

STRATEGIEN FÜR DIE FEHLERORTUNG, -KLÄRUNG UND -FREISCHALTUNG IN MULTI-TERMINAL-DC-SYSTEMEN

Victor SCHNELL, victor.schnell@tennet.eu,
Marten PROBST*, marten.probst@tennet.eu,
Dr. Robert DIMITROVSKI, robert.dimitrovski@tennet.eu,
Dr. Cora PETINO-WAGNER, cora.petino-wagner@tennet.eu,
Dr. Wilhelm WINTER, wilhelm.winter@tennet.eu,
Dr. Christian SCHULZ, christian.schulz@tennet.eu,

TenneT TSO GmbH, Energy System Planning, Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

Prof. Dr. Martin KÖNEMUND, m.koenemund@ostfalia.de,

Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften – Hochschule Braunschweig/Wolfenbüttel, Salzdahlumer Straße 46/48, 38302 Wolfenbüttel

Marc René LOTZ, m.lotz@tu-braunschweig.de,
Prof. Dr. Michael KURRAT, m.kurrat@tu-braunschweig.de,

TU Braunschweig, elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig

Kurzfassung: Die zunehmende Realisierung von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen (HGÜ) sowie die Planung von Multi-Terminal-Direct-Current-Systemen (MTDC-Systems) erhöhen den Bedarf an wirksamen Techniken zur Fehlerdetektion, -klassifikation, und -freischaltung, um die Sicherheit und Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund wird für eine ausgewählte MTDC-Topologie das Systemverhalten bei unterschiedlichen Fehlerszenarien von DC-Fehlern untersucht. Es werden ein Überstromschutz, ein gradientenbasiertes Verfahren und ein Fehlerdetektionsalgorithmus, der mittels Detektion von Wanderwellen eine Fehlererkennung und -klassifizierung durchführt, betrachtet. Die Algorithmen werden hinsichtlich ihrer Selektivität, Empfindlichkeit und Detektionsgeschwindigkeit ausgewertet. Der gradientenbasierte Ansatz liefert die geringsten Detektionszeiten, während das Wanderwellen-Verfahren die geringsten Fehlerquoten hinsichtlich der Selektivität liefert. Analysiert wurden das Systemverhalten nach Fehlereintritt für unterschiedliche Auslegungen der einzelner Systemkomponenten und bei verschiedenen Schutzlogiken. Dabei konnte gezeigt werden, dass eine Schutzauslegung bei teilselektiver Fehlerklärungsstrategie mit Erfüllung der gestellten Schutzanforderungen prinzipiell möglich ist, es hier jedoch noch weiterführender Untersuchungen bedarf.

Keywords: MTDC-Systems, HGÜ-Netze, Multilevel-VSC-Konverter, Hochspannungsgleichstromübertragung, HVDC-Fehlerbehandlung, Fehlerklärung, Schutzalgorithmen, Wanderwellen, Schutzlogik

1 Einleitung

Im Zuge des Umbaus der Energieerzeugung auf erneuerbare Energien, sowie der ehrgeizigen Ausbauziele von Offshore-Windparks (OWP) in den Küstenregionen entsteht ein erheblicher Mehrbedarf an Netzanbindungspunkten in Norddeutschland [1, 2, 3]. Hierdurch steigt die Diskrepanz zwischen den Orten der Erzeugung und des Verbrauchs, womit eine bedeutsame Transportaufgabe für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland entsteht [4]. Dies führt im heutigen Übertragungsnetz zu steigenden Netzengpässen, welche durch Netzoptimierungen und Netzausbaumaßnahmen minimiert werden müssen [4].

Der bisherige Standard für den Anschluss von OWP ist die Punkt-zu-Punkt-Anbindung mittels HGÜ [1]. Eine alternative Topologie zur Punkt-zu-Punkt-Verbindung, stellt ein MTDC-System dar, wie es derzeit unter anderem in Schleswig-Holstein in Form einer DC-Schaltanlage, des "DC-Hub Heide" von der TenneT TSO GmbH geplant wird. Ein Vorteil einer solchen Topologie liegt zum Beispiel in dem Einsparpotential durch eine Verringerung der Anzahl der benötigten Konverterstationen. [5]

Diese neue Topologie bringt jedoch weitere Herausforderungen hinsichtlich der Anforderungen für Schutzeinrichtungen zur schnellen Detektion, Klärung und Freischaltung von Fehlern in verknüpften MTDC-Systemen innerhalb einer Millisekunde mit sich [6]. Daher werden neben einer schnellen Fehlererkennung zuverlässige Hochspannungs-DC-Schutzschalter (FSDs, engl. Fault Separation Devices) benötigt, welche die Aufgabe der Fehlerisolierung übernehmen und damit für die in Zukunft geplanten verknüpften HGÜ-Systeme eine wichtige Schlüsselkomponente einnehmen [7].

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die Einflüsse unterschiedlicher DC-Fehlerszenarien auf den Fehlerstromverlauf analysiert. Des Weiteren werden unterschiedliche Schutzalgorithmen zur Fehlerdetektion hinsichtlich ihrer Selektivität, Empfindlichkeit sowie Detektionsgeschwindigkeit analysiert und eine erste vereinfachte Schutzauslegung zur Gewährleistung der gestellten Systemanforderungen an das MTDC-System realisiert.

2 Fehlerbehandlung in HGÜ-Netzen

Das Auftreten von DC-seitigen Fehlersituationen stellt die HGÜ vor große Herausforderungen, da hier, aufgrund der niedrigen Impedanz und der damit verbunden geringen Dämpfung von DC-Netzen, die Problematik der sich, im Vergleich zu AC-Netzen, deutlich rapideren Fehlerausbreitung besteht [8]. Mit dem zunehmenden Einsatz von halbbrückenbasierten Modularen Multilevel Konvertern (HB-MMC, engl. Half Bridge Modular Multilevel Converter) sind, für die Anwendung in MTDC-Systemen, neue Schutzkonzepte zur Fehlerklärung bei Auftreten eines DC-seitigen Fehlers erforderlich, da die MMC-Submodule im Falle eines DC-Fehlers blockieren können und sich damit der Konverter wie eine ungesteuerte Diodenbrücke verhält [9]. In den bisherigen Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Systemen wurde bei der Anwendung von Voltage Source Converttern (VSC) der Fehlerschutz über das Auslösen von AC-Leistungsschalter ohne spezifische Konfigurationsanforderungen realisiert [9]. Dieses Konzept unterbindet nach dem Blockieren des Converters die Einspeisung unkontrollierter Fehlerströme aus dem AC-Netz, welche durch die Freilaufdioden der Konverter-Submodule hervorgerufen werden [9], jedoch wird damit auch eine Trennung der HGÜ vom Übertragungsnetz mit vollständigem Leistungs-

transportverlust herbeigeführt. In HGÜ-Netzen besteht die Systemanforderung bei Aufkommen eines Fehlers die Fehlerströme zu unterbrechen und das HGÜ-System neu zu konfigurieren, sodass der vom Fehlerfall betroffenen Teilabschnitt isoliert wird und damit einen Ausfall der gesamten Leistungsübertragung verhindert wird [10]. Aus diesem Grund ist der Bau von strategisch platzierten Schaltanlagen mit schnellen DC-Leistungsschaltern erforderlich, welche einen voll- oder teilselektiven Betrieb des HGÜ-Netzes ermöglichen [10]. Der generelle Ablauf einer Fehlerbehandlung kann in folgende Abschnitte unterteilt werden [11]:

- 1) Fehlereintritt
- 2) Erkennung des Fehlers
- 3) Lokalisierung des Fehlerortes
- 4) Fehlerklärung
- 5) Wiederherstellung der HGÜ

2.1 Fehlereintritt

Bei Eintritt eines Fehlers in einem verknüpften HGÜ-Netz ist zum einen ein sich ausbreitender Spannungsfall (Spannungstrichter) vom Nennwert auf nahe Null ausgehend von der Fehlerstelle und zum anderen ein rasanter Anstieg des Stromes die Folge [7].

Hierbei können die Fehler in Pol-Erd- (PE), Pol-Pol- (PP) und Pol-Pol-Fehler mit Erdberührung (PPE-Fehler) unterteilt werden. Fehler in der Nähe des Erdungspunkts des metallischen Rückleiters (DMR, engl. Dedicated Metallic Return Conductor) haben durch das Auftreten von hohen Stromamplituden und hohen Stromanstiegsgeschwindigkeiten die größten Systemauswirkungen, wobei PP-Fehler und PPE-Fehler als sehr kritische Fehlerszenarien identifiziert werden konnten [12]. Hierbei ist der Kurzschlussstrom I_k der maßgebende Parameter, welcher durch verschiedene elektrische und zeitliche Variablen direkt oder indirekt definiert wird [13]. Zu den elektrischen Größen, die die Eigenschaft des Kurzschlussstromverlaufs bestimmen, zählen die Änderungsrate des Stroms di/dt , die Änderungsrate der Spannung du/dt und der maximale Strom \hat{I} [13]. Diese stehen in direktem Zusammenhang mit der Fehlerbehandlung und werden von der Detektionszeit des Fehlers, der Übertragungszeit der Mess- und Auslösesignale, der Verarbeitungszeit der Signale und der Ausschaltdauer beeinflusst [11].

Konverter besitzen einen Selbstschutz, der im MTDC-System möglichst nicht ausgelöst werden soll, damit keine der sich im unbetroffenen Netzabschnitt befindlichen Konverter blockieren und damit eine Leistungsübertragung aufrechterhalten werden kann. Dadurch resultiert die Anforderung einer schnellstmöglichen Fehlerdetektion und Schutzauslösung zur Unterbrechung des Fehlers. [11]

2.2 Fehlerdetektion und -lokalisierung

Schutzalgorithmen zur Fehlererkennung können in lokale (d.h. nicht kommunikationsbasierte) und kommunikationsbasierte Algorithmen unterteilt werden. Da letztere aufgrund der nicht vermeidbaren Zeitverzögerung bei der Übertragung und Verarbeitung der Signale zwischen den FSDs für lange Leitungen oder Kabel nicht unbedingt als Hauptschutz geeignet sind, beschränken sich die Untersuchungen auf Algorithmen mit Auslösungen basierend auf lokal verfügbaren Messungen. Implementiert wurde an den aktiven FSDs ein einfacher Überstromschutz, der bei Überschreiten eines maximal zulässigen Stromes I_{max} ein Signal zum Auslösen des FSDs generiert. [14]

Des Weiteren wurde ein auf der Messung von Stromgradienten (ROCOC, engl. rate of change of current) und Spannungsgradienten (ROCOV, engl. rate of change of voltage) basierender Algorithmus implementiert. Maßgeblich für ROCOV ist die Spannung an den Leitungen U_{DC} und für ROCOC die Stromänderung di/dt , die im Zuge eines DC-Fehlers an den Leitungen auftritt. di/dt ist dabei maßgeblich abhängig von der strombegrenzenden Induktivität L_{lim} . Der Vorteil der Betrachtung von ROCOC und ROCOV liegt darin, dass diese bereits gemessen werden können, bevor Strom und Spannung einen zuvor definierten Grenzwert erreichen. [15]

Das dritte implementierte Verfahren detektiert den Fehler anhand der Messung der Spannungswanderwellen auf den Kabeln. Diese gemessene Spannung wird mittels einer Wavelet-Transformation analysiert. Das Verfahren ist in der Lage den Fehler zu detektieren, zwischen einem internen und externen Fehler zu unterscheiden und eine Klassifizierung des Fehlers in PE oder PP vorzunehmen. Die Parametrierung der Grenzwerte, ab denen Fehler als solche erkannt und entsprechend klassifiziert werden, erfolgte ebenfalls anhand der Beschreibung in der Veröffentlichung, in der das Verfahren vorgestellt wurde. [16]

2.3 Fehlerklärung

Nach der Identifizierung und Lokalisierung des Fehlers kann eine Isolierung der Fehlerstelle erfolgen [11]. Eine wichtige Schlüsselkomponente, für die in Zukunft geplanten verknüpften HGÜ-Systeme, spielen FSDs, welche Fehler isolieren und damit die Teil- oder Vollselektivität eines HGÜ-Netzes ermöglichen. In DC-Netzen besteht jedoch die Herausforderung der DC-Fehlerstromunterbrechung aufgrund des Fehlens eines natürlichen Nulldurchgangs des Stromes, die der DC-Leistungsschalter, zum Beispiel durch die Schaffung eines künstlichen Nulldurchgangs lösen kann [17, 8]. Grundsätzlich lassen sich DC-Leistungsschalter in mechanische DC-Schutzschalter, leistungselektronische DC-Schutzschalter (auch Solid-State-DC-Schutzschalter genannt) und hybride DC-Schutzschalter unterteilen [17].

In den Untersuchungen wird das Modell eines hybriden DC-Leistungsschalter verwendet, welcher eine Kombination aus einem mechanischen Schalter und der Funktionsweise eines leistungselektronischen Schalters darstellt [8]. In Abbildung 1 wird der schematische Aufbau einer modularen hybriden DC-Leistungsschalter-Topologie aufgezeigt, welche zwei Zweige umfasst. Über den Bypass-Zweig, bestehend aus einem sehr schnellen mechanischen Leistungsschalter S_{mech} und einem in Reihe geschalteten halbleiterbasierten DC-Hilfsschalter S_{aux} , fließt der Strom im eingeschalteten Betriebsfall [7]. Der Hauptzweig besteht aus einem Solid-State-basierten DC-Leistungsschalter, welcher durch eine Anzahl von in Reihe implementierten leistungselektronischen Modulen $S_{main,n}$ mit parallel geschalteten Varistoren VAR_n in mehrere Abschnitte unterteilt ist, um eine hohe Spannungs- und Stromunterbrechungsfähigkeit zu erreichen [7]. Den beiden Zweigen sind ein Hilfstromschalter S_{res} und eine fehlerstromanstiegsbegrenzende Drossel L_{lim} in Reihe vorangestellt [7].

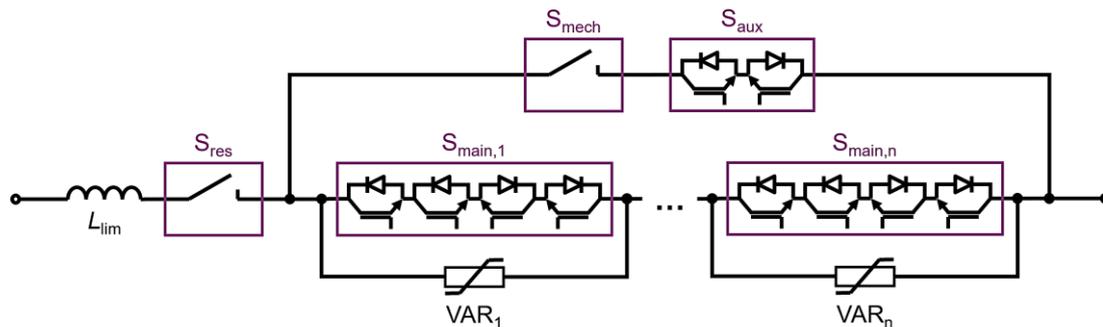


Abbildung 1: Schematischer Aufbau eines modularen hybriden DC-Leistungsschalters
Eigene Darstellung nach [7]

Die Fehlerbeseitigungsdauer wird hierbei durch zwei Faktoren bestimmt: die Ansprechzeit des Schutzes, was der Stromanstiegsperiode entspricht, und die Auslösezeit des DC-Leistungsschalters, was der Stromabsenkungsperiode entspricht [7]. Die Effizienz des Schutzsystems wird durch verschiedene Parameter des Netzmodells beeinflusst, welche unter anderem die Summe der Gleichstromimpedanzen der Fehlerschleife mit den implementierten Induktivitäten zur Begrenzung des Fehlerstromanstiegs, die Topologie des HGÜ-Systems, die Kurzschlussleistung der anliegenden AC-Netze oder der Fehlerort sind [11].

2.4 Wiederherstellung der HGÜ

Ist der Fehler erfolgreich geklärt worden, kann bei einer sich ereigneten Blockierung der Konverter eine Wiederherstellung der HGÜ-Verbindung eingeleitet werden, was jedoch im Falle fehlender Entstörungskommunikation mit mehreren Wiedereinschaltversuchen verbunden ist [11].

3 Konfiguration des Multiterminal-HGÜ-Systems

Die Untersuchungen werden mit ausgewählten Fehlerszenarien, unterschiedlichen Netzkonfigurationen und -parametern am Beispiel der Fallstudie Heide, einem von der TenneT TSO GmbH und 50Hertz Transmission GmbH geplanten Multiterminal-Hub-Projektes, durchgeführt. Dabei sollen zwei geplante OWPs über ein Multiterminal-HGÜ-System an zwei Anbindungspunkten mit dem deutschen Übertragungsnetz verknüpft werden. Bei der geplanten Netzkonfiguration handelt es sich um zwei bipolare Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen (LanWin3 – Klein Rogahn und LanWin2 – Heide) mit DMR-Ausführung, welche über den DC-Hub Heide miteinander gekoppelt sind. Jeder AC-Netzanschlusspunkt ist über eine Konverterstation an das HGÜ-Netz angeschlossen. In jeder Stromrichterstation werden für den Aufbau der Bipol-Topologie zwei HB-MMC-VSC angenommen, die im Mittelpunkt des Zusammenschlusses mit dem DMR verbunden sind. Der grundlegende Aufbau des Gesamtsystems ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt. Die Anbindungen der Offshore-Windparks an den DC-Hub erfolgen über die Seekabel NOR-12-2 (LanWin2 – Heide) und NOR-11-1 (LanWin3 – Heide), die HGÜ-Verbindung zwischen Heide und Klein Rogahn (NordOstLink) wird anhand eines Erdkabels realisiert. Alle Übertragungsstrecken werden mit einer Nennspannung $U_{dc,nenn}$ von ± 525 kV betrieben und transportieren eine Nennleistung P_{nenn} von 2 GW. Bei einer Bipol-Konfiguration mit zwei Polen für die Leistungsübertragung ergibt sich ein Nennstrom $I_{dc,nenn}$ von $\pm 1,9$ kA. [18, 5]

Des Weiteren wird für die Analyse festgelegt, dass keine Blindleistung von der HGÜ für die AC-Netzanschlusspunkte bereitgestellt wird.

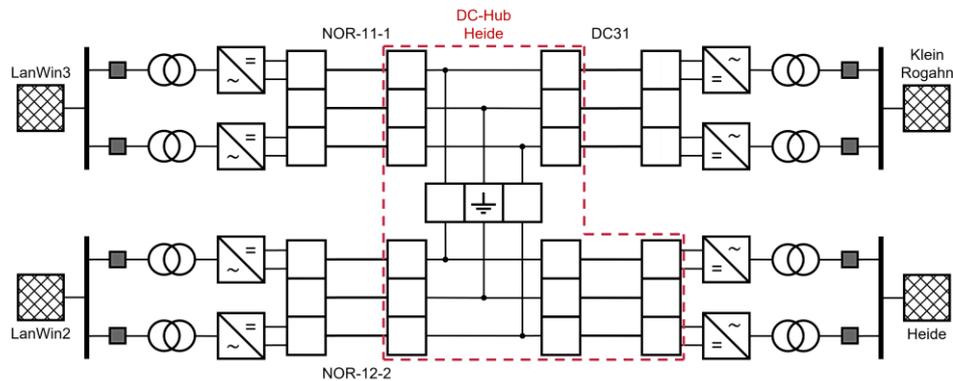


Abbildung 2: Schematischer Aufbau der Fallstudie DC-Hub Heide

Für die Simulation der AC-Systeme werden als Vereinfachung ideal sinusförmige Spannungsquellen angenommen, wobei sich die Onshore- und Offshore-Systeme voneinander bezüglich der Nennspannung $U_{ac,nenn}$, des Kurzschlussstromverhältnisses (SCR, engl. Short Circuit Ratio) und des X/R -Verhältnisses voneinander unterscheiden. Durch die Klassifizierung der Netze über den SCR können diese entweder als starkes oder als schwaches Netz definiert werden, wobei folgende Unterteilung existiert [19, 20]:

- Starkes Netz: $SCR \geq 5$
- Moderates Netz: $3 \leq SCR < 5$
- Schwaches Netz: $2 \leq SCR < 3$
- Sehr schwaches Netz: $SCR < 2$

Schwache bzw. sehr schwache Netze haben eine höhere Impedanz oder eine geringere Trägheit im Vergleich zu moderaten und starken Netzen und führen bei Konvertern zu Betriebsproblemen unter anderem durch Spannungsinstabilität, Ausfall der Kommutierung oder temporäre Überspannungen [20]. Für die Untersuchungen wurden die Offshore-Systeme als schwache bis moderate und die Onshore-Netze als starke Netze definiert.

Um die leistungselektronischen Bauteile der VSCs vor einer Schädigung zu schützen, kommen aufgrund der deutlich geringeren Überstromlastfähigkeit von Insulated Gate Bipolar Transistoren (IGBTs), im Vergleich zu Thyristoren, konverterinterne Schutzalgorithmen zum Einsatz [9]. Die Schutzlogiken basieren in der Regel auf einer Überstrom-, Überspannungs- und Unterspannungserkennung, wobei die Schutzlogik der Konverter entweder alle Detektionsmöglichkeiten oder eine Zusammensetzung dieser beinhalten kann [12]. In dem für die Untersuchung verwendeten Konvertermodell sind folgende Fehlerschutzalgorithmen implementiert, welche nach der Erfüllung der zeitlichen Voraussetzung t_{fault} den Konverter instantan blockieren [9, 11]:

- DC-Überstromschutz der Armströme bei $I_{dc} \geq 2 I_{dc,nenn}$ und $t_{fault} = 20 \mu s$
- AC-Unterspannungsschutz bei $U_{ac} < 0,1 U_{ac,nenn}$ und $t_{fault} = 1 ms$

Um ein stabiles HGÜ-Netz zu stellen, muss in dem System von mindestens einem Konverter die DC-Spannung als Synchronisationsparameter an einem DC-Netzpunkt auf einen festgelegten Wert geregelt werden [21]. In dem untersuchten Netzmodell wird als Vereinfachung eine Master-Slave-Regelung mit festgelegten Regelgrößen der Konverter angewendet, bei der

eine Konverterstation als Master-Einheit definiert wird, welche für die Regelung der DC-Spannung verantwortlich ist, während die anderen Stromrichter die Leistungsregelung übernehmen [21]. Da jedoch bei dem Ausfall der Master-Konverterstation mit einem Instabilitätsproblem des HGÜ-Netzes zu rechnen ist, wird zusätzlich zur Master-Slave-Regelung eine stark vereinfachte Koordinationsregelung der Master-Funktion in das Simulationsmodell implementiert [21].

Für das Simulationsmodell der DC-Schaltanlage wird ein vereinfachter Aufbau eines hybriden DC-Leistungsschalters verwendet, welcher durch ein Signal der eingesetzten Schutzlogik ausgelöst wird. Hierbei wird angenommen, dass der mechanische Leistungsschalter im Bypass-Zweig eine Öffnungszeit t_{mech} von 2 ms und der Trennschalter eine maximale Stromunterbrechungsgrenze $I_{\text{trenn,max}}$ von 20 A besitzt [11]. Des Weiteren darf die maximale Ausschaltstrombelastbarkeit $I_{\text{cb,max}}$ des DC-Leistungsschalters von 16 kA innerhalb der Ausschaltzeit nicht überschritten werden [7]. Die AC-Leistungsschalter werden durch das Blockieren der Konverter ausgelöst und trennen diese im Falle eines Fehlers von den AC-Netz-Anschlusspunkten mit einer angenommenen Signalverzögerung $t_{\text{sig,ac,delay}}$ von 100 ms.

Neben dem klassischen vollselektiven Ansatz (siehe Abbildung 3a) besteht eine weitere Möglichkeit zur Anordnung der FSDs in dem DC-Hub Heide in dem Ansatz der teilselektiven Fehlerklärungsstrategie, wie er in Abbildung 3b dargestellt ist. Bei der teilselektiven Strategie wird im Fehlerfall nicht das betroffene Kabel freigeschaltet, stattdessen wird das MTDC-System in zwei separate Punkt-zu-Punkt-Verbindungen aufgetrennt. Anschließend wird die Punkt-zu-Punkt-Verbindung, an der der Fehlerauftritt freigeschaltet. Der FSD fungiert dabei als Kuppung der Sammelschiene des DC-Hubs. In der Konfiguration, wie sie derzeit geplant wird, bilden die Übertragungsstrecken NOR-11-1 und NordOstLink (DC31), sowie NOR-12-2 und Heide jeweils eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung, sodass jede Punkt-zu-Punkt-Verbindung immer aus einer offshore-seitigen und einer onshore-seitigen Konverterstation besteht. Der wesentliche Vorteil dieser Fehlerklärungsstrategie besteht in der Verringerung der Anzahl benötigter FSDs. Im Fehlerfall wird jedoch immer eine vollständige Punkt-zu-Punkt-Verbindung freigeschaltet.

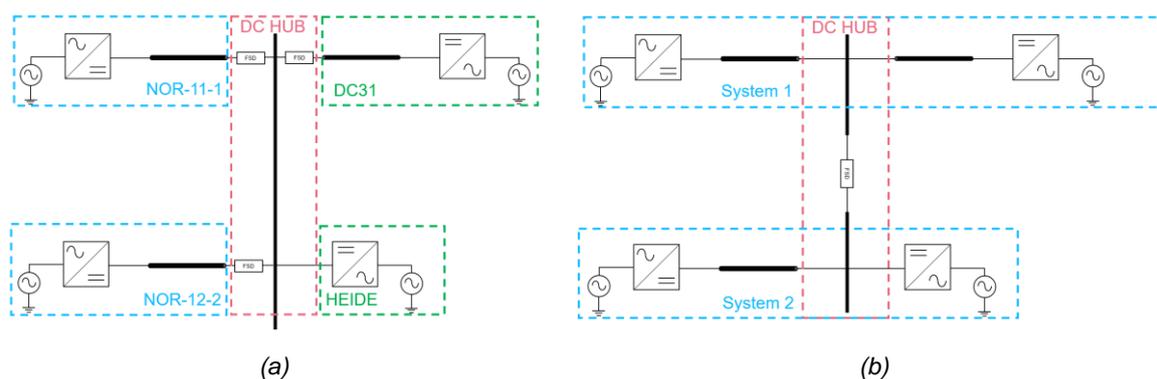


Abbildung 3: (a) vollselektive Fehlerklärungsstrategie im DC-Hub Heide,
(b) teilselektive Fehlerklärungsstrategie im DC-Hub Heide

4 Simulationsergebnisse

Elektromagnetische Vorgänge (EMT, eng. Electromagnetic Transient) in Folge von Fehlerereignissen sind zentrale Kernbestandteile der durchgeführten Untersuchungen, welche sich im

Mikrosekunden-Zeitbereich befinden. Aus diesem Grund wurde für die Analyse der EMT das für den Aufbau eines komplexen HGÜ-Systems geeignete Simulationsprogramm PSCAD der Firma Manitoba Hydro International Ltd. basierend auf einer grafischen Programmieroberfläche verwendet [22]. Als Modellierungsgrundlage für das in PSCAD aufgebaute Netzmodell dient ein MTDC-Benchmarksystem, welches von der CIGRE B4.57 Arbeitsgruppe entwickelt wurde. [23,24]

Das verwendete Simulationsmodell stellt die Systemkonfiguration und -topologie der Fallstudie Heide dar. Die einzelnen Komponenten in diesem Modell sind anhand praxisnaher Daten und Annahmen ausgelegt worden. Des Weiteren wird durch die DC-Schaltanlage das verknüpfte HGÜ-System in zwei Fehlerzonen – zwei unabhängige Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen – unterteilt, um damit den teilelektiven Ansatz abbilden zu können. Als Grundlage für die FSDs dient ein öffentlich verfügbares Modell, welches für die Untersuchungen leicht modifiziert wurde [25]. Für die Berechnung des Konverterverhaltens in PSCAD wurde für die HB-Topologie ein Typ 4 Modell, definiert durch die Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Cigré), verwendet. Dieses Modell basiert auf der Vereinfachung, IGBTs und Dioden auf ohmsche Bauelemente mit zwei Zuständen zu reduzieren, um so die Anzahl der zu berechnenden elektrischen Knoten im Vergleich zu einem Typ 3 Modell zu begrenzen und damit den Ressourcenbedarf der Simulation zu verringern [26]. Dabei ist das Typ 4 Modell hinreichend genau, um EMT-Simulationen durchführen zu können und das Fehlverhalten der HB-Submodule, anders als bei einem Average Value Modell, adäquat darstellen zu können [26].

Für den Startzeitpunkt der Simulationen wurde ein Zeitpunkt gewählt, indem sich das System im stationären Zustand befindet, sodass Effekte durch die Start-Up-Sequenzen der Konverter nicht betrachtet wurden. Als Zeitpunkt des Fehlereintritts t_0 wurde 0,1 Sekunden nach Simulationsstart gewählt. Zur Veranschaulichung der Messdaten erfolgte eine grafische Aufbereitung in MATLAB R2022b der Firma The MathWorks, Inc.

4.1 Einflussfaktoren auf den DC-Fehler und auf das Konverterblockierverhalten

In den Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass die Art des Fehlers einen entscheidenden Einfluss auf den Verlauf der Fehlerstromschleife und somit auf das Ausfallszenario der Übertragungsleistung besitzt. In Folge eines PE-Fehlers fällt nach Klärung des Fehlers durch den Konverter die Hälfte der Übertragungsleistung aus, da die HGÜ über den vom Fehler unbetroffenen Pol und den DMR als unsymmetrischer Monopol weiterbetrieben werden kann, wohingegen bei einem PP- und einem PPE-Fehler die gesamte Übertragungskapazität ausfällt. Bei der Verringerung der Netzstärke des Onshore-Netzanschlusspunktes konnte gezeigt werden, dass die Netzstärke keinen Einfluss auf die Fehlerstromschleife und die sich nach Fehlerereignis einstellende Übertragungskapazität hat, jedoch durch die niedrigere Kurzschlussleistung weniger Blindleistung aus dem AC-Netz bereitgestellt werden kann, was wiederum in einen größeren Spannungseinbruch im AC-Netz und in einen niedrigeren DC-Fehlerstromverlauf am Konverter des Netzanschlusspunktes resultiert. Obwohl es in Folge eines schwachen AC-Netzes zu Betriebsproblemen der Konverter kommen kann, sollte bei der Schutzauslegung zunächst von einem starken Netzanschlusspunkt ausgegangen werden. Die Simulationen von unterschiedlichen Fehlerorten in einem MTDC-Netz zeigen, dass Fehler in unmittelbarer Nähe des Erdungspunktes des DMRs ein kritisches Szenario für die Auslegung

eines Schutzsystems, aufgrund der sehr großen Strombelastungen der Schutzgeräte und der hohen Stromanstiegsrate, darstellen. In Tabelle 1 ist anhand der untersuchten Kriterien aufgelistet, welche der Faktoren einen Einfluss auf ausgewählte DC-Fehler-Eigenschaften und das HGÜ-Systemverhalten besitzt.

Tabelle 1: Einflussfaktoren auf das HGÜ-Systemverhalten bewertet anhand ausgewählter Kriterien

Bewertungskriterien	Einflussfaktoren		
	Fehlerart	AC-Netzstärke	Fehlerort
Verlauf der Fehlerstromschleife	✓	✗	✓
Ausfallszenario der Übertragungsleistung	✓	✗	✗
Ort des maximalen Fehlerstroms	✗	✗	✓
Höhe des maximalen Fehlerstroms	✓	✗	✓
Höhe des DC-Fehlerstromverlaufes	✓	✓	✓

4.2 Fehlerdetektion und -klassifizierung

Die untersuchten Schutzalgorithmen werden hinsichtlich Geschwindigkeit, Selektivität und Empfindlichkeit sowohl für den vollselektiven, als auch den teilselektiven Ansatz ausgewertet und gegenübergestellt. Betrachtet wurden dabei PE- und PP- Fehler für Fehlerwiderstände R_f von 0,01 Ω (nachfolgend als niederohmiger Fehler bezeichnet), 100 Ω und 200 Ω (nachfolgend als hochohmiger Fehler bezeichnet) [16, 27]. Die Fehlerorte befinden sich bei 0 %, 25 %, 50 %, 75 % und 100 % der Kabellänge ausgehend vom DC-Hub Heide. L_{lim} wurde mit 200 mH je Kabel gewählt.

Das untersuchte Traveling-Wave-Verfahren liefert gegenüber den weiteren Algorithmen die geringsten Fehlerquoten mit durchschnittlich 2,35 % an den betrachteten FSDs bei der vollselektiven Fehlerklärungsstrategie. Eine Selektivität bei der Fehleridentifikation ist für die teilselektive Fehlerklärungsstrategie nicht relevant und wurde daher nicht weiter betrachtet. Das Verfahren ist zu dem in der Lage 100 % der Fehler im vollselektiven Ansatz, sowie 95,4 % der Fehler bei der teilselektiven Fehlerklärungsstrategie zu erkennen. Die Detektionszeit ist weitestgehend unabhängig von R_f (siehe Abbildung 4), sondern ist hauptsächlich von der Entfernung des FSDs zum Fehlerort abhängig (siehe Abbildung 5). Bei größeren Entfernungen ab 50 % der Kabellänge des längsten betrachteten Kabels nach NOR-11-1 betragen die Detektionszeiten jedoch mehr als eine Millisekunde. Mit zunehmender Entfernung wird auch der Einfluss von R_f auf die Detektionszeit größer, am deutlichsten ist dies für die Detektionszeit von PE-Fehlern auf dem Pluspol bei hochohmigen Fehlern zu beobachten. Die Detektionszeit liegt bei dem Traveling-Wave-Verfahren für niederohmige Fehler über den Detektionszeiten der beiden anderen Verfahren (siehe Abbildung 4), mit Zunahme von R_f liegt die Detektionszeit jedoch unter der des Überstromschutzes.

Hinsichtlich der Empfindlichkeit war das untersuchte ROCOC- und ROCOV-Verfahren in der Lage für beide Fehlerklärungsstrategien 100 % der Fehler zu erkennen. Das Verfahren schneidet jedoch bei der Selektivität mit einer durchschnittlichen Fehlerquote von 24,6 % bei der selektiven Topologie deutlich schlechter ab, als das untersuchte Traveling-Wave-Verfahren. Das ROCOC- und ROCOV-Verfahren weist in allen betrachteten Fehlerfällen die schnellste Detektionszeit auf und ist dabei nahezu unabhängig von R_f (siehe Abbildung 4 und 5). Auf der Übertragungsstrecke NOR-11-1 konnte bis zu einer Entfernung von einschließlich 50 % Kabellänge vom Fehlerort der Fehler innerhalb einer Millisekunde detektiert werden.

Der Überstromschutz schneidet im Vergleich der drei Schutzalgorithmen am schlechtesten ab. Der Algorithmus hat durchschnittlich 89 % der Fehler im selektiven und durchschnittlich 67 % im teilselektiven Ansatz korrekt erkannt. Die Fehlerquote für die Selektivität liegt mit durchschnittlich 49,4 % auch über den Werten des Traveling-Wave- und des ROCOC- und ROCOV-Verfahrens. Eine Abhängigkeit der Detektionsgeschwindigkeit von R_f ist deutlich zu erkennen. Dies führt dazu, dass für niederohmige Fehler der Überstromschutz eine geringere Detektionszeit als das untersuchte Traveling-Wave-Verfahren aufweist (siehe Abbildung 4), für hochohmige Fehler jedoch das Traveling-Wave-Verfahren in der Lage ist, den Fehler schneller zu detektieren. Die Entfernung zum Fehlerort ist ein wesentlicher Faktor für die Detektionszeit des Verfahrens (siehe Abbildung 5), ab einer Entfernung von 25 % der Kabellänge der Übertragungsstrecke von NOR-11-1, können nicht mehr alle Fehler zuverlässig innerhalb einer Millisekunde erkannt werden.

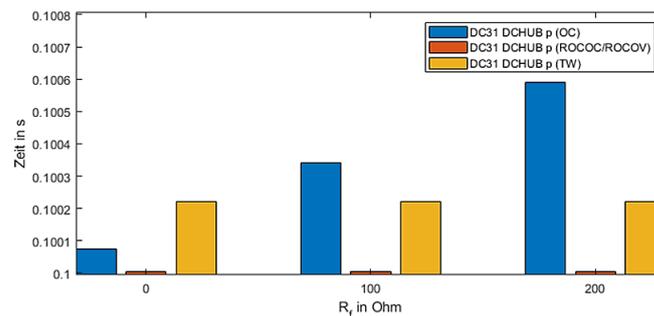


Abbildung 4: Abhängigkeit der Detektionsgeschwindigkeiten von R_f

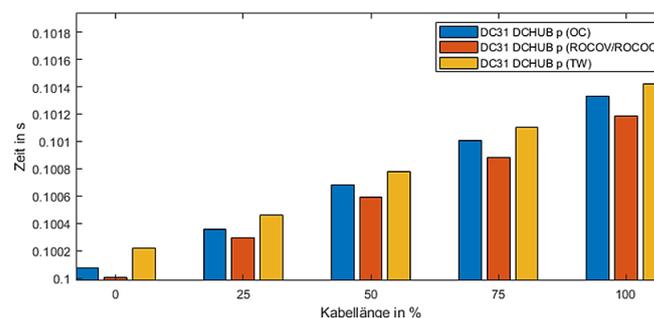


Abbildung 5: Abhängigkeit der Detektionsgeschwindigkeiten von der Entfernung zum Fehlerort

4.3 Untersuchung des MTDC-Systemverhalten

Im Folgenden liegt der Fokus der Untersuchungen auf der qualitativen Analyse von EMTs, die in Folge von PE-Fehlerereignissen auftreten. Hierfür wird für alle Fehlerarten ein Widerstand R_{fault} von 0,5 Ω angenommen, was einer Worst-Case-Annahme von niederohmigen Erd- bzw.

Kurzschlussfehlern entspricht [12]. Analysiert wird was HGÜ-Systemverhalten und das FSD-Auslöseverhalten nach einem PE-Fehlereintritt auf der Sammelschiene des DC-Hub Heide der unteren Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindung bei Annahme des teilselektiven Schutzkonzepts. Da die Pole bei der implementierten Topologie symmetrisch sind, kann die Analyse eines PE-Fehlers auf die Betrachtung des positiven Pols reduziert werden [12]. Der DMR wird an dem zentralen gemeinsamen Kopplungspunkt in der DC-Schaltanlage über einen Erdungswiderstand $R_{DMR, \text{gnd}}$ von $0,5 \Omega$, um Erdpotentialanstiege zu berücksichtigen, niederohmig geerdet. In den Auswertungen der Untersuchungsszenarien werden die DC-Ströme auf den DC-Nennstrom $I_{dc, \text{nenn}}$ von $1,9 \text{ kA}$ und die DC-Spannung auf die DC-Nennspannung $U_{dc, \text{nenn}}$ von 525 kV normiert. Die sich für das Fehlerszenario im MT-HGÜ-Netz bildenden Fehlerstromschleifen ist schematisch in Abbildung 6 dargestellt. Der Fehlerstrom schließt sich bei einem PE-Fehler unabhängig des Fehlerortes über die Erdung an der DC-Schaltanlage und über den DMR. Infolgedessen kommt es bei beiden Onshore-Konverterstationen zu einer Stromumkehr auf dem positiven Pol.

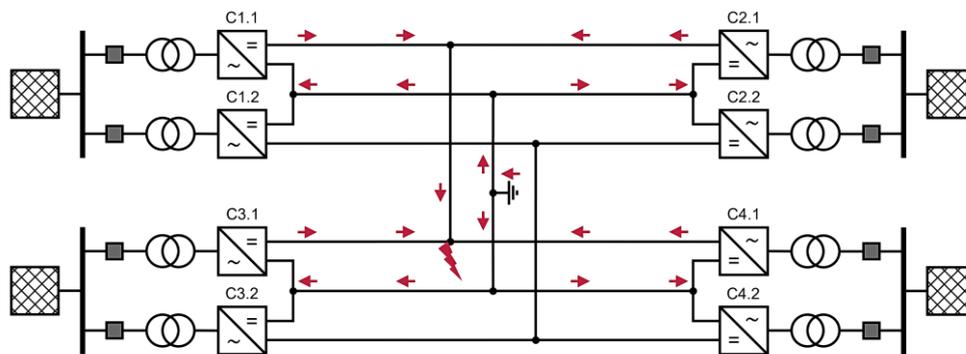


Abbildung 6: Darstellung der Fehlerstromschleifen in dem MTDC-System

Die aus den Simulationen resultierenden DC-Stromverläufe des Pluspol-DC-Leistungsschalters bei unterschiedlichen Drosselinduktivitäten $L_{lim} = 1 \mu\text{H} \dots 100 \text{ mH}$ sind in Abbildung 7a dargestellt. Für eine Stromanstiegsbegrenzungsinduktivität von $1 \mu\text{H}$ kommt es bei Fehlereintritt zu einer sehr hohen Stromanstiegsrate, welche in einen hohen maximalen Stromwert resultiert, wodurch es zu einer direkten Überschreitung der maximalen Auslösegrenze des DC-Leistungsschalters kommt. Erst durch die Implementierung einer Stromanstiegsbegrenzungsdrossel mit einer Induktivität von 100 mH wird die Stromanstiegsrate soweit verringert, dass nach dem Zeitpunkt der Fehlererkennung der mechanische Schalter des DC-Leistungsschalters vor Überschreiten des maximalen Auslösegrenzwertes öffnen kann. Mit der darauffolgenden Kommutierung des Fehlerstroms auf den Varistorzweig des hybriden DC-Leistungsschalters wird dieser bis zu dem Erreichen der maximalen Stromunterbrechungsgrenze des DC-Trennschalters reduziert. Zum dem Zeitpunkt $t = 104,48 \text{ ms}$ kann mit der Strombegrenzungsinduktivität von 100 mH eine vollständige Unterbrechung des Fehlerstroms erzwungen und damit eine Trennung des Pluspols der beiden Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen erreicht werden.

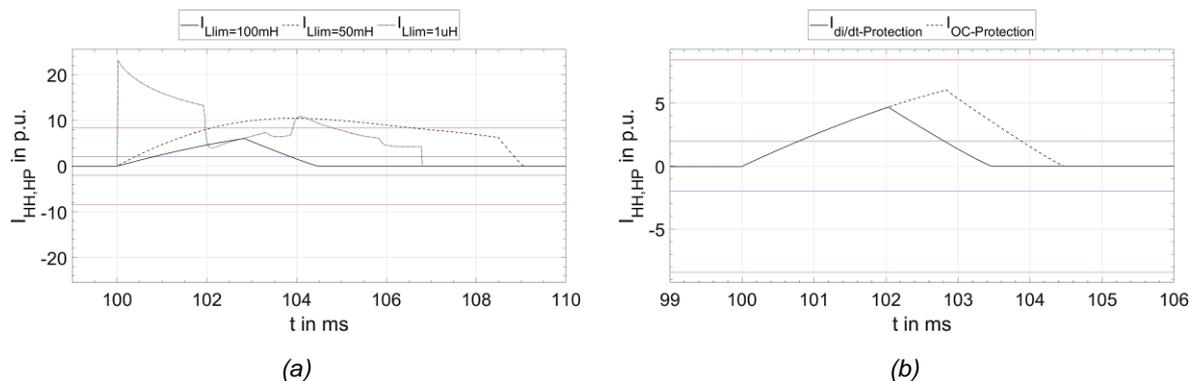


Abbildung 7: DC-Stromverlauf am positiven Pol der DC-Schaltanlage für
 (a) unterschiedliche Stromanstiegsbegrenzungsinduktivitäten
 (b) unterschiedliche Schutzlogiken

Der für das Schutzsystem auslegungsrelevante Konverter C1.1 blockiert bei der Verwendung einer Drosselinduktivität von 50 mH im Vergleich zu einer Induktivität von 1 μH um 2,64 ms und der Konverter C2.1 um 1,12 ms verzögert. Mit dem Einsatz einer Drosselinduktivität von 100 mH können beide Konverter den Fehler durchfahren, sodass nach der Auftrennung des HGÜ-Systems die vom Fehler unbetreffene Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindung mit der Nennübertragungsleistung von 2 GW weiterbetrieben werden kann. Die Blockierungszeitpunkte der Konverter sind im Stromverlauf der DC-Konvertersammelschienen anhand des ersten Einbruches des Fehlerstroms erkennbar und für alle Konverter des positiven Pols in Tabelle 2 zusammengetragen.

Tabelle 2: Blockierungszeitpunkte der Konverter des positiven Pols nach Fehlereintritt bei Variation der Induktivitäten der Stromanstiegsbegrenzungsdrossel

Konverter	$t_{BLK,C}$		
	$L_{lim} = 1 \mu\text{H}$	$L_{lim} = 50 \text{ mH}$	$L_{lim} = 100 \text{ mH}$
C1.1	3,30 ms	5,94 ms	-
C2.1	5,06 ms	6,18 ms	-
C3.1	4,22 ms	4,14 ms	4,10 ms
C4.1	2,30 ms	2,26 ms	2,26 ms

Die aus den beiden Schutzlogiken resultierenden DC-Stromverläufe des Pluspols der DC-Schaltanlage sind in Abbildung 7b dargestellt. Dabei ist festzuhalten, dass beide Schutzauslegungen in der Lage sind, den Fehler in der notwendigen Zeit zu detektieren, sodass der hybride DC-Leistungsschalter vor dem Erreichen der maximalen Auslösegrenze den Fehlerstrom begrenzen und eine Auftrennung des HGÜ-Netzes bewirken kann. Im Falle des Überstromschutzes erreicht der Fehlerstrom seinen Maximalwert von 6,05 p.u. nach 2,84 ms nach Fehlereintritt und eine vollständige Trennung der beiden Systeme kann nach weiteren 1,64 ms erfolgen. Mit der Verwendung des di/dt -Schutzes wird das System mit einem um 1,36 p.u. geringeren maximalen Fehlerstrom, welcher bereits bei 2,04 ms eintritt, belastet, da der di/dt -Schutzalgorithmus in der Lage ist, den Fehler bereits nach 40 μs und damit 800 μs früher als die Überstromschutzlogik zu erkennen. Damit kann die Systemanforderung der Fehlererkennung unter 1 ms erfüllt werden [6].

5 Zusammenfassung und Ausblick

Es wurde ein detailliertes Simulationsmodell zur qualitativen Analyse von elektromagnetischen Vorgängen in Folge von Fehlerereignissen in der Simulationsumgebung PSCAD aufgebaut, welches die Bipol-Topologie in Anlehnung an den DC-Hub Heide mit DMR-Ausführung repräsentiert. Zunächst wurden für die Identifikation kritischer Fehlerszenarien unterschiedliche Fehlerarten und verschiedene Stärken des Netzanschlusspunkts untersucht, um die Einflussfaktoren auf den DC-Fehler zu ermitteln. Des Weiteren wurde durch Variation des Fehlerortes die Auswirkungen auf die Fehlerklärung beleuchtet. Mit der Analyse gängiger Schutzalgorithmen konnte als nächster Schritt aufgezeigt werden, dass das Traveling-Wave-Verfahren für die untersuchten Szenarien geringe Fehlerquoten hinsichtlich Selektivität und Empfindlichkeit liefert. Das untersuchte ROCOV- und ROCOC-Verfahren ist gegenüber dem Traveling-Wave-Verfahren schneller und weist eine höhere Empfindlichkeit auf, jedoch auf Kosten einer verringerten Selektivität. Die Detektionsgeschwindigkeiten beider Verfahren haben sich robust gegenüber Variationen von R_f erwiesen, der größte Einfluss auf diese stellt die Entfernung zum Fehlerort dar. Die korrekte Parametrierung und die Dimensionierung von L_{lim} sind für ein gute Performance beider Verfahren essenziell, wobei hier für zukünftige Untersuchungen ein Optimierungspotential besteht. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass mit einer ausreichend großen L_{lim} und mit einer korrekten Parametrierung des di/dt-Schutzalgorithmus die Anwendung einer teilselektiven Fehlerklärungsstrategie in Konfigurationen, wie sie derzeit geplant werden, mit Erfüllung der Anforderungen an das Schutzsystem generell möglich ist. Jedoch müssen in zukünftigen Simulationen die richtige Auslegung der Konverterregelung, umfangreiche Betrachtung der Interaktionen zwischen den DC- und AC-Netzen, Variationen des Erdungskonzeptes, sowie mögliche Erweiterungsoptionen des DC-Hubs thematisiert werden.

6 Referenzen

- [1] Schwab, A. J. (2022): Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende. 7.Auflage Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-64773-8
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) (2023): Monitoring des Stromnetzausbaus Viertes Quartal 2022. URL: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringsbericht_Q4-22.pdf (aufgerufen am 15.05.2023)
- [3] Presse und Informationsamt der Bundesregierung (Hrsg.)(2023): Mehr Windenergie auf See. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/windenergie-auf-see-gesetz-2022968#:~:text=Das%20Ausbauziel%20f%C3%BCr%20Windenergie%20auf,Gigawatt%20installierte%20Leistung%20erreicht%20werden> (aufgerufen am 01.10.2023)
- [4] Renner, Herwig; Schichler, Uwe; Krischan, Klaus; Deutschmann, Bernd; Auinger, Bernhard; Horn, Martin et al. (2018): Innovativer HVDC-DC-Wandler für Hochspannungs-Gleichstrom-Netze – Grundsätzliche Überlegungen zu Topologie, Regelung und elektromagnetischer Verträglichkeit. In: Elektrotech. Inftech. 135 (8), S. 497–506. DOI: 10.1007/s00502-018-0657-9.
- [5] TenneT TSO GmbH (2022): Neues Energiewende-Projekt an der Westküste: TenneT und 50Hertz planen innovatives Stromdrehkreuz in Heide. Hg. v. TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/de/blog/neues-energiewende-projekt-der-westkueste-tennet-und-50hertz-planen-innovatives-stromdrehkreuz>, zuletzt aktualisiert am 23.06.2022, zuletzt geprüft am 01.10.2023.
- [6] Chaudhuri, N. R. et al.(2014): Multi-terminal direct current grids: Modeling, analysis, and control. Hoboken, New Jersey: IEEE Press Wiley. ISBN: 978-1-118-72910-6

- [7] Häfner, Jürgen; Jacobson, Björn (2011): Proactive Hybrid HVDC Breakers - A key innovation for reliable HVDC grids. In: Controlled switching of HVAC CBs - Planning, Specifications & Testing.
- [8] Rouzbehi, Kumars; Candela, J. Ignacio; Gharehpetian, Gevork B.; Harnefors, Lennart; Luna, Alvaro; Rodriguez, Pedro (2016): Multiterminal DC grids: Operating analogies to AC power systems. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 70, S. 886–895.
DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.270.
- [9] Jovcic, Dragan (2019): High voltage direct current transmission. Converters, systems and DC grids. Second edition. Chichester, West Sussex: Wiley.
- [10] Josefsson, Jenny; Riechert, Uwe; Plet, Cornelis; Mebrahtu-Melake, Semere; Hassanpoor, Arman (2018): Performance Demonstration of HVDC substation equipment. Online verfügbar unter https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/Conference_Paper___ABB_DNV_GL_Performance_Demonstration_of_HVDC_substation_equipment.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2023.
- [11] Petino, Cora; Heidemann, Matthias; Eichhoff, Daniel; Stumpe, Maximilian; Spahic, Ervin; Schettler, Frank (2016): Application of multilevel full bridge converters in HVDC multiterminal systems. In: IET Power Electronics 9 (2), S. 297–304. DOI: 10.1049/iet-pel.2015.0515.
- [12] Heidemann, M.; Eichhoff, D.; Petino, C.; Stumpe, M.; Spahic, E.; Schettler, F. (2015): A Systematic Study on Fault Currents in Multiterminal HVDC Grids. In: Symposium Lund - 2015.
- [13] Spahic, E.; Ergin, D.; Schettler, F.; Dron, J.; Petino, C. (2016): A closer look at protection concepts for DC systems (B4-118).
- [14] Ansari, J. A., Liu, C. & Le Zheng (2022): A Comprehensive Review of the Protection Methods Applied to the MTDC Systems. In: 16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP2022). Institution of Engineering and Technology. 7-10 March 2022. ISBN:978-1-83953-719-6. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9841673> (aufgerufen am 23.05.2023)
- [15] Sneath, J. & Rajapakse, A. D. (2016): Fault Detection and Interruption in an Earthed HVDC Grid Using ROCOV and Hybrid DC Breakers. In: IEEE Transactions on Power Delivery 31.3. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2364547.
- [16] Liu, L., Lekić, A. & Popov, M. (2023): Robust Traveling Wave-Based Protection Scheme for Multiterminal DC Grids. In: IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 38, no. 5, pp. 3117-3129, Oct. 2023, doi: 10.1109/TPWRD.2023.3265748
- [17] Jie, Zhou; Haibin, Li; Rui, Xie; Li, Liu; Wenhai, Nie; Kun, Song et al. (2016): Research of DC Circuit Breaker Applied on Zhoushan Multi-terminal VSC-HVDC Project. In: IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference.
- [18] Gustedt, Volker; Greve, Birte; Brehm, Christian; Halici, Claudia (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Hg. v. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>.
- [19] Crastan, Valentin; Westermann, Dirk (2018): Elektrische Energieversorgung 3. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- [20] van Hertem, Dirk; Gomis-Bellmunt, Oriol; Liang, Jun (Hg.) (2016): HVDC grids. For offshore and supergrid of the future. Piscataway NJ, Hoboken New Jersey: IEEE Press; Wiley (IEEE Press series on power engineering).
- [21] Ansari, Jamshed Ahmed; Liu, Chongru; Khan, Shahid Aziz (2020): MMC Based MTDC Grids: A Detailed Review on Issues and Challenges for Operation, Control and Protection Schemes. In: IEEE Access 8, S. 168154–168165. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3023544.
- [22] Liu, Pu; Che, Renfei; Xu, Yijing; Zhang, Hong (2015): Detailed Modeling and Simulation of ± 500 kV HVDC Transmission System Using PSCAD/EMTDC. In: 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), S. 1–3.
DOI: 10.1109/APPEEC.2015.7446227.
- [23] Manitoba Hydro International Ltd. (Hrsg.): CIGRE B4-57 working group developed models. URL: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/57> (aufgerufen am 24.09.2023)

- [24] Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ) (2014): Guide for the development of models for HVDC converters in a HVDC grid: Working Group B4.57. Paris: CIGRÉ, 2014. ISBN: 978-2-85873-305-7.
- [25] Manitoba hydro International Ltd. (Hrsg.) (2022): HVDC Breaker URL: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/259> (aufgerufen am 24.09.2023)
- [26] Wachal, Randy; Jindal, Amit; Dennetière, Sébastien; Saad, Hani; Rui, Oyvind; Cole, Stijn et al. (2014): Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid. Working Group B4.57 (604).
- [27] Perez Molina, M. J. et al (2020): Fault detection based on ROCOV and ROCOC for multi-terminal HVDC systems. In: IEEE 20th Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON). IEEE S.506-511. ISBN: 978-1-7281-5200-4. DOI: 10.1109/MELECON48756.2020.9140642