnung, Detektion und Klärung von Netzfehlern in vermaschten ausgedehnten HGÜ-Netzen entworfen und bewertet werden. Der Fokus liegt dabei auf den DC-Leitungsfehlern.

In Kapitel 3 wird gezeigt, dass die Fehlerströme und -spannungen in vermaschten HGÜ-Netzen eine Wanderwellencharakteristik besitzen, die durch steile Strom- bzw. Spannungsflanken charakterisiert ist und bei der messtechnischen Ermittlung dieser Größen berücksichtigt werden muss. Der Verlauf der resultierenden Fehlerströme ist abhängig von der Betriebserdung des Netzes. Im starr geerdeten Netz wird der Fehlerstrom als Kurzschlussstrom bezeichnet und durch die Umrichter gespeist. Dieser besitzt einen aperiodischen Verlauf und kann abhängig von den Systemparametern bis zu hundertmal größer als der Betriebsstrom sein. In der praktischen Umsetzung werden solche Werte auf Grund des internen Umrichterüberstromschutzes nicht erreicht. Wird das Energiesystem isoliert betrieben, wird der Fehlerstrom als Erdschlussstrom bezeichnet und durch die in den Leitungskapazitäten gespeicherte Energie erzeugt. Während er in Freileitungs- und kleinen Kabelnetzen einen schwingungsförmigen Verlauf besitzt, ist er in ausgedehnten Kabelnetzen aperiodisch. Der Unterschied zum Kurzschlussstrom besteht darin, dass der stationäre Endwert in jedem Fall null ist. Der transiente Maximalwert des Erdschlussstroms ist stark von der Systemausdehnung abhängig. Er ist bis zu zehnmals größer als der Betriebsstrom. Im Gegensatz dazu ist der Fehlerstromgradient unabhängig von der Betriebserdung des Netzes und erreicht bei hohen Spannungen und kleinen Induktivitätsbelegen eine Größenordnung von bis zu 10 kA/ms. Die in Abschnitt 3.5 gewonnenen Erkenntnisse aus einer Einflussgrößensensitivitätsanalyse verdeutlichen die erhöhten Anforderungen an HGÜ-Netzschutzsysteme gegenüber AC-Schutzsystemen vor allem hinsichtlich der Schnelligkeit.

Aus den gewonnenen Erkenntnissen hinsichtlich der DC-Fehlerströme wird in Kapitel 4 ein telekommunikationsloses, von der Fehlerklärung entkoppeltes Detektionskonzept entworfen, das die Wanderwellencharakteristik der Fehlerströme zu Grunde legt. Die Kernmethoden basieren auf den Kriterien: Änderungen der Leitungsströme (ΔI -Methode), Änderungen der Pol-Erde-Spannungen (ΔU -Methode) und dem Strom zwischen Umrichtermittelpunkt und Erde (I_E -Methode). Dabei wird die Schutzauslösung erst initiiert, wenn alle drei Kriterien die zuvor je Fehlerart definierten Detektionsergebnisse erzielen, was die Überfunktion des Schutzsystems verhindert. Um die Wahrscheinlichkeit einer Unterfunktion auf Grund defekter Messgeräte zu minimieren, wird vorgeschlagen, alle notwendigen Messgeräte doppelt auszuführen. Für den Fall, dass die Detektion mittels dieser drei Kriterien durch eine andere Störung versagt, wird die Zuverlässigkeit des Netzschutzsystems durch eine Reserveschutzmethode gewährleistet. Diese überprüft kontinuierlich die Betriebsbereiche der Ströme und Spannungen im Energiesystem und initiiert die Schutzauslösung in Abhängigkeit von definierten Kennlinien. Nach erfolgreicher Fehlerklärung und Freischaltung wird in Abschnitt 4.3 ein Verfahren zur Eingren-

zung des Fehlerortes auf der fehlerbehafteten Leitung vorgestellt. Die Funktionalität des hier vorgeschlagenen Fehlerdetektionskonzepts wird in numerischen Fallstudien für verschiedene Netz- und Betriebszustände nachgewiesen. Dieses Konzept ist sehr schnell, da Fehlerzustände bereits in einem Bruchteil einer Millisekunde nach dem Eintreffen der ersten Fehlerstrom- bzw. -spannungswellen detektiert werden. Die Selektivitäts- und Empfindlichkeitsanforderung werden dadurch erfüllt, dass vor einer Schutzauslösung für jede Fehlerart spezifische Kriterien erfüllt sein müssen. Die Zuverlässigkeit wird durch das beschriebene Reserveschutzkonzept und den Verzicht eines parallelen Telekommunikationssystems, was ebenfalls der Wirtschaftlichkeitsanforderung gerecht wird, gewährleistet.

Im letzten Teil der Arbeit werden in Kapitel 5 verschiedene Konzepte zur DC-Fehlerklärung analysiert und bewertet. Dabei wird gezeigt, dass eine Beeinflussung der Fehlerströme mittels in den Leitungspfad installierten Längsdrosseln prinzipiell möglich ist, wobei diese zusätzliche Energie im System speichern, die durch die Schaltgeräte zu beherrschen ist. Zudem wird der Einfluss der DC-Fehlerklärung auf ein unterlagertes AC-Netz für den Fall untersucht, dass sich entweder das gesamte HGÜ-Netz, ein Teilnetz oder nur die fehlerbehaftete Leitung beteiligt. Unter Einbeziehung von worst-case-Annahmen ist diese Beeinflussung stark vom Betriebszustand des Energiesystems vor Fehlereintritt abhängig. In der Tendenz ist die Auswirkung umso größer, je größer der Teil des DC-Netzes ist, der sich an der Fehlerklärung beteiligt. Dabei wird gezeigt, dass die DC-Fehlerklärung neben einer Neuaufteilung der Leistungsflüsse auf den unterlagerten AC-Leitungen einen vorübergehenden Einfluss auf die Systemfrequenz hat. Analysen dieser Art sollten fallspezifisch für jedes HGÜ-Netz und für verschiedene Arbeitspunkte durchgeführt werden, da sie eine mögliche Entscheidungsgrundlage zur Wahl passender Fehlerklärungskonzepte bieten.

Zusammenfassend gibt diese Arbeit einen Einstieg in die Berechnung und Charakterisierung von DC-Fehlerströmen in vermaschten ausgedehnten HGÜ-Netzen, deren Detektion und Klärung. Weiterer Forschungsbedarf ist vor allem hinsichtlich der Interaktion zwischen AC- und DC-Systemen im Fehlerfall zu sehen. Dabei ist zu klären, welchen Einfluss die Sternpunktbehandlung im Drehstromsystem auf Fehler mit Erdberührung im DC-System und deren Detektion hat. Weiterhin ist zu analysieren, inwiefern sich Fehler im AC-Netz auf die Leitungsströme und Fehlerdetektion im DC-System auswirken. Auch ist die Charakteristik von Fehlern zwischen dem AC- und DC-Netz zu untersuchen, wenn beispielsweise eine leitfähige Verbindung zwischen beiden auf einem Mast lokalisierten Übertragungssystemen entsteht. Weitere Forschungsansätze sind hinsichtlich einer weiterführenden Betrachtung des Einflusses von DC-Fehlern auf die Systemstabilität des unterlagerten AC-Netzes und das Verhalten des Umrichters und seiner Regelung im Fehlerfall zu sehen.

7 Literaturverzeichnis

- [1] DESERTEC Foundation, [Online], <http://www.desertec.org/>, Stand: 18.10.2013.
- [2] Atlantic Wind Connection backbone transmission projekt, [Online], <http://atlanticwindconnection.com/>, Stand: 18.10.2013.
- [3] Marten, A.-K.: *Integration der Betriebsführung eines HGÜ-Overlay-Netzes in die Leistungs- Frequenz-Regelung eines Drehstromverbundnetzes*, Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik, Universitätsverlag Ilmenau, ISBN: 978-3863600389, Ilmenau, 2012.
- [4] Barth, P (Amprion): *Netzentwicklung in Deutschland und Europa*, 2010, [Online], http://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/2010_Elektrizitaetsnetze/Vortraege/02_Barth.pdf, Stand: 18.10.2013.
- [5] Ergun, H.; Beerten, J.; van Hertem, D.: *Building a New Overlay Grid for Europe*, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- [6] Ahmed, N.; Norrga, N.; Nee, H.-P.; Haider, A.; van Hertem, D.; Zhang, L. und Harnefors, L.: *HVDC SuperGrids with Modular Multilevel Converters - the Power Transmission Backbone of the Future*, IEEE 9th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, 2012.
- [7] Görner, R. (ABB), *Technologien für Gleichstrom-Overlay-Netze*, Ladenburg, 2011, [Online], [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/95ee119a7dd36a8cc1257926003188d6/\\$FILE/06_DC-Grid.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/c71c66c1f02e6575c125711f004660e6/95ee119a7dd36a8cc1257926003188d6/$FILE/06_DC-Grid.pdf), Stand: 18.10.2013.
- [8] Benz, T. und Görner R. (ABB): *Freileitungen und Erdkabel, Möglichkeiten der Stromübertragung mit Gleichstrom*, Technikdialog der BNetzA, Hannover, 2012, [Online], http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2012/TechnikdialogErdkabel/Vortrag%20Goerner.pdf?__blob=publicationFile, Stand: 18.10.2013.
- [9] Miri, A.M.: *Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen, Mathematische Einführung, elektromagnetische und elektromechanische Vorgänge*, Springer-Verlag, ISBN: 3-540-67735-6, Berlin, 2000.

- [10] Schwab, A. J.: *Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, Springer-Verlag, ISBN: 3-642-21957-8, Berlin, 2012.
- [11] Schau, H.; Halinka, A. und Winkler, W.: *Elektrische Schutzeinrichtungen in Industrienetzen und -anlagen, Grundlagen und Anwendungen*, Hüthig & Pflaum Verlag GmbH & Co. Fachliteratur KG, ISBN: 978-3-8101-0255-3, München/Heidelberg, 2008.
- [12] Ungrad, H.; Winkler, W. und Wieszniewski, A.: *Schutztechnik in Elektroenergiesystemen, Grundlagen, Stand der Technik, Neuentwicklungen*, Springer-Verlag, ISBN: 978-3540578321 Berlin Heidelberg, 1994.
- [13] Schlabbach, J.: *Short-circuit Currents*, The Institution of Electrical Engineering and Technology, ISBN: 978-0863415142, London, 2005.
- [14] Descloux, J.; Rault, P.; Nguefeu, S.; Curis, J.-B.; Guillaud, X.; Colas, F. und Raison, B.: *HVDC meshed grid: Control and protection of a multi-terminal HVDC system*, Cigré B4-308, 2012.
- [15] Jovcic, D.; van Hertem, D.; Linden, K.; Taisne, J.-P.; Grieshaber, W.: *Feasibility of DC transmission networks*, IEEE PES International Conference, 2011
- [16] Tang, L.: *Control and Protection of Multi-Terminal DC Transmission Systems based on Voltage-Source Converters*, Diss., McGill University, Montreal, Quebec, Canada, 2003.
- [17] Murthy, P. K.; Amarnath, J.; Kamakshiah, S und Singh, B.P.: *Wavelet Transform Approach for Detection and Location of Faults in HVDC System*, IEEE Region 10 Colloquium and the Third ICIIS, 2008.
- [18] de Kerf, K.; Srivastava, K.; Reza, M.; Bekaert, D.; Cole, S.; van Hertem, D. und Belmans, R.: *Wavelet-based protection strategy for DC faults in multi-terminal VSC HVDC systems*, IET Generation, Transmission & Distribution, 2011.
- [19] Chen, P.; Xu, B. und Li, J.: *A Traveling Wave Based Fault Locating System for HVDC Transmission Lines*, IEEE International Conference on Power System Technology, 2006.

-
- [20] Naidoo, D und Ijumba, N. M.: *HVDC Line Protection for the Proposed Future HVDC Systems*, IEEE International Conference on Power System Technology - POWERCON, 2004.
- [21] Tang, L. und Ooi, B.-T.: *Protection of VSC-Multi-Terminal HVDC against DC Faults*, IEEE, Power Electronics Specialists Conference, 2002.
- [22] Arrillaga, J.: *High Voltage Direct Current Transmission*, The Institution of Engineering and Technology, ISBN: 978-0852969410, 1998.
- [23] Whitehouse, R. S.: *Technical Challenges of Realising Multi-terminal Networking with VSC*, IEEE Power Electronics and Applications, 2011.
- [24] Schmitt, D.; Wang, Y.; Weyh, T. und Marquardt, R.: *DC-Side Fault Current Management in extended Multiterminal-HVDC-Grids*, IEEE International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, 2012.
- [25] Tang, L. und Ooi, B.-T.: *Locating and Isolating DC Faults in Multi-Terminal DC Systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, 2007.
- [26] Callavik, M.; Blomberg, J.; Häfner, J und Jacobson, B.: *The Hybrid HVDC Breaker, An innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids*, ABB Grid Systems, Technical Paper, 2012.
- [27] Ahmed, N.; Haider, A; van Hertem, D.; Zhang, L. und Nee, H.-P.: *Prospects and Challenges of Future HVDC SuperGrids with Modular Multilevel Converters*, IEEE Power Electronics and Applications, 2011.
- [28] Marquardt, R.: *Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC-Networks and extended DC-Bus-applications*, IEEE Power Electronics Conference, 2010.
- [29] Küchler, A.: *Hochspannungstechnik, Grundlagen - Technologie - Anwendungen*, Springer-Verlag, ISBN: 978-3540784128, Berlin Heidelberg, 2009.
- [30] Rodewald A.: *Elektromagnetische Verträglichkeit, Grundlagen - Praxis*, Vieweg Verlagsgesellschaft, ISBN: 978-3528149246, 2000.

- [31] Crastan, V. und Westermann, D.: *Elektrische Energieversorgung 3, Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, Springer-Verlag, ISBN: 978-3642200991, Berlin Heidelberg 2012.
- [32] Bahrman, M. (ABB): *HVDC Transmission An economical complement to ac transmission*, WECC Transmission Planning Seminar, 2009, [Online], <http://www.wecc.biz/committees/BOD/TEPPC/020209/Lists/Agendas/1/WECC%20planning%20-%20HVDC%20Bahrman.pdf>, Stand: 25.10.2013.
- [33] The MathWorks Inc.: *SimPowerSystems Documentation*, 2010.
- [34] Schröder, D: *Leistungselektronische Schaltungen, Funktion, Auslegung und Anwendung*, Springer-Verlag, ISBN: 978-3642301032, Berlin Heidelberg, 2012
- [35] Graham, J.; e Santo, S. und Kumar, A.: *Comparison of the Performance of HVDC and HVAC Overhead Transmission Lines for the Itaipu System*, GridTech 2013, 2013.
- [36] Cigré WG B4.58: *Load flow control and direct voltage control in a meshed HVDC Grid*, Draft Version.
- [37] Sommer, R; Ammermann, D. und Hennig E.: *More Efficient Algorithms for Symbolic Network Analysis: Supernodes and Reduced Loop Analysis, Analog Integrated Circuits and Signal Processing*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1993.
- [38] Kundur, P: *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, ISBN: 978-0070359581, New York, Toronto, 1994.

A Anhang

A.1 Herleitung der Fehlerstromgleichung für den Pol-Pol-Kurzschluss

In diesem Abschnitt werden die Gleichungen zur Berechnung der Zweigströme im Pol-Pol-Fehlerfall hergeleitet. Dabei wird das Prinzip der Fehlerstromberechnung beispielhaft an einer Punkt-zu-Punktverbindung (vgl. Abb. 3.11) durchgeführt. Anschließend erfolgt eine Verallgemeinerung auf ausgedehnte Netze. Als Netzwerkanalysemethode wird die Supermaschenanalyse (Reduced Loop Analysis) [37] angewendet, wobei die Fehlerströme I_{F1} und I_{F2} in Abb. A.1 gesucht werden. Dazu werden zuerst die Maschenströme j_1 und j_2 definiert, deren Zählpfeilrichtung ebenfalls in Abb. A.1 vorgegeben ist.

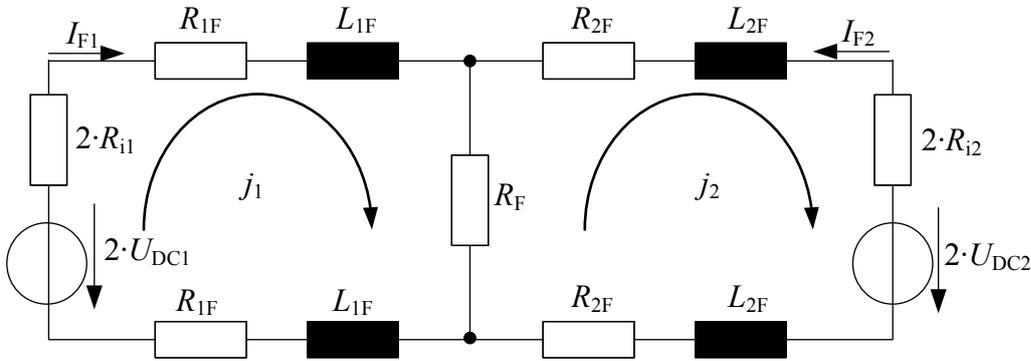


Abb. A.1: Pol-Pol-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: Ersatzschaltbild zur Fehlerstromberechnung

Der Fehlerzustand tritt zum Zeitpunkt $t = 0$ ein, wobei für den Zeitraum $t < 0$ der Normalbetriebszustand vorherrscht. Bis zum Fehlereintritt fließt der Betriebsstrom I_0 vom Umrichter 1 zum Umrichter 2. Der sprunghafte Beginn des Fehlerzustandes wird durch die Multiplikation der Umrichterspannungen U_{DC1} und U_{DC2} mit dem Einheitssprung $\sigma(t)$ erfasst. Damit folgt für die Maschengleichungen j_1 und j_2 :

$$j_1: -2 \cdot U_{DC1} \cdot \sigma(t) + (2 \cdot R_{i1} + 2 \cdot R_{1F}) \cdot j_1(t) + 2 \cdot L_{1F} \cdot \frac{dj_1(t)}{dt} + R_F \cdot (j_1(t) - j_2(t)) = 0 \quad (\text{A.1})$$

$$j_2: -2 \cdot U_{DC2} \cdot \sigma(t) + (2 \cdot R_{i2} + 2 \cdot R_{2F}) \cdot j_2(t) + 2 \cdot L_{2F} \cdot \frac{dj_2(t)}{dt} + R_F \cdot (j_2(t) - j_1(t)) = 0 \quad (\text{A.2})$$

Eine Überführung der Gleichungen (A.1) und (A.2) in den Laplace-Bereich ergibt:

$$j_1: -2 \cdot \frac{U_{DC1}}{s} + (2 \cdot R_{i1} + 2 \cdot R_{1F}) \cdot j_1(s) + 2 \cdot L_{1F} \cdot (s \cdot j_1(s) - I_0) + R_F \cdot (j_1(s) - j_2(s)) = 0 \quad (\text{A.3})$$

$$j_2: 2 \cdot \frac{U_{DC2}}{s} + (2 \cdot R_{i2} + 2 \cdot R_{2F}) \cdot j_2(s) + 2 \cdot L_{2F} \cdot (s \cdot j_2(s) - I_0) + R_F \cdot (j_2(s) - j_1(s)) = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$j_2: -2 \cdot \frac{U_{DC2}}{s} + (2 \cdot R_{i2} + 2 \cdot R_{2F}) \cdot j_2(s) + 2 \cdot L_{2F} \cdot (s \cdot j_2(s) - I_0) + R_F \cdot (j_2(s) - j_1(s)) = 0$$

Dabei ist zu beachten dass I_0 die gleiche Zählpfeilrichtung wie die Maschenströme j_1 und j_2 aufweist und wie folgt zu berechnen ist:

$$I_0 = \frac{2 \cdot (U_{DC1} - U_{DC2})}{2 \cdot (R_{1F} + R_{2F} + R_{i1} + R_{i2})} = \frac{(U_{DC1} - U_{DC2})}{(R_{1F} + R_{2F} + R_{i1} + R_{i2})} \quad (\text{A.5})$$

Eine Zusammenfassung der Gleichungen (A.3) und (A.4) in Matrizen ergibt:

$$\mathbf{Z} \cdot \begin{pmatrix} j_1(s) \\ j_2(s) \end{pmatrix} = \mathbf{v} \quad (\text{A.6})$$

Dabei sind \mathbf{Z} und \mathbf{v} wie folgt definiert:

$$\mathbf{Z} = \begin{pmatrix} 2 \cdot R_{i1} + 2 \cdot R_{1F} + R_F + s \cdot 2 \cdot L_{1F} & -R_F \\ -R_F & 2 \cdot R_{i2} + 2 \cdot R_{2F} + R_F + s \cdot 2 \cdot L_{2F} \end{pmatrix} \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{v} = \begin{pmatrix} 2 \cdot \frac{U_{DC1}}{s} + 2 \cdot L_{1F} \cdot I_0 \\ -2 \cdot \frac{U_{DC2}}{s} + 2 \cdot L_{2F} \cdot I_0 \end{pmatrix} \quad (\text{A.8})$$

Die Lösung für die Maschenströme j_1 und j_2 im Zeitbereich wird aus der Gleichung (A.6) durch Umstellung und inverse Laplacetransformation ermittelt:

$$\begin{pmatrix} j_1(t) \\ j_2(t) \end{pmatrix} = \mathcal{L}^{-1}\{\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{v}\} \quad (\text{A.9})$$

Nach Abb. A.1 hat der Maschenstrom j_1 die gleiche Zählpfeilrichtung wie der Zweigstrom I_{F1} . Dagegen unterscheiden sich j_2 und I_{F2} . Damit ist die Lösung der Zweigströme I_{F1} und I_{F2} :

$$\begin{pmatrix} I_{F1}(t) \\ I_{F2}(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix} \cdot \mathcal{L}^{-1}\{\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{v}\} \quad (\text{A.10})$$

Diese Vorgehensweise ist leicht auf ein ausgedehntes Netz erweiterbar. Ausgangspunkt ist ein Ersatzschaltbild der Form in Abb. A.1. Nachdem in jede Masche ein Maschenstrom gelegt wurde, wird die Matrix \mathbf{Z} und der Vektor \mathbf{v} erstellt. Wenn n_M die Anzahl der unabhängigen Maschenströme ist, hat \mathbf{Z} die Dimension $n_M \times n_M$ und \mathbf{v} $n_M \times 1$. Ein Matrixelement hat den Index (e,f) , wobei gilt: $e \in [1, n_M]$ und $f \in [1, n_M]$. Damit ergeben sich die Elemente $(e,f) \forall e=f$ auf der Hauptdiagonale von \mathbf{Z} als vorzeichenbehaftete Summe der Widerstände und Induktivitäten entlang des Maschenstromes $j_{e=f}$. Auf der Position $(e,f) \forall e \neq f$ wird der Widerstand des Querzweiges zwischen dem Maschenstrom j_e und j_f , der entweder dem Fehler- oder dem Umrichterinnenwiderstand entspricht, eingetragen, sofern

eine Verbindung besteht. Existiert keine, ist diese Stelle in der Matrix null. Des Weiteren ergibt sich der Eintrag $(e,1)$ des Vektors \mathbf{v} als vorzeichenbehaftete Summe der Spannungen in der Masche des Maschenstroms j_e und dem Produkt des Stroms vor Fehlereintritt und der Induktivität innerhalb dieser Masche. Auf diese Weise ist es prinzipiell möglich, die Fehlerströme in einem beliebigen vermaschten HGÜ-Netz zu berechnen. Kritisch sind zum einen die Matrixinversion und zum anderen die inverse Laplacetransformation zu beurteilen. Für große Systeme steigt die Ordnung der Terme, sodass eine analytische Lösung unter Umständen nicht ermittelbar ist, da für Polynome ab dem fünften Grad keine allgemeingültige Lösungsformel existiert.

A.2 Herleitung der Fehlerstromgleichung für den Pol-Erde-Kurzschluss

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Gleichungen für den Fehlerstrom im Pol-Erde-Fehlerfall bei starrer Systemerdung ist gleich zu der in Abschnitt A.1 beschriebenen. Dabei wird von dem Ersatzschaltbild in Abb. A.2 ausgegangen.

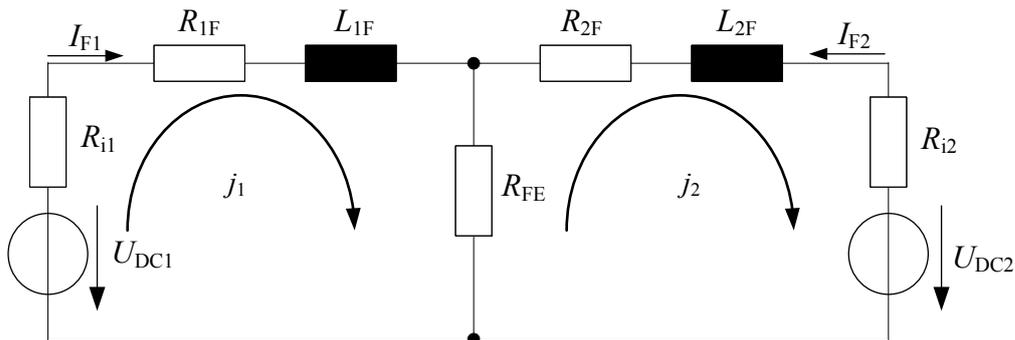


Abb. A.2: Pol-Erde-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: Ersatzschaltbild zur Fehlerstromberechnung

Nach Einführung der Maschenströme j_1 und j_2 , Aufstellung der Maschengleichungen und Zusammenfassung in Matrixschreibweise ergibt sich analog zu Gleichung (A.6):

$$\mathbf{Z} \cdot \begin{pmatrix} j_1(s) \\ j_2(s) \end{pmatrix} = \mathbf{v} \quad (\text{A.1})$$

In diesem Fall sind \mathbf{Z} und \mathbf{v} wie folgt definiert:

$$\mathbf{Z} = \begin{pmatrix} R_{i1} + R_{1F} + R_F + s \cdot L_{1F} & -R_F \\ -R_F & R_{i2} + R_{2F} + R_F + s \cdot L_{2F} \end{pmatrix} \quad (\text{A.2})$$

$$\mathbf{v} = \begin{pmatrix} \frac{U_{\text{DC1}}}{s} + L_{1\text{F}} \cdot I_0 \\ -\frac{U_{\text{DC2}}}{s} + L_{2\text{F}} \cdot I_0 \end{pmatrix} \quad (\text{A.3})$$

Wobei für I_0 ebenfalls die Gleichung (A.5) gültig ist. Damit ergeben sich die Maschenströme aus Gleichung (A.1) zu:

$$\begin{pmatrix} j_1(t) \\ j_2(t) \end{pmatrix} = \mathcal{L}^{-1}\{\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{v}\} \quad (\text{A.4})$$

und die Zweigströme zu:

$$\begin{pmatrix} I_{\text{F1}}(t) \\ I_{\text{F2}}(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix} \cdot \mathcal{L}^{-1}\{\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{v}\} \quad (\text{A.5})$$

Die Ausweitung der beschriebenen Methodik auf ausgedehnte Netze erfolgt entsprechend der in Abschnitt A.1 dargestellten Vorgehensweise.

A.3 Parameter der Basis-Punkt-zu-Punkt-Verbindung

In Tab. A.1 sind die Parameter der Basisanordnung zur Simulation nach Abb. 3.18 zusammengefasst. Die Leitungsdaten entstammen [38].

Tab. A.1: Parameter der Basis-Punkt-zu-Punkt-Verbindung

Parameter	Wert
U_{DC1}	500 kV
U_{DC2}	495 kV
R'	0,028 Ω/km
L'	0,863 mH/km
C'	13,8 nF/km
l_{G}	200 km
$l_{1\text{F}}$	100 km
R_{FE}	2 Ω
R_{i}	0,5 Ω

A.4 Leitungparameter des Basis-HGÜ-Netzes

In der folgenden Tabelle sind die Leitungparameter des Basis-HGÜ-Netzes zusammengefasst, welche sich an [38] orientieren.

Tab. A.2: Leitungparameter des Basis-HGÜ-Netzes

	Freileitung	Kabel
R' [Ω/km]	0,010	0,010
L' [mH/km]	0,863	0,653
C' [nF/km]	13,8	255,9

A.5 Fehlerwellenausbreitung

In folgender Tabelle sind die Zeitpunkte t_A zusammengefasst, zu denen die Fehlerwellen nach Fehlereintritt die entsprechenden Knoten erreichen. Dabei werden die Leitungparameter nach Tab. A.2 zu Grunde gelegt, womit sich die Ausbreitungsgeschwindigkeit im Freileitungssystem nach Gleichung (2.7) zu 289 770 km/s und im Kabelsystem zu 77 359 km/s ergibt.

Tab. A.3: Zeitpunkte t_A nach Fehlereintritt, zu denen die Fehlerwellen die Knoten erreichen in Abhängigkeit von der der Übertragungstechnologie

Knoten	Kürzeste Entfernung zur Fehlerstelle [km]	t_A [ms] Freileitungssystem	t_A [ms] Kabelsystem
1	550	1,898	7,110
2	50	0,175	0,646
3	150	0,518	1,939
4	150	0,518	1,939
5	450	1,553	5,817

A.6 Knotenleistungen des Test-AC- und DC-Netzes im Ausgangszustand

In folgender Tabelle sind die Knotenleistungen für einen Arbeitspunkt des in Abb. 5.3 definierten AC- bzw. DC-Netzes zusammengefasst. Die Vorzeichenregelung entspricht dem Verbraucherzählpfeilsystem aus der Perspektive des AC-Netzes.

Tab. A.4: Knotenleistungen des Test-AC- und DC-Netzes für einen Arbeitspunkt

Knoten	AC-Netz	DC-Netz
1	-2000 MW	117,4 MW
2	-1000 MW	-1269,2 MW
3	2000 MW	-
4	1500 MW	-
5	1500 MW	1050,8 MW
6	1500 MW	-2625,7 MW
7	-3039,5 MW	2766,2 MW
8	-2000 MW	-
9	-500 MW	-
10	1000 MW	-
11	1000 MW	-
12	1000 MW	-
13	-1000 MW	-

A.7 Leitungslängen des Test-AC- und DC-Netzes

In folgender Abbildung sind die Leitungslängen in Kilometer des Test-AC- und DC-Systems zur Analyse der verschiedenen Fehlerklärungsszenarien zusammengefasst.

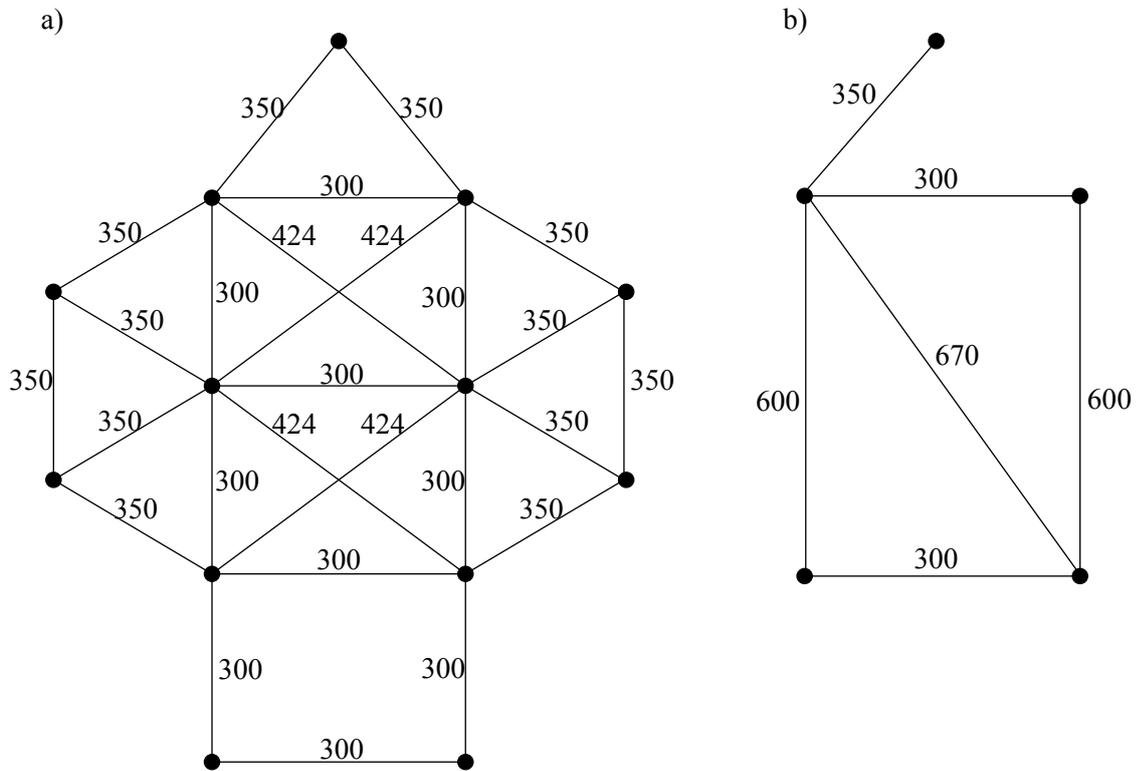


Abb. A.3: Leitungslängen des Test-AC- und DC-Netzes in Kilometer

A.8 Änderung der Leistung zwischen AC- und DC-Netz nach Fehlerklärung

In der folgenden Tabelle werden die Änderungen der Knotenleistungen ΔP_{ACDC} an den AC/DC-Knoten in Folge der DC-Fehlerklärung zusammengefasst. Diese ergeben sich aus der Differenz der Leistung nach und vor Fehlereintritt.

Tab. A.5: Änderung der Austauschleistung ΔP_{ACDC} zwischen AC- und DC-Netz nach erfolgter DC-Fehlerklärung mit dem entsprechenden Fehlerklärungskonzept

Knoten	Gesamtnetz	Teilnetz	DC-Leitung
1	-178,6 MW	1085,4 MW	-1404,6 MW
2	1269,2 MW	1269,2 MW	1503,1 MW
5	-1050,8 MW	50,8 MW	-42,8 MW
6	2626,7 MW	289,9 MW	4,9 MW
7	-2766,2 MW	-2766,2 MW	-77,5 MW

B Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
B6	Sechspuls-Brückenschaltung
DC	Direct Current
DC-SS	DC-Sammelschiene
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
LCC	Line Commutated Converter
LS	Leistungsschalter
MMC	Modular Multilevel Converter
MTDC	Multi-Terminal-DC
P	Punkt
SM	Submodul
US	Unstetigkeitsstelle

C Formelzeichenverzeichnis

Z	[Ω]	Impedanzmatrix
\mathbf{v}	[Wb]	Vektor der rechten Seite der Maschenstromgleichungen
b_i	-	Strombrechungs faktor
b_u	-	Spannungsbruchungs faktor
C	[F]	Kapazität
C'	[F/km]	Kapazitätsbelag einer Leitung
C'_i	[H/km]	Kapazitätsbelag der i -ten Leitung
e	-	Zeile in einer Matrix
f	-	Spalte in einer Matrix
G	[S]	Leitwert
G'	[S/km]	Ableitwertbelag einer Leitung
i	-	Nummerierungsindex
i_b	[A]	gebrochene Stromwelle
i_r	[A]	rückwärtslaufende bzw. reflektierte Stromwelle
i_v	[A]	vorwärtslaufende Stromwelle
I_0	[A]	Leitungsstrom vor Fehlereintritt
I_{an1}, I_{an2}	[A]	Parameter der Stromauslösekennlinie
I_{max}	[A]	maximale Amplitude des Fehlerstroms
I_n	[A]	Nennstrom
I_E	[A]	Strom zwischen Umrichter mittelpunkt und Erde
I_{Etrig}	[A]	Schwellwert der I_E -Methode
I_{EQ}	[A]	Stromanteil aus der Ersatzquelle
I_F	[A]	Fehlerstrom
I_{F1}, I_{F2}		Fehlerstrom im Zweig 1, \sim im Zweig 2

j_1, j_2	[A]	Maschenstrom in der Masche 1, \sim in der Masche 2
k	-	ganzzahliger positiver Faktor ($k \in \mathbb{N}$)
l	[m]	Leitungslänge
l_{iF}, l_{1i}	[m]	Entfernung zwischen dem Umrichter i und der Fehlerstelle, \sim zwischen dem Umrichter 1 und dem Umrichter i
l_G	[m]	Gesamte Leitungslänge
l_π	[m]	Länge eines π -Elements im Leitungsmodell
L	[H]	Induktivität
L'	[H/km]	Induktivitätsbelag einer Leitung
L_{1F}', L_{1i}'	[H/km]	Induktivitätsbelag der Leitung zwischen Umrichter 1 und der Fehlerstelle, \sim zwischen Umrichter 1 und Umrichter i
L_{1F}, L_{2F}	[Ω]	Induktivität zwischen Umrichter 1 bzw. Umrichter 2 und der Fehlerstelle
L_a	[H]	Arm- bzw. Zweiginduktivität
L_D	[H]	Induktivität der Strombegrenzungsdrossel
L_G	[H]	Gesamte Leitungsinduktivität in einem System
n_M	-	Anzahl der unabhängigen Maschenströme
r_i	-	Stromreflexionsfaktor
r_u	-	Spannungsreflexionsfaktor
R	[Ω]	Widerstand
R'	[Ω /km]	Widerstandsbelag einer Leitung
R_{1F}, R_{2F}	[Ω]	Widerstand zwischen Umrichter 1 bzw. Umrichter 2 und der Fehlerstelle
R_E	[Ω]	Erdbodenwiderstand
R_F	[Ω]	Fehlerstellenwiderstand
R_{FE}	[Ω]	zusammengefasster Fehlerstellen- und Erdbodenwiderstand ($R_E + R_F$)
R_i, R_{ii}	[Ω]	Innenwiderstand, \sim des i -ten Umrichters

R_{UE}	[Ω]	Umrichtererdungswiderstand
R_{UE1}, R_{UE2}	[Ω]	Umrichtererdungswiderstand am Umrichter 1, ~ am Umrichter 2
s	-	Laplacevariable
t	[s]	Zeit
t_1, t_2	[s]	Parameter der Strom- bzw. Spannungsauslösekennlinie
t_i	[s]	Signallaufzeit vom Anfang zum Ende der i -ten Leitung
t_{1F}, t_{1i}	[s]	Signallaufzeit zwischen Umrichter 1 und der Fehlerstelle, ~ zwischen Umrichter 1 und Umrichter i
t_{\max}	[s]	Zeit zwischen Fehlereintritt und dem Erreichen von I_{\max} beim Erdschlussstrom
t_A	[s]	Ankunftszeitpunkte der Fehlerwellen an den Knoten
t_{B6}	[s]	Zeit zwischen Fehlereintritt und dem Einsatz des Umrichterüberstromschutzes beim Kurzschluss, sodass ein Halbbrücken-MMC in einer B6-Thyristorbrücke übergehen würde
t_{FK}	[s]	Fehlerklärungszeit
t_{23}	[s]	Signallaufzeit zwischen P2 und P3
u_b	[V]	gebrochene Spannungswelle
u_r	[V]	rückwärtslaufende bzw. reflektierte Spannungswelle
u_v	[V]	vorwärtslaufende Spannungswelle
$U_{\infty F}$	[V]	stationäre Spannung an der Fehlerstelle nach Fehlereintritt
U_{0F}	[V]	stationäre Spannung an der Fehlerstelle vor Fehlereintritt
U_m	[V]	Messspannung zur Fehlerortung
U_B	[V]	Betriebsspannung
U_C	[V]	Spannung über der Kapazität
U_{DC}, U_{DCi}	[V]	Gleichspannungsseitige Umrichterspannung, ~am i -ten Umrichter
$U_{DC\max}$	[V]	obere Grenze des Betriebsspannungsbandes der Umrichterspannung, hier: $1,05 \cdot U_{DCn}$

U_{DCmin}	[V]	untere Grenze des Betriebsspannungsbandes der Umrichterspannung, hier: $0,95 \cdot U_{DCn}$
U_{DCn}	[V]	Nennumrichterspannung
U_{SM}	[V]	Submodulspannung
v	[m/s]	Ausbreitungsgeschwindigkeit
v_{1F}, v_{1i}	[m/s]	Ausbreitungsgeschwindigkeit auf der Leitung zwischen dem Umrichter 1 und der Fehlerstelle, \sim auf der Leitung zwischen Umrichter 1 und Umrichter i
x	[m]	Ortskoordinate
$Z_{\text{äq}}$	[Ω]	äquivalente Impedanz
Z_W	[Ω]	Wellenwiderstand einer Leitung
Z_{W1}, Z_{W2}	[Ω]	Wellenwiderstand vor bzw. nach der Unstetigkeitsstelle
δ_{spg}	-	Sensitivitätsfaktor bei der ΔU -Methode
δ_{str}	-	Sensitivitätsfaktor bei der ΔI -Methode
ε_{spg}	-	Unsicherheit bei der ΔU -Methode
ε_{str}	-	Unsicherheit bei der ΔI -Methode
λ	[m]	Wellenlänge
$\sigma(t)$	-	Einheitssprung zum Zeitpunkt $t=0$
$\Delta I, \Delta i$	[A]	Stromänderung
ΔI_{max}	[A]	maximaler Stromanstieg auf Grund eines Umrichtersollwertwechsels
ΔI_n	[A]	Stromänderung auf dem negativen Pol
ΔI_p	[A]	Stromänderung auf dem positiven Pol
ΔI_{trig}	[A]	Schwellwert der ΔI -Methode
ΔP_{ACDC}	[MW]	Änderung der Knotenleistung an den AC/DC-Knoten in Folge der DC-Fehlerklärung
Δt	[s]	Abtastzeit
Δt_{max}	[s]	maximale Abtastzeit

Δt_F	[s]	Zeit zwischen gesendetem und reflektiertem Signal bei der Fehlerortung
ΔU	[V]	Spannungsänderung
ΔU_{0F}	[V]	Differenz aus der Spannung vor und nach Fehlereintritt an der Fehlerstelle

D Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1:	Überblick zum Stand der Technik der Fehlerdetektion in HGÜ-Systemen.....	8
Abb. 2.2:	Hybrid DC-Leistungsschalter von ABB [25].....	10
Abb. 2.3:	Aufbau eines Umrichters basierend auf MMC-Technologie [23]	11
Abb. 2.4:	AC-seitige Spannung eines MMC [23].....	11
Abb. 2.5:	MMC-Submodul-Ausführungen: a) Halbbrücken-, b) Vollbrücken-, c) Clamp-Double-Submodul [23]	12
Abb. 2.6:	Wellenreflexion und -brechung an einer Unstetigkeitsstelle, hier: Übergang zwischen zwei Leitungen unterschiedlicher Wellenwiderstände Z_{W1} und Z_{W2}	14
Abb. 2.7:	Wellenreflexion und -brechung an einer Unstetigkeitsstelle, hier: Netzknoten	16
Abb. 3.1:	Fehlerstromsynthese Querfehler: a) Pol-Erde-Fehler, b) Pol-Pol-Fehler	20
Abb. 3.2:	Fehlerstromsynthese Längsfehler.....	20
Abb. 3.3:	Ersatzschaltbild zur Fehlerstromsynthese eines positiven Pol-Erde-Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt Verbindung: a) starre, b) hochohmige Betriebserdung	21
Abb. 3.4:	Wellenausbreitung bei einem Pol-Erde-Fehler: a) Ersatzschaltbild des Systemausschnitts, b) Wellengitter-Diagramm.....	22
Abb. 3.5:	Ersatzschaltbild zur Fehlerstromsynthese eines positiven Pol-Pol-Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt Verbindung: a) starre, b) hochohmige Betriebserdung	23
Abb. 3.6:	Umrichtermodell: a) dreiphasiges Schema [23], b) vereinfachtes Schema, c) Ersatzschaltbild	24
Abb. 3.7:	Formen der HGÜ-Energieübertragung: a) monopolar, b) bipolar (angelehnt an [7]).....	25
Abb. 3.8:	Modell einer HGÜ-Station: a) Schema, b) Ersatzschaltbild	26
Abb. 3.9:	π -Ersatzschaltbild einer Leitung	26
Abb. 3.10:	HGÜ-Freileitungsmastbild (angelehnt an [31])	28
Abb. 3.11:	Pol-Pol-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Schema, b) Ersatzschaltbild.....	29

Abb. 3.12:	Pol-Pol-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Fehlerstrom am Leitungsanfang (nahe Umrichter 1), b) Fehlerstrom am Leitungsende (nahe Umrichter 2)	31
Abb. 3.13:	Pol-Erde-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Schema, b) Ersatzschaltbild.....	32
Abb. 3.14:	Pol-Erde-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Fehlerstrom am Leitungsanfang (nahe Umrichter 1), b) Fehlerstrom am Leitungsende (nahe Umrichter 2)	33
Abb. 3.15:	Pol-Erde-Erdschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Schema, b) Ersatzschaltbild mit π -Elementen mit je 50 km Länge	34
Abb. 3.16:	Pol-Erde-Erdschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: Fehlerstrom a) am Leitungsanfang (nahe Umrichter 1) und b) am Leitungsende (nahe Umrichter 2).....	35
Abb. 3.17:	Vergleich des Fehlerstroms I_{F1} für den Fall der geschlossenen und geöffneten Trenner auf dem Neutralleiter	36
Abb. 3.18:	Basis Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke zur Analyse der Einflüsse auf den Fehlerstrom beim Pol-Erde-Fehler	38
Abb. 3.19:	Fehlerkenngrößen: a) Kurzschlussstrom, b) Erdschlussstrom.....	38
Abb. 3.20:	Multiterminal-DC-System: Basisanordnung mit drei zusätzlichen Umrichtern	39
Abb. 3.21:	Zusammenhang zwischen I_{\max} und U_{DC} auf der Punkt-zu-Punkt- Verbindung: a) Kurzschluss, b) Erdschluss	40
Abb. 3.22:	Zusammenhang zwischen di/dt und U_{DC} für den Kurz- und Erdschluss auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung.....	41
Abb. 3.23:	Zusammenhang zwischen t_{B6} und U_{DC} für den Kurzschluss auf der Punkt zu-Punkt-Verbindung.....	41
Abb. 3.24:	Zusammenhang zwischen I_{\max} und U_{DC} im Multi-Terminal-DC-System: a) Kurzschluss, b) Erdschluss	42
Abb. 3.25:	Zusammenhang zwischen I_{\max} beim Kurzschluss und R' a) der Punkt-zu- Punkt-Verbindung und b) der drei zusätzlichen Leitungen des Multi- Terminal- DC-Systems	43
Abb. 3.26:	Zusammenhang zwischen I_{\max} beim Erdschluss und a) R' , b) L' und c) C' der Punkt-zu-Punkt-Verbindung	44

Abb. 3.27:	Zusammenhang zwischen I_{\max} beim Erdschluss und a) R' , b) L' und c) C' des Multi-Terminal-DC-Systems	45
Abb. 3.28:	Zusammenhang zwischen di/dt im Kurzschlussfall und a) R' bzw. b) L' der Punkt-zu-Punkt-Verbindung	46
Abb. 3.29:	Zusammenhang zwischen t_{B6} und L' auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung ...	46
Abb. 3.30:	Zusammenhang zwischen di/dt im Erdschlussfall und a) R' , b) L' und c) C' der Punkt-zu-Punkt-Verbindung	47
Abb. 3.31:	Zusammenhang zwischen I_{\max} und dem Fehlerort auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung: a) Kurzschluss, b) Erdschluss	48
Abb. 3.32:	Zusammenhang zwischen di/dt und dem Fehlerort auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung im Kurz- und Erdschlussfall	49
Abb. 3.33:	Zusammenhang zwischen t_{B6} und dem Fehlerort auf der Punkt-zu-Punkt-Verbindung beim Kurzschluss	49
Abb. 3.34:	Zusammenhang zwischen I_{\max} und den Leitungslängen l_{13} , l_{14} und l_{15} der zusätzlichen Verbindungen des Multi-Terminal-DC-Systems: a) Kurzschluss, b) Erdschluss	50
Abb. 3.35:	Zusammenhang zwischen I_{\max} und R_{FE} : a) Kurzschluss, b) Erdschluss	51
Abb. 3.36:	Zusammenhang zwischen di/dt und R_{FE} im Kurz- und Erdschlussfall	52
Abb. 3.37:	Zusammenhang zwischen I_{\max} und R_{i1} : a) Kurzschluss, b) Erdschluss	53
Abb. 4.1:	Position der Messgeräte je Umrichterstation und Abzweig: a) Leitungsstrom und Pol-Erde-Spannung, b) Erdstrom, c) Stromdifferenz	56
Abb. 4.2:	Prinzip Stromanstiegskriterium	57
Abb. 4.3:	ΔI -Kriterium: logische Aussagen zur Bewertung der Fehlerart und des Fehlerortes	59
Abb. 4.4:	ΔU -Kriterium: logische Aussagen zur Bewertung des Fehlerortes	61
Abb. 4.5:	Reserveschutz: Stromauslösekennlinie	63
Abb. 4.6:	Reserveschutz: Spannungsauslösekennlinie	64
Abb. 4.7:	Modell zur Bestimmung des Fehlerortes auf der fehlerbehafteten Leitung ...	65
Abb. 4.8:	Algorithmus zur Detektion von DC-Leitungsfehlern	66
Abb. 4.9:	HGÜ-Basis-Netz: einpoliges Schema mit Leitungslängen	69
Abb. 4.10:	Basis-HGÜ-Netz: Spannungsprofil und AC/DC-Austauschleistung im Ausgangszustand	70
Abb. 4.11:	Position des Fehlerortes im Basisnetz	70

Abb. 4.12:	Position der Messgeräte im Testnetz	71
Abb. 4.13:	Detektionsergebnisse Freileitungsnetz: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss	72
Abb. 4.14:	Legende zu den Detektionsergebnissen	72
Abb. 4.15:	Detektionsergebnisse Kabelnetz: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss	74
Abb. 4.16:	Detektionsergebnisse Leitungskopplung: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss	75
Abb. 4.17:	Detektionsergebnisse DC-Systemspannung: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss	76
Abb. 4.18:	Position der Fehlerorte: a) zwischen Knoten 2 und 3, b) zwischen Knoten 1 und 2	76
Abb. 4.19:	Detektionsergebnisse umrichternaher Fehler zwischen Knoten 2 und 3: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss	77
Abb. 4.20:	Umrichternaher Fehler auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung	78
Abb. 4.21:	Detektionsergebnisse Fehler zwischen Knoten 1 und 2: a) Pol-Pol-Fehler, b) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, c) positiver Pol-Erde-Erdschluss	79
Abb. 4.22:	Detektionsergebnisse Längsfehler: a) positiver Pol-Erde-Kurzschluss, b) positiver Pol-Erde-Erdschluss	80
Abb. 4.23:	Detektionsergebnisse Ausfall des Umrichter 5 bei erhöhtem Strom durch diesen	82
Abb. 5.1:	Position der Strombegrenzungsdrosseln auf einer Punkt-zu-Punkt-Übertragungsverbindung	86
Abb. 5.2:	Zusammenhang zwischen dem Stromanstieg beim Pol-Erde-Kurzschluss und der Induktivität L_D der Strombegrenzungsdrossel in Abhängigkeit von der gesamten Systeminduktivität L_G	86
Abb. 5.3:	Testnetze: a) AC-Netz, b) überlagertes DC-Netz, Verknüpfungspunkte sind durch die Knotennummerierung vorgegeben	88
Abb. 5.4:	Aufteilung der Netzschutzonen und Position der DC-Leistungsschalter (LS) im Fall der Fehlerklärung durch das Abschalten eines Teilnetzes	90

Abb. 5.5:	Frequenzverläufe an den jeweiligen Knoten im unterlagerten AC-Netz nach der DC-Fehlerklärung (vgl. Abb. 5.3): Abschalten a) des gesamten DC-Netzes (Fall 1)), b) der Netzschutzzone 1 (Fall 2)), c) der fehlerbehafteten DC-Leitung (Fall 3))	91
Abb. 5.6:	Änderung der Leistungsflüsse auf den unterlagerten AC-Leitungen nach der DC-Fehlerklärung: Abschalten a) des gesamten DC-Netzes (Fall 1)), b) der Netzschutzzone 1 (Fall 2)), c) der fehlerbehafteten DC-Leitung (Fall 3))	92
Abb. A.1:	Pol-Pol-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: Ersatzschaltbild zur Fehlerstromberechnung	102
Abb. A.2:	Pol-Erde-Kurzschluss auf einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung: Ersatzschaltbild zur Fehlerstromberechnung	104
Abb. A.3:	Leitungslängen des Test-AC- und DC-Netzes in Kilometer.....	108

E Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1:	Klassifikation der Leitungsfehler in bipolaren HGÜ-Systemen.....	4
Tab. 2.2:	Stand der Technik und Forschungsbedarf zur Berechnung, Detektion und Klärung von Fehlern in HGÜ-Systemen	18
Tab. 4.1:	Entscheidungsbasis zur Schutzauslösung mittels des ΔI -, ΔU - und I_E -Kriteriums	68
Tab. 4.2:	Zusammenfassung der Detektionsmöglichkeiten der ΔI -Methode, ΔU -Methode und I_E -Methode.....	84
Tab. 5.1:	Zusammenfassung der Vor- und Nachteile der betrachteten Fehlerklärungszenarien und deren prinzipieller Einfluss auf ein unterlagertes AC-System.....	94
Tab. A.1:	Parameter der Basis-Punkt-zu-Punkt-Verbindung.....	105
Tab. A.2:	Leistungsparameter des Basis-HGÜ-Netzes	106
Tab. A.3:	Zeitpunkte t_A nach Fehlereintritt, zu denen die Fehlerwellen die Knoten erreichen in Abhängigkeit von der Übertragungstechnologie	106
Tab. A.4:	Knotenleistungen des Test-AC- und DC-Netzes für einen Arbeitspunkt....	107
Tab. A.5:	Änderung der Austauschleistung ΔP_{ACDC} zwischen AC- und DC-Netz nach erfolgter DC-Fehlerklärung mit dem entsprechenden Fehlerklärungskonzept.....	109