



Hermann Hackl, BSc

Numerische Berechnung von Hochspannungs- Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) in EMTP-RV

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Stephan Pack

Dipl.-Ing. Jürgen Plesch, BSc

Institut für

Hochspannungstechnik und Systemmanagement

Graz, August 2017

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

Meinen Eltern.

KURZFASSUNG

Im Rahmen dieser Masterarbeit wurde die Machbarkeit der Implementierung einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bzw. eines Gleichstromnetzes im Transienten-Simulationsprogramm-EMTP-RV (Version 3.3) untersucht. Hierzu wurden Modelle der 2 wesentlichen HGÜ-Technologien anhand einer Literaturstudie erarbeitet und implementiert bzw. adaptiert, die anschließend durch Testfälle verifiziert wurden. Ein besonderes Augenmerk lag hierbei auf dem Themengebiet der HGÜ-Regelung. Im Zuge der Arbeit wurde ferner ein von der CIGRÉ entworfenes, vermaschtes Gleichstrom-Testnetz aufgebaut und untersucht.

Schlüsselworte: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Gleichspannung, HGÜ, LCC, VSC, MMC, EMTP-RV, CIGRE-DC-Testnetz

ABSTRACT

The aim of this thesis is a feasibility analysis of the implementation of a High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission System and/or of the implementation of a DC Network in the Transient Programme EMTP-RV (version 3.3), respectively. Therefore, 2 models of the main HVDC technologies have been developed under consideration of the relevant literature. Afterwards, the models have been verified by chosen test cases. Special attention was paid to the topic of HVDC control. Furthermore, the CIGRÉ DC Test Grid has been implemented and analysed.

Keywords: High Voltage Direct Current Transmission, Direct Current, HVDC, LCC, VSC, MMC, EMTP-RV, CIGRE DC Test Grid

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	2
2	HGÜ-TECHNOLOGIEN.....	4
2.1	Historischer Überblick.....	4
2.2	Übersicht HGÜ-Technologien	6
2.3	Vergleich der Technologien und Ausblick	9
3	NETZGEFÜHRTE (LCC-) HGÜ	12
3.1	Grundlagen.....	12
3.1.1	Einführung und Stromrichterschaltungen.....	12
3.1.2	Oberschwingungen, Filter und Synchronisierung.....	16
3.1.3	LCC-HGÜ-Regelung.....	23
3.1.4	LCC-Multi-Terminal.....	32
3.2	Numerische Modellbildung.....	35
3.2.1	Modellvorstellung.....	35
3.2.2	Regelungsstrukturen.....	36
3.2.3	LCC-HGÜ-Komponenten.....	44
3.2.4	Fallstudien	48
3.3	Numerische Berechnungsergebnisse und Interpretation.....	53
3.3.1	Randbedingungen	53
3.3.2	CIGRÉ-LCC-Benchmark.....	54
3.3.3	Modifiziertes CIGRÉ-LCC-Benchmark.....	61
3.3.4	Bipolare Bulk-LCC-HGÜ	64
3.3.5	LCC-Multi-Terminal.....	71
4	SELBSTGEFÜHRTE (VSC-) HGÜ	76
4.1	Grundlagen.....	76
4.1.1	Übersicht und Topologien.....	76
4.1.2	VSC-(MMC-)HGÜ-Regelung.....	82
4.1.3	Betrieb der VSC.....	87

4.1.4 VSC-Multi-Terminal und DC-Netze	89
4.2 Numerische Modellbildung.....	91
4.2.1 Modellvorstellung.....	91
4.2.2 Regelungsstrukturen.....	91
4.2.3 Fallstudien	95
4.3 Numerische Berechnungsergebnisse und Interpretation.....	101
4.3.1 Randbedingungen	101
4.3.2 CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System	102
4.3.3 Hybride LCC-VSC-HGÜ	107
5 VERGLEICH DER MODELLE.....	113
5.1 Gegenüberstellung	113
5.2 Grenzen des LCC-Modells.....	114
5.3 Grenzen des VSC-Modells	115
6 ZUSAMMENFASSUNG	116
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	117
LITERATURVERZEICHNIS	118
ANHANG A – REGLERENTWURF EINER LCC-HGÜ.....	I
ANHANG B – ÜBERGABEPARAMETER DER REGELUNGEN DES LCC-HGÜ-MODELLS	VI
ANHANG C - WEITERE KOMPONENTEN DES LCC-MODELLS.....	XI
ANHANG D - REGLERENTWURF EINER VSC-HGÜ.....	XIII
ANHANG E - ÜBERGABEPARAMETER DER REGELUNGEN DES VSC-MMC-HGÜ-MODELLS	XVII

1 EINLEITUNG

Das elektrische Energiesystem befindet sich in Zeiten des Umbruchs. Durch den stetig steigenden Energiebedarf und die Abkehr von fossilen Energien zu neuen Energien hin stößt das existierende elektrische Netz an seine Grenzen. Die Volatilität erneuerbarer Energien führt zu kritischen Netzsituationen infolge hoher Dynamik und Leistungsungleichgewichte im Übertragungsnetz. Diese Entwicklung wird durch die anwachsende dezentrale Energieerzeugung noch weiter begünstigt.

Entlastung und Kapazitätssteigerung soll die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bieten. Der Einsatz hoher Gleichspannung zur Energieübertragung bietet gegenüber der herkömmlichen Übertragung mit Drehstrom Vorteile in Bezug auf die theoretisch unbegrenzte Übertragungslänge, die Vermeidung von Blindleistungstransport sowie die Möglichkeit der Kupplung asynchroner Netze.

Ausgehend von einem vermaschten HGÜ-Testnetz [1], siehe Abbildung 1-1, das zur Untersuchung zukünftiger Gleichstromnetze konzipiert wurde, soll im Zuge dieser Arbeit eine Grundlage für etwaige weitere wissenschaftliche Arbeiten oder Publikationen geschaffen werden.

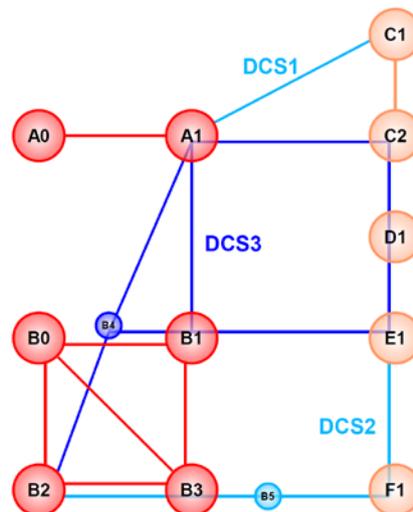


Abbildung 1-1: Das CIGRÉ HGÜ-Testnetz [1]

Hierzu wird die Machbarkeit der Implementierung verschiedener HGÜ-Konfigurationen im numerischen Simulationsprogramm EMTP-RV¹ der Firma POWERSYS Corporate untersucht. Der Fokus der Arbeit liegt hierbei auf der Umsetzung der Funktion der Stromrichterstationen. Zur Übertragung

¹ Electro-Magnetic Transient Program - Restructured Version, Version 3.3

hoher Gleichspannungen stehen 2 wesentliche Realisierungsmöglichkeiten, die netz- und selbstgeführte HGÜ-Technologie, zur Verfügung. Diese unterscheiden sich in Bezug auf die maximale Übertragungsspannung und –leistung sowie das Verhalten beim Betrieb an schwachen Netzen. Die grundlegende Modellbildung stützt sich auf die einschlägige Literatur, diese stellt Modellvorschläge und Konzepte zur Verfügung, die für die Anwendung weiterentwickelt bzw. adaptiert werden. Basierend auf der numerischen Modellbildung wird der Entwurf der Umrichter-Regelung durchgeführt und ein stabiler Arbeitspunkt identifiziert. Die Validierung der konzeptionierten Berechnungsmodelle erfolgt mittels Testfällen.

Im Zuge der Arbeit wird das oben erwähnte Testnetz aufgebaut und im Detail analysiert. Dieses bietet Entwicklungspotential, und es werden eigene Modellvorschläge für ein überarbeitetes bzw. weiterentwickeltes Testnetz geliefert, deren Relevanz für das aktuelle und zukünftige elektrische Energiesystem diskutiert werden.

2 HGÜ-TECHNOLOGIEN

2.1 HISTORISCHER ÜBERBLICK

„Wer nie in das Auge des Kathodenflecks eines Quecksilberdampfgleichrichters geblickt hat, der weiß nicht, was lebendige Physik bedeutet!“, Johannes Mitterauer (1936-2012), Professor am Institut für Photonik der TU Wien i.R., 2010

Die Anfänge der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) reichen bis in das Jahr 1882 zurück: Der französische Elektrotechniker Marcel Depréz lässt gemeinsam mit dem deutschen Bauingenieur Oskar von Miller (Gründer der AEG) für die Münchner Elektrizitätsmesse eine 57 km lange Leitung mit einer Übertragungsgleichspannung von 2 kV von Miesbach nach München errichten [2] [3]. Durch den aufkommenden Einsatz von Transformatoren und Asynchronmotoren wurde die Gleichstromtechnik gegen Ende des 19. Jahrhunderts jedoch zunehmend von der Wechselstromtechnik verdrängt [4].

Im Jahr 1902 wurde vom Amerikaner Peter Cooper-Hewitt der Quecksilberdampfgleichrichter erfunden und patentiert, der Stromfluss in nur eine Richtung zulässt (Ventil) und, sobald gezündet, nicht mehr extern abgeschaltet werden kann [5]. Dieser wurde erst 1939 durch Weiterentwicklung des schwedischen Ingenieurs Uno Lamm für die Übertragung hoher Gleichspannungen einsatzfähig [4] [6], da Quecksilberdampfgleichrichter für sogenannte Rückzündungen („arc backs“) anfällig sind². Uno Lamm leistete Pionierarbeit bei der Entwicklung von Steuerelektroden zur Unterdrückung von Rückzündungen (vgl. Abbildung 2-1) [6]. Das erste HGÜ-Kabelprojekt - basierend auf Quecksilberdampfgleichrichtern - wurde gegen Ende des Zweiten Weltkriegs im April 1945 im Dritten Reich in Berlin (Elbe-Projekt) fertiggestellt, nachdem man 1942 bei einer Testanlage zwischen Berlin und Moabit (vgl. Abbildung 2-2) bereits Erfahrung gesammelt hatte [3]. Bei einer Spannung von ± 200 kV (bipolar) und einer Länge von 115 km war eine Übertragungsleistung von 60 MW projektiert. Nach Ende des Krieges wurde die Anlage von der sowjetischen Besatzungsmacht demontiert und 1951 zwischen Moskau und Kashira als erste kommerzielle HGÜ wiedererrichtet [2] [3]. Drei Jahre später (1954) wurde zwischen dem schwedischen Festland und der Insel Gotland das erste HGÜ-Seekabel, das als Rückleiter das Meerwasser nutzte, installiert [4].

² Bei Rückzündungen leitet der Quecksilberdampfgleichrichter ungewollt in Sperrrichtung bei negativer Ventilspannung, wodurch es zur Beschädigung bzw. im schlimmsten Fall sogar zur Zerstörungen des Gleichrichters kommen kann.

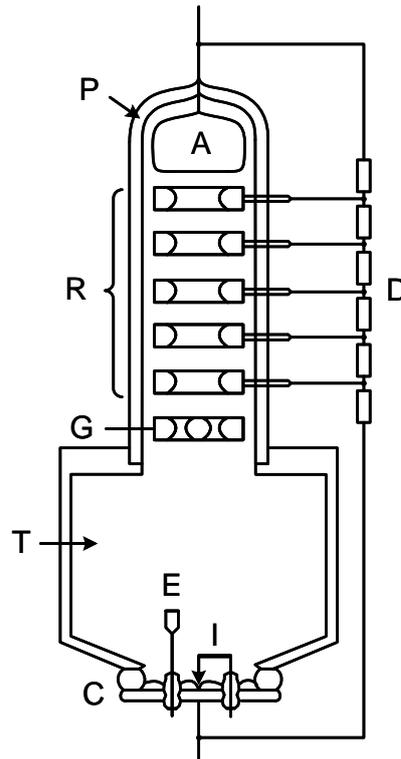


Abbildung 2-1: Schematischer Aufbau eines Quecksilberdampfgleichrichters nach U. Lamm [6];
 A Anode, C Kathode, D Spannungsteiler, E Erregerlektrode, G Steuergitter, I Zündelektrode,
 P Anodenporzellan, R Steuerelektroden, T Quecksilberreservoir

Bis in die 1970er Jahre wurden HGÜ-Anlagen mit Quecksilberdampfgleichrichtern ausgeführt, ehe diese durch die aufkommende Leistungshalbleitertechnologie (Thyristoren) ersetzt wurden. Die größten jemals gebauten Quecksilberdampfgleichrichter wurden bei der 1976 in Betrieb genommen kanadischen Nelson River Bipole 1 HGÜ installiert. Diese verfügten über eine Sperrspannung von 150 kV und eine Stromtragfähigkeit von 1,8 kA und waren noch bis 2003 im Einsatz [3].

Der erste kommerzielle Einsatz von Thyristorventilen erfolgte 1972 bei der HGÜ-Kurzkupplung Eel-River in Kanada mit einer Leistung von 320 MW [4] [7]. Ebenso wie bei Quecksilberdampfgleichrichtern handelt es sich bei Thyristoren um einschaltbare, aber nicht abschaltbare Ventile [8]. Die Entdeckung des Prozesses der Dotierung durch Neutronenbestrahlung 1978 erlaubte die Herstellung von hochreinem Silizium, das für Thyristoren mit hohen Sperrspannungen und hohen Nennströmen benötigt wird [3]. Mit Beginn der 1990er Jahre wurden erstmalig lichtgezündete Thyristoren (LTT) entwickelt und eingesetzt. Diese können direkt über Lichtwellenleiter mit sehr geringer Leistung angesteuert werden [9]. Mit Stand 2014 sind lichtgezündete Thyristoren mit Sperrspannungen von bis zu 8,5 kV und Nennströmen von 6,25 kA erhältlich [10] und kommen in Anlagen mit bis zu ± 800 kV zum Einsatz. Zukünftig sollen Spannungen bis ± 1100 kV möglich sein [11].

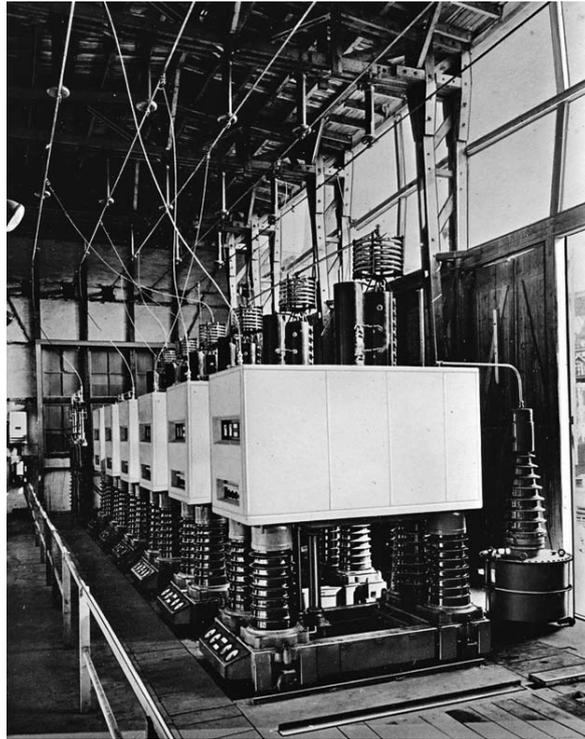


Abbildung 2-2: Quecksilberdampfgleichrichter der Versuchsanlage Berlin-Moabit 1942, Quelle: Siemens AG, Siemens Pressebilder, Referenznummer: sosep200501-01

Parallel zu der Weiterentwicklung der Thyristoren führte die Entwicklung in der Leistungselektronik auch zu abschaltbaren Leistungshalbleitern. Für die HGÜ sind hierbei besonders Bipolartransistoren mit isoliertem Gateanschluss (IGBT) zu erwähnen, die 1997 erstmals auf der schwedischen Testanlage Hellsjön–Grängesberg zum Einsatz kamen. Die Verwendung abschaltbarer IGBTs bietet Vorteile gegenüber Thyristoren, allerdings sind derzeit nur wesentlich geringere Übertragungsleistungen als mit Thyristoren möglich [4].

2.2 ÜBERSICHT HGÜ-TECHNOLOGIEN

Prinzipiell bietet der Einsatz hoher Gleichspannung zur Übertragung elektrischer Energie Vorteile gegenüber der Übertragung hoher Wechselspannung, u.a. [12] [13]:

1. Kein technisches Limit der maximalen Übertragungslänge
2. Kupplung asynchroner Netze möglich
3. Keine Vergrößerung der Kurzschlussleistung des angeschlossenen AC-Netzes
4. Keine Übertragung von Blindleistung sowie kein Skineneffekt

Nachteile bzw. Herausforderungen der HGÜ-Technologie sind [7]:

1. Hohe Kosten der Umrichterstationen
2. Kein Einsatz von Transformatoren zur Änderung der Gleichspannung möglich

3. Generierung von Oberschwingungen durch die Umrichter (Netzurückwirkung)
4. Komplexität der Regelung/Steuerung der Umrichter

In Abbildung 2-3 werden die Kosten zwischen einer HGÜ (DC) und einer Drehstromübertragung (AC) gleicher Leistung verglichen. Wie daraus ersichtlich, sind die wesentlichen Kostenfaktoren bei der HGÜ die Kosten der Umrichterstationen im Vergleich zu den Umspannwerken bei herkömmlicher Drehstromübertragung. Vice versa ist allerdings die Übertragungsleitung der HGÜ kostengünstiger zu konstruieren als die vergleichbare AC-Leitung. In der Literatur werden für die Breakeven Distanz Entfernungen zwischen 450-700 km angeführt [7] [12] [14].

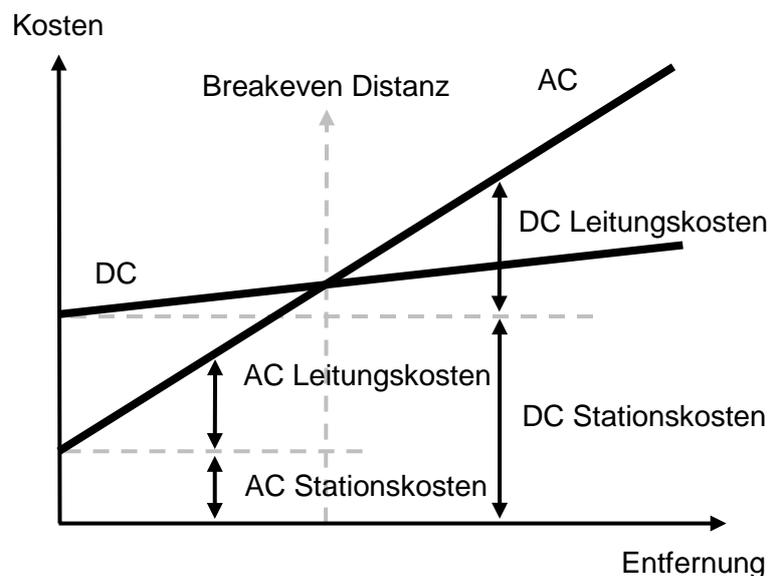


Abbildung 2-3: Kostenvergleich von AC/DC in Abhängigkeit der Übertragungslänge nach [15]

Eine HGÜ besteht im einfachsten Fall aus zwei Umrichterstationen, die ohne Übertragungsleitung miteinander gekoppelt sind (HGÜ-Kurzkupplung, back-to-back). Die Station, die hierbei Wirkleistung aus dem übergeordneten Netz bezieht, wird als Gleichrichter, die Gegenstation, die Wirkleistung in das ihr übergeordnete Netz einspeist, als Wechselrichter bezeichnet. Je nach Lastsituation in den Drehstromnetzen können die beiden Stationen die Rollen tauschen (Lastflussumkehr). Die Aufgabe einer HGÜ-Kurzkupplung liegt hauptsächlich in der Kupplung asynchroner Netze (z.B. 50/60 Hz) [4] [16]. Abbildung 2-4 zeigt die prinzipielle Stromrichteranordnung. In Österreich existierten bis 1996 zwei solcher Kurzkupplungen (Dürnrrohr und Wien-Südost) zur Verbindung mit dem Netz der Tschechoslowakei [14].

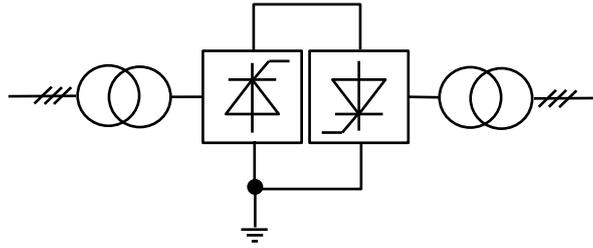


Abbildung 2-4: Schematischer Aufbau einer HGÜ-Kurzkupplung

Kommt die HGÜ zur Energieübertragung über Entfernung zum Einsatz, so wird zwischen monopolarer und bipolarer Ausführung unterschieden: Bei der monopolaren HGÜ liegt die hohe Gleichspannung gegen Erde (z.B. + 500 kV) an, die Rückleitung kann entweder über einen geerdeten, metallischen Rückleiter oder aber auch direkt über das Erdreich/Meerwasser erfolgen (vgl. Abbildung 2-5). Monopolare HGÜ mit reiner Rückleitung über Erde/See haben negative Auswirkungen auf die Umwelt, z.B. Bodenaustrocknung durch Erdelektroden oder Chlorgasproduktion durch Seelektroden und sind heutzutage nicht mehr genehmigungsfähig [4].

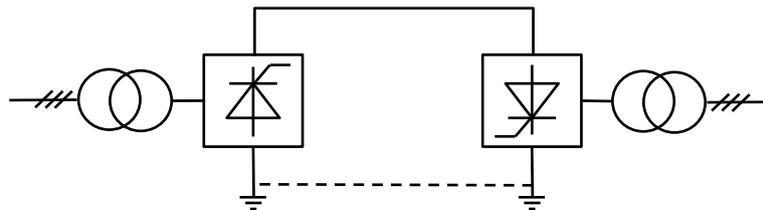


Abbildung 2-5: Schematischer Aufbau einer monopolaren HGÜ

Bei einer bipolaren HGÜ kommen 2 Pole mit Gleichspannung entgegengesetzter Polarität (z.B. ± 500 kV gegen Erde) zum Einsatz, d.h., es werden 2 monopolare Systeme in Serie mit Mittelpunkterdung geschaltet (vgl. Abbildung 2-6). Im stationären Normalbetrieb ist der Strom über Erde bzw. den metallischen Rückleiter null. Gegenüber der monopolaren Ausführung bietet die bipolare HGÜ die Vorteile der doppelten Übertragungsleistung sowie die erhöhte Versorgungssicherheit, da bei Ausfall eines Pols die Anlage im monopolaren Betrieb weitergenutzt werden kann [4] [7].

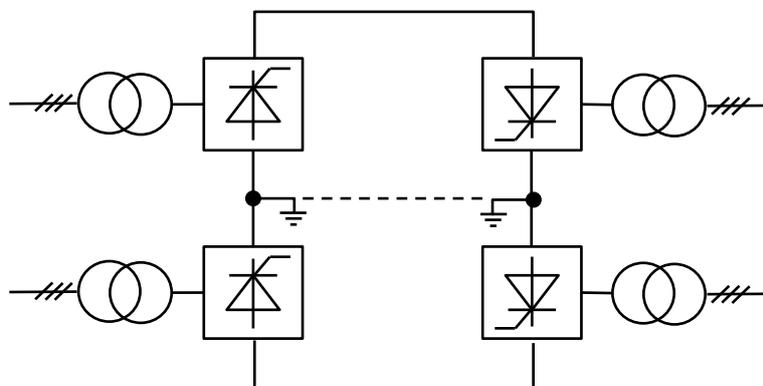


Abbildung 2-6: Schematischer Aufbau einer bipolaren HGÜ

Kommen mehr als 2 Umrichterstationen zum Einsatz, so spricht man von einer Mehrpunktverbindung (Multi-Terminal-System) oder einem HGÜ-Netz. Prinzipiell gibt es zwei mögliche Stromrichteranordnungen bei einem Multi-Terminal-System: Stromrichterserienschaltung (serial tap) bzw. Stromrichterparallelschaltung (parallel tap). In Abbildung 2-7 ist der prinzipielle Aufbau einer 3-Terminal-HGÜ mit parallel geschalteten Stromrichtern dargestellt.

Weltweit sind nur wenige Mehrpunktverbindungen in Betrieb, hierbei handelt es sich um 3-Terminal-Systeme:

- HGÜ Québec-New England (netzgeführt)
- HGÜ Sardinien-Korsika-Italien (netzgeführt)
- HGÜ Nanao (selbstgeführt)

Multi-Terminal-Systeme (insbesondere netzgeführte Systeme) stellen hohe Anforderungen an die Regelung und die Schutzeinrichtungen. Die favorisierte Technologie für zukünftig angedachte Gleichstromnetze ist die selbstgeführte HGÜ [4] [7] [17] [18].

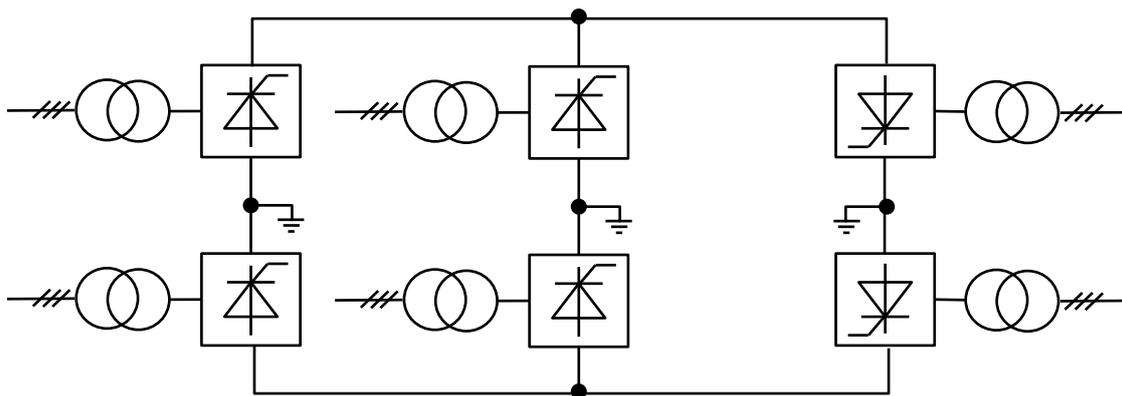


Abbildung 2-7: Schematischer Aufbau einer bipolaren 3-Terminal-HGÜ (parallele Konfiguration)

Für die Übertragung hoher Gleichspannungen sind zwei Technologien kommerziell verfügbar [4] [7] [12]:

1. **Netz- oder fremdgeführte HGÜ** (LCC, Line-Commutated Converter)
2. **Selbst- oder spannungsgeführte HGÜ** (VSC, Voltage-Source Converter)

2.3 VERGLEICH DER TECHNOLOGIEN UND AUSBLICK

Vorteile der VSC/Nachteile der LCC nach [4] [19] [20] [21]:

- Im Gegensatz zur LCC ist die VSC-HGÜ schwarzstartfähig und kann passive Lasten versorgen (Islanded Control Mode), es muss daher keine Kommutierungsspannung an den Anschlussorten zur Verfügung gestellt werden.

- Wirk- und Blindleistung können getrennt voneinander geregelt werden, die VSC ist in der Lage (innerhalb des möglichen Strombereiches), Blindleistung aus dem Netz aufzunehmen bzw. in das Netz abzugeben. Zusätzlich kann jede Station das angeschlossene Netz stützen (Spannungshaltung).
- Falls keine Wirkleistung übertragen wird, so verhalten sich die Umrichter ähnlich wie 2 STATCOMs, die die Wechselspannung regulieren.
- Im Gegensatz zur LCC sind nur geringe Filteranordnungen erforderlich bzw. bei der MMC kann sogar gänzlich darauf verzichtet werden. Falls Filter zum Einsatz kommen, können diese in kleinerer Bauform ausgeführt werden, da die üblichen Schaltfrequenzen bei rund 2 kHz liegen.
- Eine Lastflussumkehr ist sehr schnell (50-100 ms) möglich, ohne die Polarität der Gleichspannung zu ändern, daher können auch XLPE-Kabel zum Einsatz kommen.
- Der regelungstechnische Aufwand in Multi-Terminal-Systemen ist im Vergleich zur LCC-Technologie deutlich geringer

Vorteile der LCC/Nachteile der VSC nach [4] [19] [20] [21]:

- Höhere Verluste der Umrichterstationen bedingt durch die hohen Schaltfrequenzen und die Verwendung von IGBTs (typisch ca. 1,5 % statt <1 %)
- Generell höhere Kosten der Umrichterstationen durch erhöhte Komplexität (ca. 15 % teurer)
- Die Leistungstrag- und Überlastfähigkeit von IGBTs ist im Vergleich zu Thyristoren deutlich geringer
- Problematisches Verhalten während Erdkurzschlüssen auf der Gleichspannungsseite, da im Fehlerfall sich die VSC wie eine unkontrollierte Diodenbrücke (antiparallele Freilaufdioden) verhält. Im Gegensatz zur LCC ist die Umrichterstation in diesem Fall nicht mehr steuerbar, der Fehler wird durch Öffnen der AC-Leistungsschalter behoben (DC-Leistungsschalter in Entwicklung). Durch die Verwundbarkeit der VSC gegenüber DC-Fehlern ist die VSC für verkabelte Übertragung geeigneter als für Freileitungen (höhere Fehlerrate). Weltweit existiert nur eine einzige VSC-HGÜ mit Freileitung (HGÜ Caprivi).
- Die kommerziell erhältliche, maximale Nennleistung von VSC-HGÜs liegt unter der von LCC-HGÜs. LCC-HGÜs sind derzeit kommerziell bis 7200 MW bei ± 800 kV/4,5 kA erhältlich. Leistungen von rund 10 GW pro Station bei Übertragungsspannungen von 1100 kV sind geplant und in Entwicklung [11]. VSC-HGÜs hingegen sind aktuell „nur“ bis 1150 MW bei ± 320 kV (VPE-Kabel) bzw. ca. 2000 MW bei ± 600 kV (Masse- oder Ölkabel) erhältlich. VSC-Freileitungen sind theoretisch bis zu einer Leistung 2560 MW bei ± 640 kV kommerziell verfügbar (vgl. Abbildung 2-8).

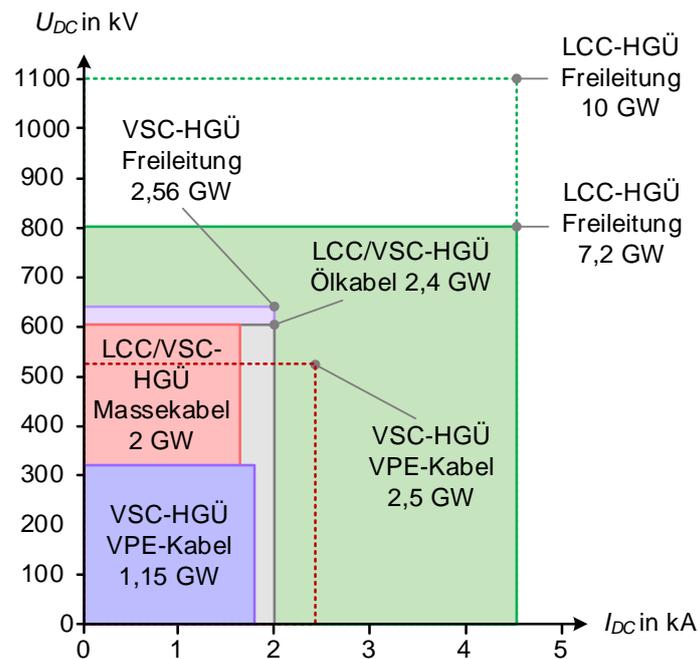


Abbildung 2-8: Vergleich der aktuellen und zukünftigen Betriebsgrenzen (strichliert) der beiden HGÜ-Technologien (Stand 2016) [19]

Aktuelle Tendenzen sind die Erforschung und Entwicklung von:

- DC-Leistungsschaltern [20] [22]
- DC-DC-Konvertern: Diese können zur Verbindung zweier HGÜs (Punkt-zu-Punkt oder aber auch Multiterminal) mit unterschiedlichen Spannungsebenen oder aber auch verschiedener Systemkonfiguration (z.B. monopolar/bipolar) oder zur Regelung des Wirklastflusses eingesetzt werden [20] [22].
- Hybride Systemkonfiguration: Kombiniertes Einsatz von LCC- und VSC-Umrichterstationen in einer einzigen HGÜ (z.B. LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter) [23]
- Extrudierte Kabel aus vernetztem Polyäthylen für Spannungsebenen bis ± 500 kV [20]
- Gasisolierte Leitungen für Gleichspannungen bis ± 500 kV (DC-GIL) [20]

3 NETZGEFÜHRTE (LCC-) HGÜ

3.1 GRUNDLAGEN

3.1.1 Einführung und Stromrichterschaltungen

Bei der netzgeführten HGÜ handelt es sich um die ältere, in der Entwicklung weit fortgeschrittene Technologie, die bereits seit ca. 65 Jahren kommerziell verfügbar ist. (vgl. Historischer Überblick). Die LCC zeichnet sich durch Einsatz von Thyristorventilen (bzw. früher Quecksilberdampfgleichrichtern) aus [4] [7]. Thyristoren kommen in HGÜ-Umrichtern in Form von Drehstrom-Brückenschaltungen (B6C/B12C³) zum Einsatz. In Abbildung 3-1 ist eine 6-pulsige Thyristorbrücke am symmetrischen dreiphasigen Netz schematisch dargestellt. Der Einfachheit seien die Induktivitäten L_c im Wechselstromkreis vorerst vernachlässigt und eine ideale Gleichstromglättung ($L_d \rightarrow \infty$) angenommen. Die Ventile sind hierbei in der Reihenfolge ihrer Zündung nummeriert. Es sind immer 2 Ventile, eines davon in der oberen und eines in der unteren Hälfte der Brücke, gleichzeitig leitend. Für den vereinfachten Fall, dass die Thyristoren wie Dioden gezündet werden (i.e., Zündverzögerung ist null), leitet das Ventil in der Brückenhälfte mit der höchsten anliegenden Phasenspannung für 60° . Die Ventilablöse wird durch den Schnittpunkt der Strangspannungen bestimmt (natürlicher Kommutierungszeitpunkt).

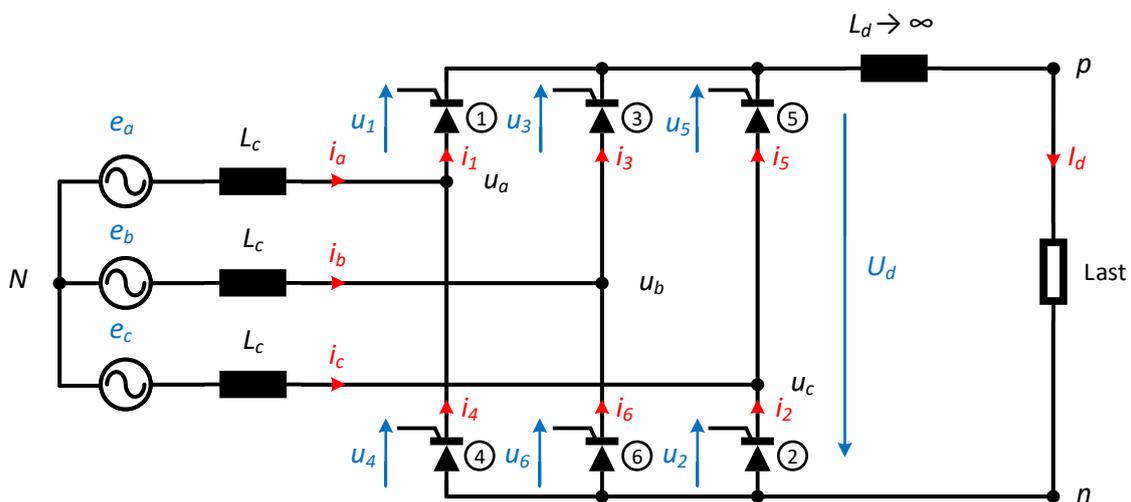


Abbildung 3-1: Schematischer Aufbau einer B6C-Schaltung

³ Der Anfangsbuchstabe bezeichnet hierbei die Art der Schaltung (z.B. M=Mittelpunkt, B=Brücke), die Ziffer die Anzahl der Ventile (Pulszahl), der Buchstabe C bezeichnet steuerbare Ventile

Die so entstehende Gleichspannung am Ausgang der Brücke entspricht der positiven Einhüllenden der verketteten Spannungen [8] [24]. Die ideale Leerlaufspannung gleichspannungsseitig ist dann (mit U_v wird hierbei der Effektivwert der verketteten Spannung bezeichnet):

$$U_{d0} = \frac{3}{\pi} \int_{-\pi/3}^0 \sqrt{2} U_v \cos(\omega t + 30^\circ) dt = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_v \approx 1,35 U_v \quad (3-1)$$

Definiert man nun den Zündwinkel α , der vom natürlichen Kommutierungszeitpunkt gezählt wird, so lässt sich durch die Verzögerung der Zündung der Ventile die Ausgangsspannung einstellen:

$$U_d = \frac{3}{\pi} \int_{\alpha-\pi/3}^{\alpha} \sqrt{2} U_v \cos(\omega t + 30^\circ) dt = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_v \cos \alpha \quad (3-2)$$

$$= U_{d0} \cos \alpha$$

Eine Erhöhung von α über 90° ergibt somit eine negative Gleichspannung (bei gleicher Stromrichtung, aktive Last vorausgesetzt) und die Leistungsflussrichtung kehrt sich um (Wechsel vom Gleichrichter- in den Wechselrichterbetrieb). Die theoretische Grenze liegt bei 180° (praktisch nicht erreichbar). Durch die Verzögerung der Zündung wird auch der Stromfluss (Grundschwingung) verzögert. Strom und Spannung sind nicht mehr phasengleich, der Stromrichter benötigt somit Blindleistung, die aus dem Netz oder aus Filtereinrichtungen bezogen werden muss. Bei 90° erreicht die bezogene Blindleistung ihr Maximum [7] [8] [24].

Da bisher der Einfluss der Induktivitäten L_c vernachlässigt wurde – in der Praxis kommt z.B. ein Stromrichtertransformator zum Einsatz – würde die Schaltung in Abbildung 3-1 blockförmige Ströme aus dem Netz beziehen. Da aber in der Realität die Induktivität nie null ist, können Ströme nicht beliebig schnell ab- bzw. zunehmen, d.h. die Ventilablöse kann nicht in unendlich schneller Zeit erfolgen. Zur Vereinfachung seien sämtliche Induktivitäten des Umrichters (Stromrichtertransformator, Netz, parasitäre Induktivitäten usw.) zu einer Kommutierungskreisinduktivität L_c zusammengefasst. Wird nun beispielsweise, ausgehend von den leitenden Ventilen 1 und 2, das Ventil 1 durch 3 abgelöst, so wird bei der Zündung von Ventil 3 ein temporärer Kurzschluss im oberen Brückenweig verursacht, der so lange andauert, bis der Strom durch das Ventil 1 zu null geworden ist. Dieser Vorgang wird als Kommutierung oder Überlappung μ bezeichnet, danach führt Ventil 3 den vollen Laststrom I_d . Durch den Einfluss der Kommutierung kommt es zu einem Verlust an Spannungs-Zeit-Fläche (induktiver Gleichspannungsabfall), da die Ausgangsspannung während der Kommutierung gleich dem Mittelwert der beiden betroffenen Phasenspannungen ist (vgl. Abbildung 3-2):

$$\Delta U = \frac{U_{d0}}{2} (\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)) = \frac{3}{\pi} I_d \underbrace{\omega L_c}_{X_c} \quad (3-3)$$

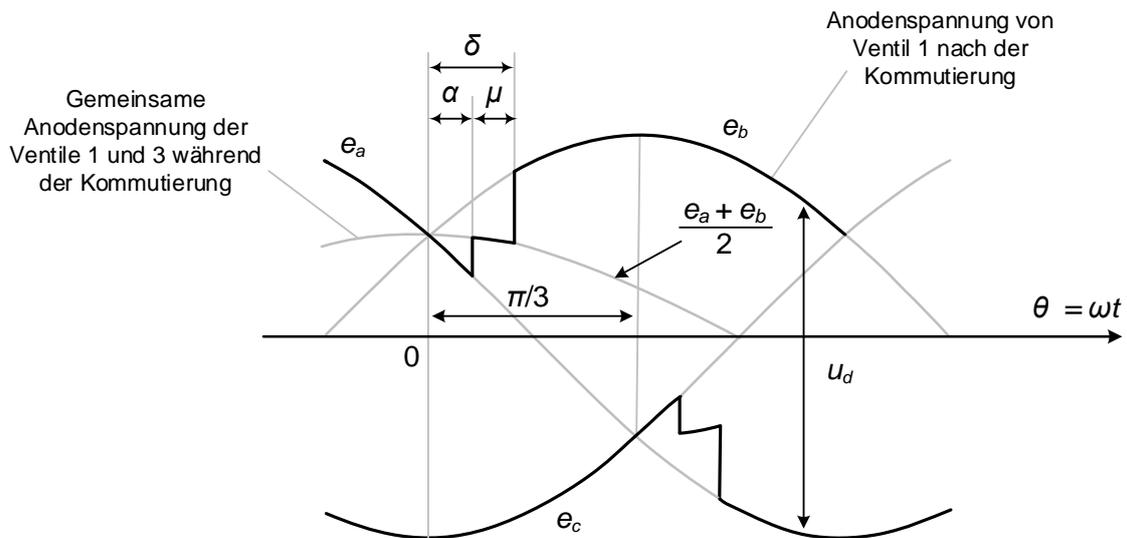


Abbildung 3-2: Einfluss der Kommutierung ($\alpha = \mu = 15^\circ$)

Der äquivalente Kommutierungskreiswiderstand berechnet sich zu:

$$R_C = \frac{3}{\pi} \omega L_C \quad (3-4)$$

Damit lässt sich die Ausgangsspannung der Brücke im Gleichrichterbetrieb wie folgt angeben:

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) - \Delta U = U_{d0} \cos(\alpha) - I_d R_C \quad (3-5)$$

Dies entspricht dem Verhalten einer Ersatzspannungsquelle mit der Leerlaufspannung $U_{d0} \cos(\alpha)$ und einem Innenwiderstand in der Höhe von R_C , die Ersatzschaltung ist in Abbildung 3-3 dargestellt [7] [12] [25] [24].

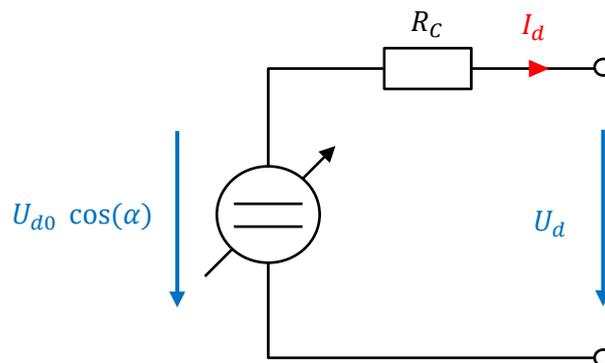


Abbildung 3-3: Ersatzspannungsquelle einer B6C-Brücke im Gleichrichterbetrieb nach einer Grafik aus [24]

Durch die Überlappung wird zusätzlich die theoretische Grenze des Übergangs vom Gleichrichterbetrieb in den Wechselrichterbetrieb nach unten verschoben. Der Übergang findet bei $\mu > 0$ bei

Zündwinkeln unter dem theoretischen Wert von 90° statt. Unter Berücksichtigung der Überlappung und der Freierdezeit der Thyristorventile ergibt sich ein maximal möglicher Zündwinkel im Wechselrichterbetrieb. Der Winkel zwischen dem tatsächlichen Zündwinkel und dem maximalen Wert ergibt den sogenannten Löschwinkel:

$$\gamma = \pi - (\mu + \alpha) \quad (3-6)$$

Wird der maximale Zündwinkel überschritten, so kommt es zum Wechselrichterkippen (commutation failure, Versagen der Kommutierung), was einen Verlust der Eingriffsmöglichkeit und eine Überlastung der Bauteile zu Folge hat. Mögliche Ursachen [25]:

- Einbruch der Netzspannung (Netzwischer)
- Gleichstromseitiger Überstrom
- Veränderung der Kommutierungskreisinduktivität
- Veränderung der Netzfrequenz (Erhöhung verkleinert γ)

Unter Berücksichtigung des Löschwinkels lässt sich die Ersatzspannungsquelle im Wechselrichterbetrieb konstruieren:

$$U_d = U_{d0} \cos(\gamma) - I_d R_C \quad \text{bzw.} \quad U_d = U_{d0} \cos\left(\frac{\pi - \alpha}{\beta}\right) + I_d R_C \quad (3-7)$$

Der Winkel $\pi - \alpha = \beta$ wird hierbei als Zündvoreilwinkel bezeichnet. Die Theveninquelle für den Wechselrichterfall ist in Abbildung 3-4 dargestellt.

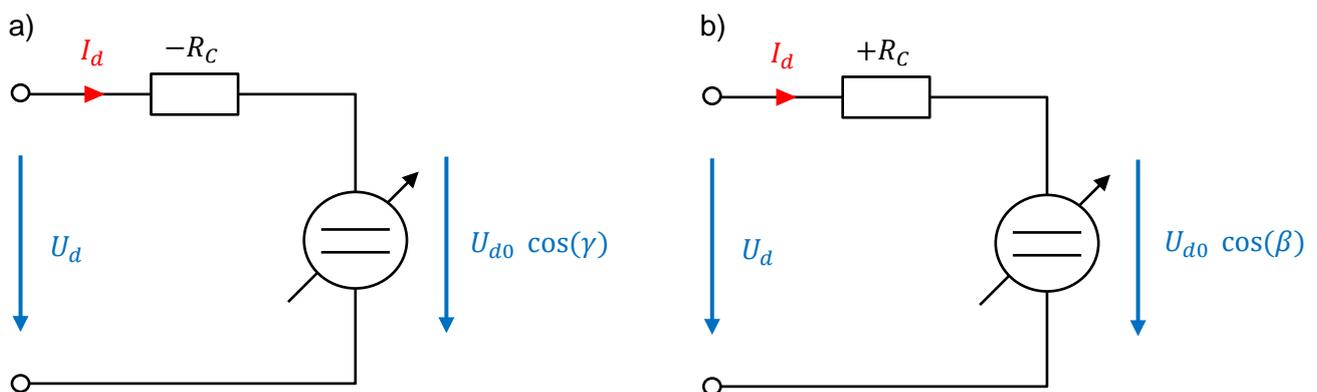


Abbildung 3-4: Ersatzspannungsquelle einer B6C-Brücke im Wechselrichterbetrieb: a) Darstellung mit Löschwinkel γ , b) mit Voreilwinkel β nach [24]

Der Leistungsfaktor der B6C Brücke ist nach [7] [24] abhängig vom bezogenen Ausgangsstrom I_d und dem Zündwinkel α :

$$\cos(\varphi) = \cos(\alpha) - \frac{I_d R_C}{U_{d0}} \quad (3-8)$$

Bisher wurden 6-pulsige Stromrichter betrachtet, bei LCC-HGÜs kommen aber typischerweise höherpulsige Schaltungen (z.B. 12-pulsige Stromrichter) zum Einsatz. Dies bietet diverse Vorteile:

- Verringerung von Rippeln (kleinere THD⁴)
- Höherer Leistungsfaktor
- Höhere Ausgangsspannung (bei Stromrichter-Serienschaltung)

Bei einer 6-pulsigen Schaltung leitet ein Ventil für 60°, das bedeutet, eine 12-pulsige Schaltung benötigt zwei um 30° verschobene Spannungen, die z.B. in Reihe geschaltet werden. Diese Phasendifferenz wird über die Schaltgruppe des Stromrichtertransformators erreicht, z.B. Yny6 und Ynd5 oder Yny0 und Ynd1.

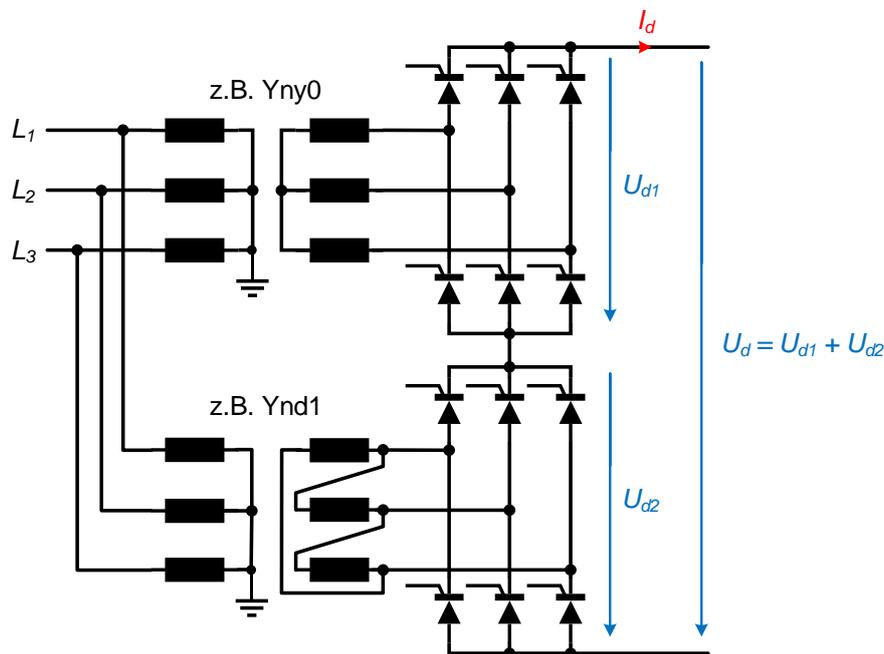


Abbildung 3-5: Schematischer Aufbau einer B12C-Brücke mit Stromrichter-Serienschaltung

Theoretisch sind auch noch höherpulsige Schaltungen (z.B. 18 Pulse) denkbar, diese erfordern allerdings Stromrichtertransformatoren mit Zickzack-Schaltung, die auf Grund des oftmals nicht-ganzzahligen Windungsverhältnisses teuer und kompliziert ausführbar sind [8] [12].

3.1.2 Oberschwingungen, Filter und Synchronisierung

Die von einer Thyristorbrücke drehstromseitig generierten Oberschwingungen des Netzstromes sind von der Ordnung

⁴ Total Harmonic Distortion

$$n = K \cdot p \pm 1, \quad (3-9)$$

wobei p die Pulszahl der Brücke symbolisiert und K eine positive, ganze Zahl ist. Bei einer 6-pulsigen Schaltung treten also z.B. Harmonische der Ordnung 5,7,11,13, ... etc. auf, während es bei einer 12-pulsigen Brücke die Ordnungen 11,13,23,25,...etc. sind. Diese Oberschwingungen werden auch als „charakteristische Harmonische“ bezeichnet. Diese Harmonischen können u.U. zusätzliche Erwärmung, Störungen in Telekommunikationseinrichtungen oder resonante Überspannungen verursachen. Zur Unterdrückung und zur Bereitstellung von Blindleistung kommen an den Umrichterstationen Filtereinrichtungen zum Einsatz. Diese Netzfilter können aktiv oder passiv ausgeführt sein. Im einfachsten Fall handelt es sich bei einem Netzfilter um einen Reihenschwingkreis gegen Erde, der auf die zu unterdrückende Frequenz (Resonanzfrequenz) abgestimmt wird (Single Tuned Filter). Zur Kostenreduzierung werden (insbesondere zur Unterdrückung der 11. und 13. Oberschwingung) auf mehrere Frequenzen abgestimmte Filter (z.B. Double Tuned Filter) verwendet, siehe Abbildung 3-6.

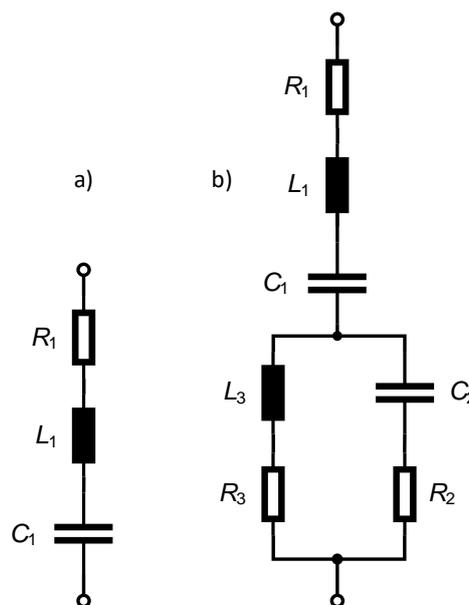


Abbildung 3-6: Beispiele für Filter: a) Single Tuned Filter, b) Double Tuned Filter

Zusätzlich kommen neben abgestimmten Filtern auch gedämpfte Filter zum Einsatz (z.B. Hochpassfilter). Deren Aufgabe ist, neben der Unterdrückung der charakteristischen Harmonischen, auch die Unterdrückung nicht-charakteristischer Harmonischer. Letztere können z.B. durch Asymmetrien im AC-Netz oder Asymmetrie der Kommutierungskreisreaktanz zwischen den Thyristorbrücken hervorgerufen werden. Als Beispiel ist in Abbildung 3-7 die Filteranordnung der ehemaligen HGÜ-Kurzkupplung Dürnrrohr abgebildet. Diese Anlage ging 1983 mit einer Nennleistung von 550 MW in Betrieb und diente der Verbindung der asynchronen Netze der UCPT (Westen, Österreich) und der CMEA (Osten, Tschechoslowakei). Als Besonderheit ist zu erwähnen, dass beide Netze dieselbe Spannungsebene und Frequenz aufwiesen, allerdings nicht synchronisiert waren. Auf beiden Seiten

kamen 2 gedämpfte Single Tuned Filter zur Unterdrückung der charakteristischen Harmonischen (11./13.) mit einer Blindleistung von 103 MVar zum Einsatz. Auf der österreichischen Seite waren Kondensatorbänke zur Bereitstellung von einer Blindleistung von 52 MVar installiert, während auf der tschechischen Seite die doppelte Kapazität installiert wurde. Auf der Gleichspannungsseite kam zudem eine Glättungsdrossel mit 85 mH zum Einsatz. Nach der Synchronisierung der Netze von Ost und West wurde die Anlage überflüssig und gemeinsam mit ihren Schwesteranlagen in Wien-Südost bzw. Etzenricht (Bayern) stillgelegt [26].

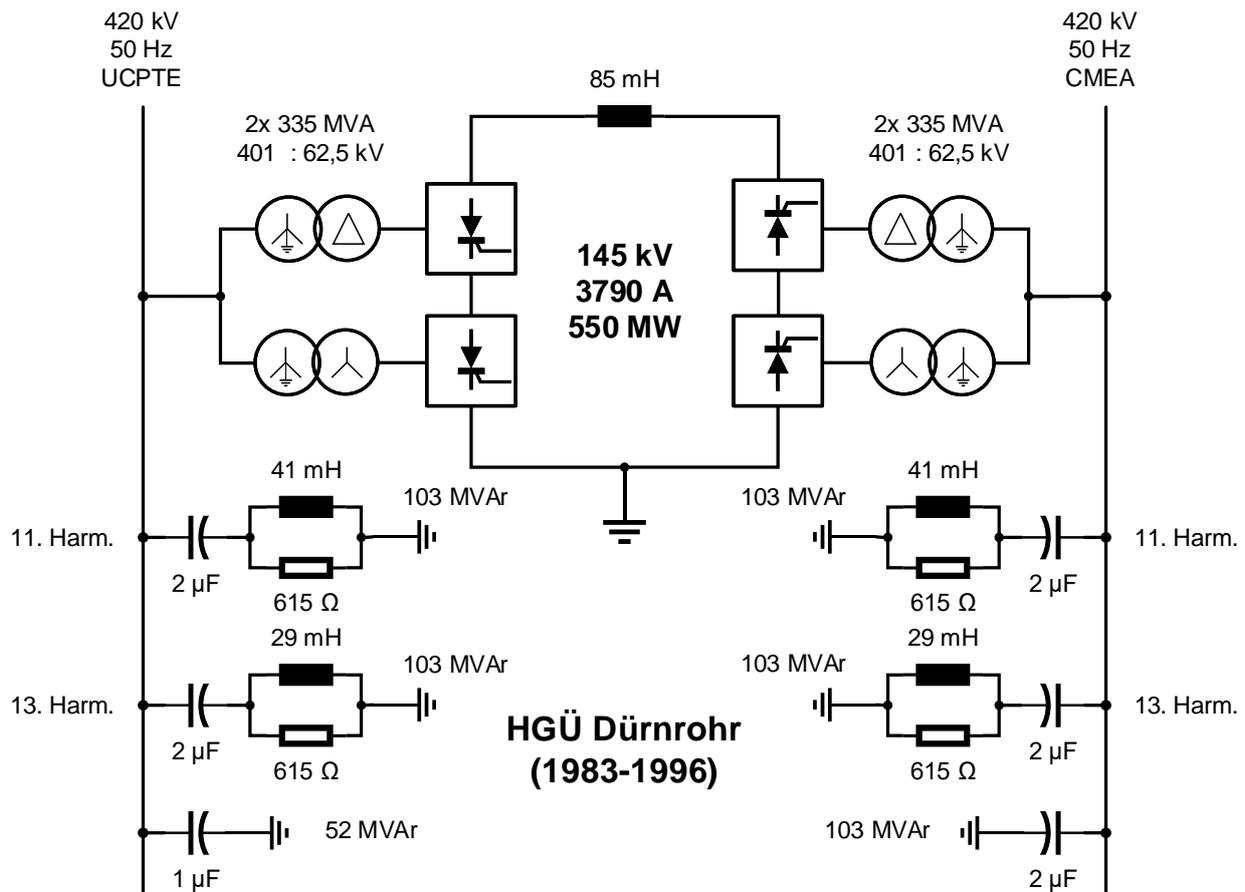


Abbildung 3-7: Filteranordnung der ehemaligen HGÜ-Kurzkupplung Dürnrohr [26]

Durch die Umrichter werden auch gleichspannungsseitig Oberschwingungen verursacht, diese sind von der Ordnung:

$$n = K \cdot p, \quad (3-10)$$

Bei einer 12-pulsigen HGÜ treten also gleichspannungsseitig die Ordnungszahlen 12, 24...etc. auf. Wiederum sind aktive und passive Filterlösungen denkbar. Zur Glättung der Stromwelligkeit kommen außerdem Glättungsdrosseln zum Einsatz [7] [12] [24].

Wie oben bereits erwähnt, dienen Netzfilter auch der Bereitstellung von Blindleistung. Die vom Umrichter bezogene Blindleistung lässt sich nicht unabhängig regeln, sondern ist abhängig von der übertragenen Wirkleistung auf der Gleichspannungsseite und dem Zündwinkel:

$$Q_d = \frac{U_d I_d}{P_d} \cdot \tan \left[\arccos \left(\underbrace{\cos(\alpha) - \frac{\frac{\Delta U}{I_d R_C}}{U_{d0}}}_{\cos(\varphi)} \right) \right] = P_d \cdot \tan(\varphi) \quad (3-11)$$

$$\approx P_d \cdot \tan(\alpha)$$

Obige Gleichung ist ebenfalls gültig, falls der Zündwinkel α durch den Löschwinkel γ ersetzt wird. Bei Volllast beträgt das Verhältnis von Q_d/P_d typischerweise 40-60%⁵ (vgl. Abbildung 3-8) [27].

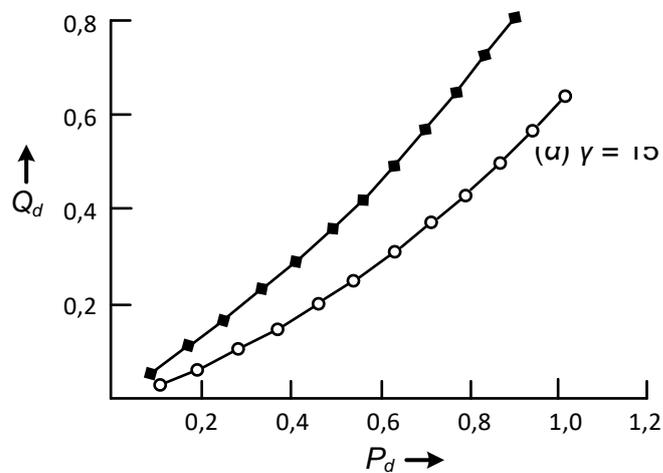


Abbildung 3-8: Blindleistungsbedarf einer HGÜ-Umrichterstation in Abhängigkeit der Wirkleistung (Werte in p.u.) für verschiedene Zündwinkel (nach einer Grafik aus [27])

Zur Generierung äquidistanter Zündpulse wird bei der netzgeführten Technologie eine GFU (Gate Firing Unit) eingesetzt, die auch bei einem Anschluss der HGÜ an ein schwaches AC-Netz die Zündpulse in der korrekten Phasenlage zur Grundschwingung der Kommutierungsspannung liefern muss. In diesem Kontext ist es zunächst sinnvoll, das sogenannte Kurzschlussverhältnis (SCR,

⁵ Dies entspricht einem Leistungsfaktor von kleiner 0,9.

Short Circuit Ratio) zu definieren, welches die Kurzschlussleistung des AC-Netzes $S_k''^6$ am Anschlusspunkt (PCC, Point of Common Coupling) in Relation zur Nennleistung $P_{dc,n}$ der HGÜ setzt:

$$SCR = \frac{S_k''}{P_{dc,n}} \quad (3-12)$$

Bei zusätzlicher Berücksichtigung der kompensierten Blindleistung an der Umrichterstation Q_{kp} lässt sich das effektive Kurzschlussverhältnis (ESCR, Effective Short Circuit Ratio) definieren, das die Vergrößerung der Netzimpedanz durch die Filtereinrichtungen berücksichtigt:

$$ESCR = \frac{S_k'' - Q_{kp}}{P_{dc,n}} \quad (3-13)$$

In Tabelle 3-1 ist die „Stärke“ eines AC-Netzes an Hand von SCR/ESCR dargestellt [28] [19]:

Tabelle 3-1: Definition der Netzstärke in Abhängigkeit der Kurzschlussverhältnisse

SCR	ESCR	Klassifizierung
$SCR \geq 5$	$ESCR \geq 4,5$	Sehr stark
$3 < SCR < 5$	$2,5 < ESCR < 4,5$	Stark
$2 < SCR \leq 3$	$1,5 < ESCR \leq 2,5$	Schwach
$SCR \leq 2$	$ESCR \leq 1,5$	Sehr schwach

Beispiel: Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der HGÜ-Kurzkupplung Dürnröhr (siehe Abbildung 3-7) betrug die Kurzschlussleistung am österreichischen Anschlusspunkt mind. 3000 MVA [26]. Bei einer Übertragungsleistung der HGÜ von 550 MW und einer Filterblindleistung von 258 MVar ergibt sich:

$$SCR = \frac{3000 \text{ MVA}}{550 \text{ MW}} \approx 5,455$$

$$ESCR = \frac{3000 \text{ MVA} - 258 \text{ MVar}}{550 \text{ MW}} \approx 4,985 \quad (3-14)$$

Dies bedeutet, dass das österreichische Übertragungsnetz zur Speisung der HGÜ Dürnröhr zum damaligen Zeitpunkt als sehr stark angesehen werden kann.

⁶ Eine Schätzung für die (über ein Jahr gemittelte) Kurzschlussleistung des Übertragungsnetzes in der Bundesrepublik Deutschland 2019 liegt beispielsweise zwischen 7700 MVA (im dünn besiedelten Mecklenburg-Vorpommern) und 28300 MVA (z.B. im Ruhrgebiet) [65].

Starke Systeme (hohes SCR/ESCR) verfügen über eine geringe Netzimpedanz, d.h., Sprünge in der Übertragungsleistung der HGÜ haben nur geringe Auswirkungen auf die Spannungshaltung. Bei einem sehr starken Netz (Idealfall: Slack) ist es unproblematisch, eine verzerrungsfreie und stabile Spannungsform zu erhalten. Bei schwachen Netzen hingegen muss die GFU eine verzerrungsfreie Synchronisierungsspannung, die in Phase mit der Grundschwingung der eigentlichen Kommutierungsspannung liegt, selbst bereitstellen. Zur Synchronisierung mit der Netzspannung kommt eine Phasenregelschleife (PLL, Phase-Locked-Loop) zum Einsatz, die typischerweise als dq0-PLL ausgeführt ist, siehe Abbildung 3-9.

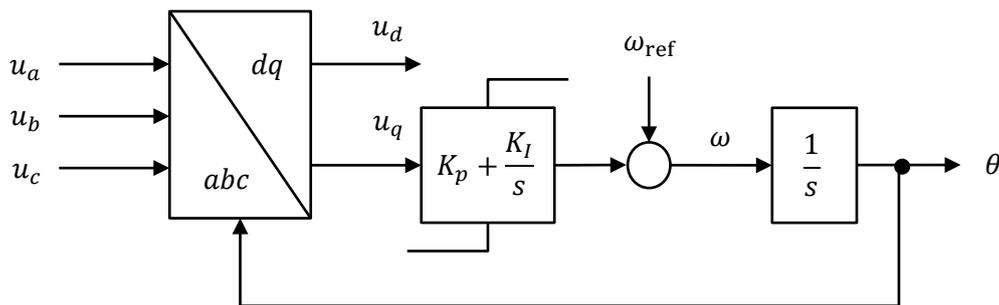


Abbildung 3-9: Blockschaltbild einer dq0-PLL nach [29]

Hierbei werden die gemessenen Phasenspannungen einer Zweiachsentransformation in das rotierende dq-Koordinatensystem unterworfen, diese Transformation wird dem Ausgang der PLL nachgeführt. Die so entstandene Phasendifferenz wird gefiltert und einem PI-Regler zugeführt. Anschließend wird das mit der Referenzfrequenz ω_{ref} gewichtete Signal integriert. Das zu integrierende Signal ω beinhaltet die gemessene Frequenz der originalen Eingangsgrößen. Als „Nebenprodukt“ der PLL wird somit die Frequenz geliefert. Der Ausgang des Integrators θ hat einen sägezahnförmigen Rampenverlauf und entspricht dem Synchronisationswinkel, der einem Oszillator zur Erzeugung der Synchronisierungsspannung zugeführt wird [7] [29].

Beim Einsatz an schwachen Netzen bietet die sog. serienkompensierte Kommutierung Vorteile. Bei dieser Konfiguration kommen Kapazitäten (meist in Serienschaltung mit dem Stromrichtertransformator) zur Führung der Kommutierung (Zwangskommutierung oder künstliche Kommutierung) zum Einsatz. Die Kondensatoren können dabei steuerbar oder aber auch fest sein, die so entstandene HGÜ wird als CCC-HGÜ (Capacitor Commutated Converter) bezeichnet. Das Einfügen einer solchen Kapazität (siehe Abbildung 3-10), die in Reihe mit den Streureaktanzen des Stromrichtertransformators geschaltet ist, führt zu einer drastischen Abnahme der Kommutierungskreisinduktivität des Umrichters. Folglich kommt es zu einer Abnahme der benötigten Blindleistung. Da die Kondensatorspannung gemeinsam mit einem Anstieg des Gleichstroms ansteigt, führt dies auch zu einem Anstieg der Gleichspannung. Bei konstantem Löschwinkel im Wechselrichterbetrieb ist die Steigung

folglich nicht mehr negativ, sondern positiv. Eine CCC-HGÜ kann somit gut bei sehr schwachen AC-Netzen eingesetzt werden [7] [12] [15].

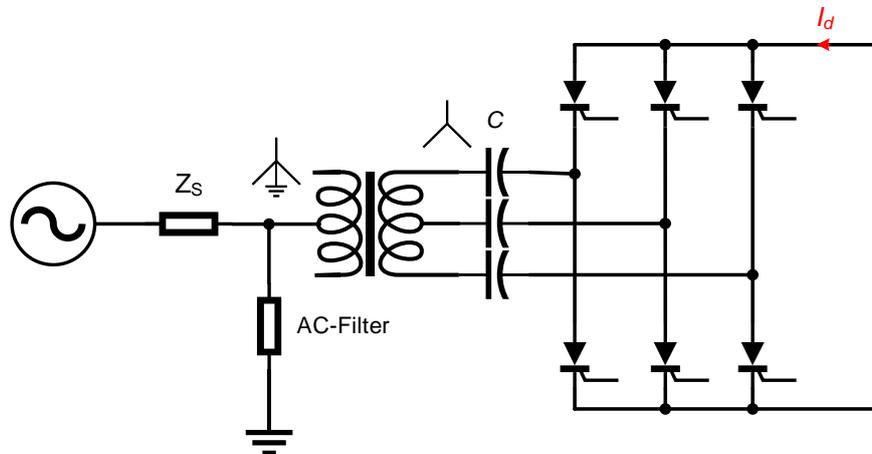


Abbildung 3-10: Schematische Darstellung einer CCC-Umrichterstation mit Kondensatoren [12]

Der Löschwinkel (die Zeitspanne zwischen dem Ende der Kommutierung bis zum positiven Nulldurchgang der verketteten Spannung) ist gemäß Gleichung (3-6) gegeben. Bei Einfügen einer seriellen Kapazität ergibt sich der Löschwinkel zu:

$$\gamma' = \pi - (\alpha + \mu) + \delta = \gamma + \delta \quad (3-15)$$

Der Winkel δ bezeichnet hierbei die durch die Kapazitäten verursachte Phasenverschiebung zwischen der Kommutierungsspannung und der Ventilspannung, d.h., der Löschwinkel vergrößert sich, wodurch sich die Widerstandsfähigkeit gegen Wechselrichterkippen erhöht, siehe Abbildung 3-11 [30].

Die ersten Untersuchungen der CCC-Technologie reichen bis in die 1950er Jahre zurück, allerdings war eine Realisierung damals nicht möglich, da durch die Serienkapazität die Ventile beim Ein- und Ausschalten eine Überspannung erfahren. Erst durch die fortschreitende Entwicklung von ZnO-Überspannungsableiter und Schaltentlastungsnetze (Snubber) wurde die Technologie realisierbar. Die erste kommerziell realisierte CCC-HGÜ wurde 1997 in Südamerika (Garabi) als Kurzschlusskupplung in Betrieb genommen [12].

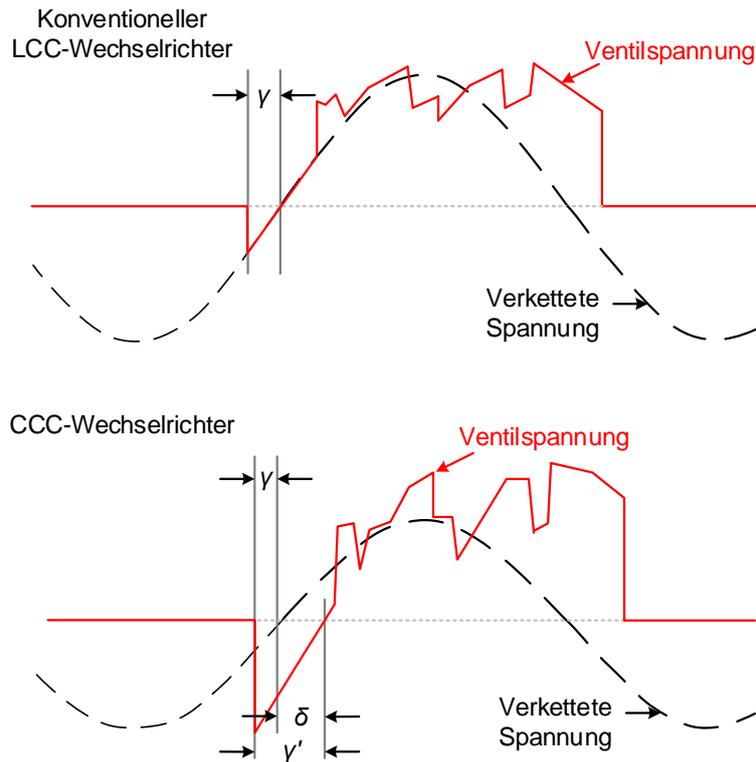


Abbildung 3-11: Vergleich der Kommutierungsspannung und der Ventilspannung im Wechselrichterbetrieb für a) konventionelle LCC-HGÜ, b) CCC-HGÜ nach [30]

3.1.3 LCC-HGÜ-Regelung

Um die Regelung erklären zu können, sei zunächst auf die grundlegenden Konzepte und Zusammenhänge eingegangen. In Abbildung 3-12 ist eine monopolare HGÜ (oder ein Pol einer bipolaren Anlage) schematisch dargestellt.

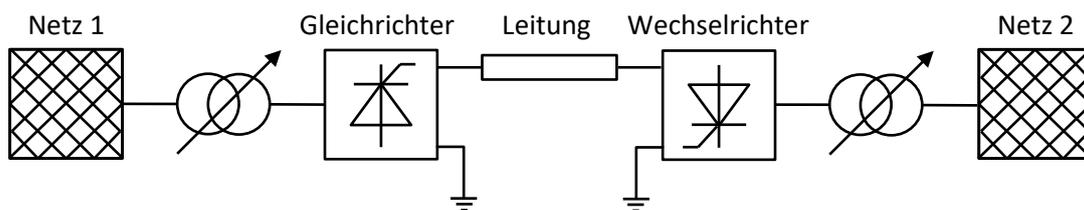


Abbildung 3-12: Schematische Darstellung einer monopolaren HGÜ

Im Abschnitt Einführung und Stromrichterschaltungen wurden Ersatzschaltungen der Thyristorbrücken erarbeitet, damit kann nun das Ersatzschaltbild der HGÜ konstruiert werden, das in Abbildung 3-13 dargestellt ist. Die Leitung selbst wurde hierbei mit einem einfachen Widerstand R_L modelliert, die Widerstände $R_{C,R}$ und $R_{C,I}$ stellen dabei die Innenwiderstände (äquivalente Kommutierungswiderstände) von Gleich- bzw. Wechselrichter dar.

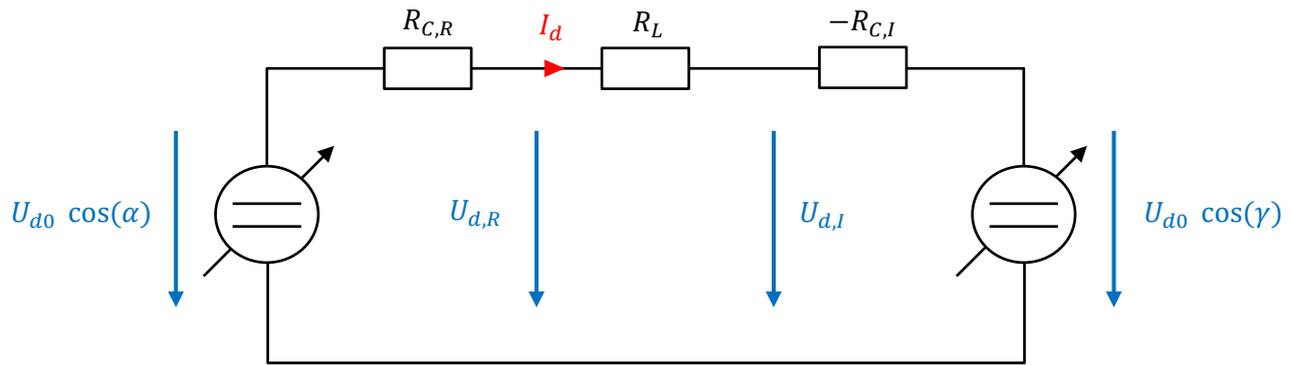


Abbildung 3-13: Ersatzschaltbild einer monopolaren HGÜ

Eine Untersuchung von Abbildung 3-13 zeigt, dass der Gleichstrom I_d wie folgt gegeben ist:

$$I_d = \frac{U_{d0} \cos(\alpha) - U_{d0} \cos(\gamma)}{R_{C,R} + R_L + (-R_{C,I})} \quad (3-16)$$

Die Leistungen am Gleich- bzw. Wechselrichter ergeben sich zu:

$$P_R = U_{d,R} I_d \quad \text{bzw.} \quad P_I = P_R - I_d^2 R_L \quad (3-17)$$

Die Spannung oder der Strom an einem beliebigen Punkt entlang der Leitung kann somit durch Anpassung der inneren Spannungen $U_{d0} \cos(\alpha)$ oder $U_{d0} \cos(\gamma)$ erfolgen. Dies wiederum erfolgt über die Ansteuerung der Thyristoren (Zündwinkel, schnell) oder aber durch die Stufenschalter der Stromrichtertransformatoren (langsam). Da die Widerstände (Innenwiderstände, Leitung) sehr klein sind, führt schon eine geringfügige Änderung der inneren Spannung zu einer großen Stromänderung. Würden α bzw. γ ohne Regelung fix eingestellt werden, so würde es bereits bei kleinen Änderungen der Wechselspannung zu großen Fluktuationen des Gleichstromes kommen. Eine Umkehr der Leistungsrichtung ist auf Grund der Bauform der Thyristoren (Ventil) nur durch eine Umkehr der Spannung, nicht jedoch durch eine Umkehr der Stromrichtung möglich. Daher können bei der LCC-Technologie keine extrudierten Kabel aus vernetztem Polyäthylen (XLPE/VPE) eingesetzt werden (Raumladungsproblematik) [4] [7] [24].

Um einen möglichst hohen Leistungsfaktor zu erhalten, wird der Zünd- bzw. Löschwinkel im Betrieb möglichst niedrig gehalten, allerdings gibt es hierbei Grenzen: Typischerweise liegt der minimale Zündwinkel bei ca. 5° , damit die Thyristoren ordnungsgemäß einschalten können. Im stationären Normalbetrieb wird ein Zündwinkel von $15\text{-}20^\circ$ angestrebt, um eine Erhöhung der Gleichrichterspannung (zur Lastflusssteuerung) zu ermöglichen. Vice versa ist es notwendig, einen minimalen Löschwinkel einzuhalten, um Wechselrichterkippen zu vermeiden. Theoretisch würde es genügen, $\gamma > 0^\circ$ zu garantieren, praktisch wird aber meist ein Wert von $\gamma = 15^\circ$ bei 50 Hz ($\gamma = 18^\circ$ bei 60 Hz) verwendet, um bei eventuell auftretenden Schwankungen eine Reserve zu haben [4] [24].

Das klassische Regelkonzept der LCC-HGÜ wird als Grenzstromregelung (Marginal Current Control Method, MCCM) bezeichnet, diese wurde erstmals 1951 und 1954 eingesetzt. Hierbei wird im stationären Normalbetrieb vom Gleichrichter der Gleichstrom konstant gehalten, während der Wechselrichter die Gleichspannung regelt. Zur Berechnung der Zündwinkel kommen PI-Regler zum Einsatz. Die Steuerung des Leistungsflusses erfolgt über Einstellung des konstant gehaltenen Gleichstromes, d.h., die Gleichstromregelung ist der Leistungsregelung untergeordnet; die LCC-Regelung ist hierarchisch aufgebaut. Prinzipiell wird durch die Regelung der Zündwinkel und somit die Ausgangsspannung des Gleichrichters so eingestellt, dass sich bei konstanter Spannung am Wechselrichter der geforderte Stromfluss ergibt. Die Konstanzhaltung des Gleichstromes ist somit so lange möglich, bis der minimale Zündwinkel erreicht ist (vgl. Abbildung 3-14). Die Neigung der Kennlinie des konstanten Zündwinkels hängt vom Innenwiderstand (Kommutierungswiderstand) ab.

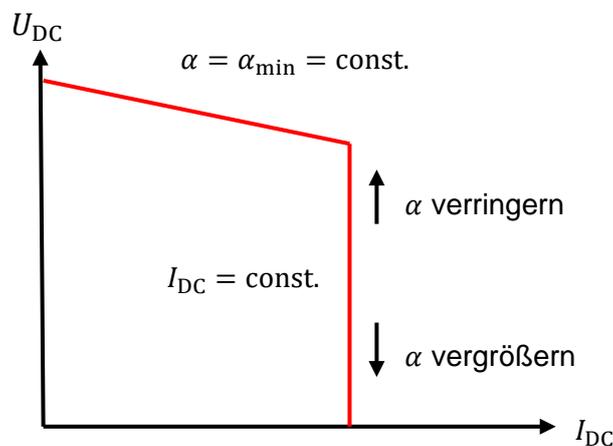


Abbildung 3-14: Kennlinie der Gleichrichterstation

Am Wechselrichter existieren zumindest zwei unabhängige Regelkonzepte, davon kommt aber auch immer nur eines zum Einsatz. Im Folgenden sind die gängigen Regelungskonzepte aufgelistet, siehe Abbildung 3-15:

1. Gammaregelung CEA (Löschwinkel)
2. Gleichstromregelung CC
3. Gleichspannungsregelung CV (optional)
4. Betaregelung (optional; sehr selten eingesetzt, da Instabilität möglich)

Im stationären Fall kommt entweder die Gleichspannungsregelung oder die Löschwinkelregelung zum Einsatz. Der Gleichstromregelung am Wechselrichter wird eine Strommarge ΔI (üblicherweise 0,1 p.u.) vorgegeben, damit diese nicht gegen die des Gleichrichters arbeitet. Diese wird nur im gestörten Betrieb benötigt [4] [7] [24].

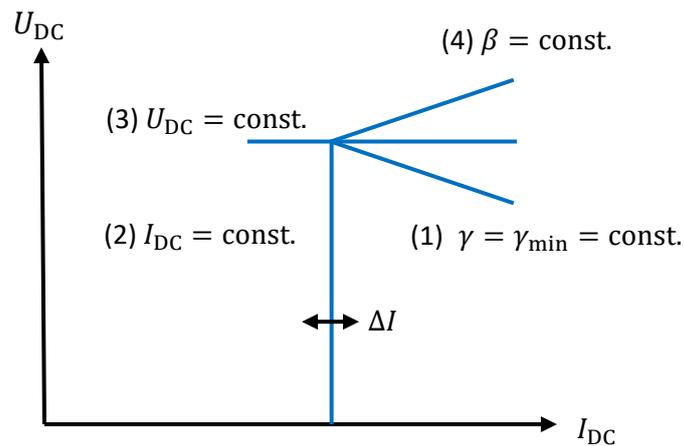


Abbildung 3-15: Kennlinien der Wechselrichterstation für unterschiedliche Regelkonzepte nach einer Grafik aus [12]

Die Kombination der Kennlinien von Abbildung 3-14 und Abbildung 3-15 ergibt die Gesamtcharakteristik und den Arbeitspunkt AP bei Stromregelung am Gleichrichter und Gamma-, Gleichspannungs- und Gleichstromregelung (mit Marge) am Wechselrichter.

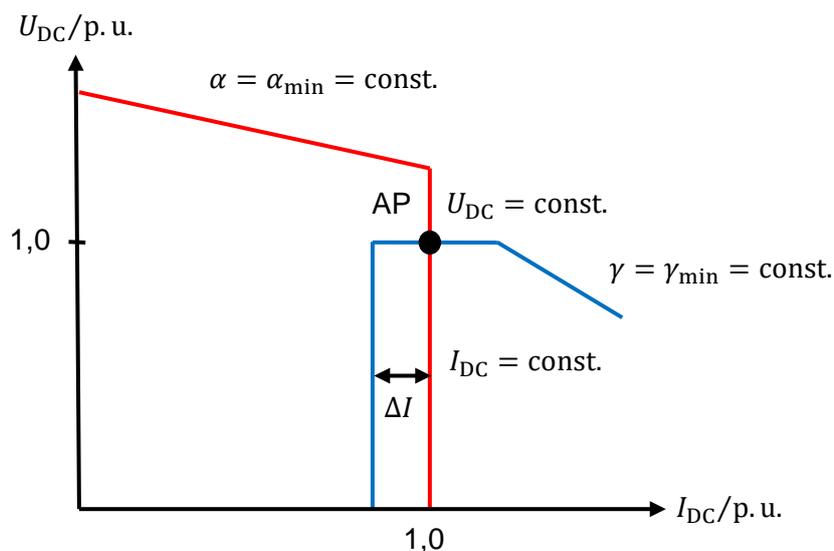


Abbildung 3-16: Kennlinien von Gleich- und Wechselrichterstation mit Arbeitspunkt

Wie bereits oben erwähnt, wird im stationären Normalbetrieb CV oder CEA bevorzugt. Kommt es aber gleichrichterseitig zu einem Einbruch der Kommutierungsspannung (Netzrisser), so wird die geneigte α_{\min} -Gerade parallel nach unten verschoben. Folglich kommt es zu einer Verschiebung des Arbeitspunktes (siehe Abbildung 3-17), aber es kann weiterhin Leistung übertragen werden. Würde es nun keine Stromregelung am Wechselrichter geben, so würde der Strom bis auf null absinken (kein Arbeitspunkt mehr vorhanden).

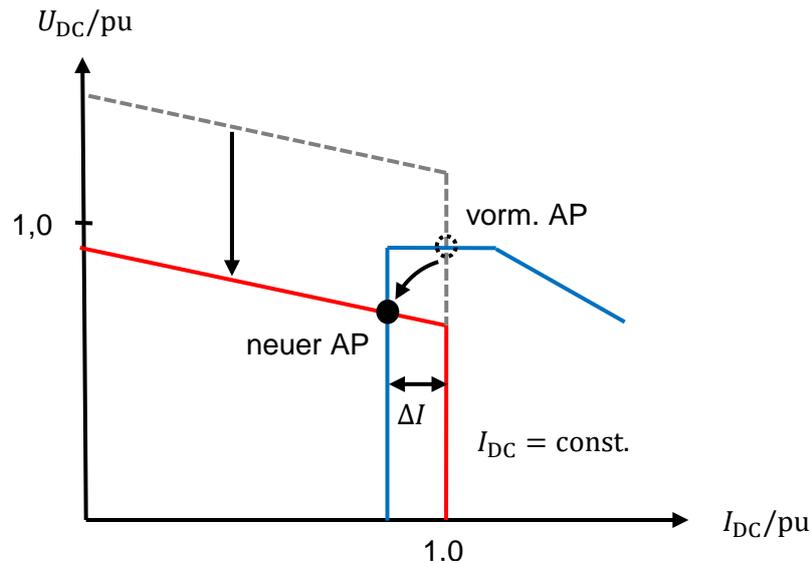


Abbildung 3-17: Kennlinie bei Einbruch der Wechselspannung am Gleichrichter

Der Übergang von der einen Regelung auf die andere (engl. Mode Shift) wird dadurch erreicht, dass die Regelungen gleichzeitig ihren Zündwinkel berechnen. Anschließend wird die Regelung mit dem jeweils niedrigsten Zündwinkel ausgewählt und dieser der GFU übergeben. In Abbildung 3-18 ist die Gleichrichter-Stromregelung schematisch dargestellt: Die Differenz des gemessenen Stromes I_{DC} und dem Sollwert I_0 (z.B. von übergeordneter Leistungsregelung) wird einem PI-Regler zugeführt, dessen Ausgang (Zündwinkel) begrenzt werden muss (Stellgrößenbeschränkung, siehe oben). Das Ergebnis ist der Sollwert des Zündwinkels α_0 (alpha order). Der Sollwert des Stromes wird zusätzlich über die Telekommunikationseinrichtungen an die Wechselrichterstation übertragen [4] [27].

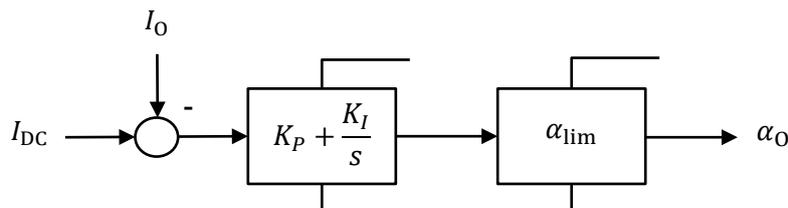


Abbildung 3-18: Blockschaltbild der beschriebenen Gleichrichter-Stromregelung

In Abbildung 3-19 ist die Wechselrichterregelung, bestehend aus Gamma-, Strom- und Spannungsregelung, dargestellt. Ähnlich wie beim Gleichrichter wird aus der Differenz von Ist- und Sollwert mittels PI-Regler und Begrenzung der Zündwinkel berechnet.

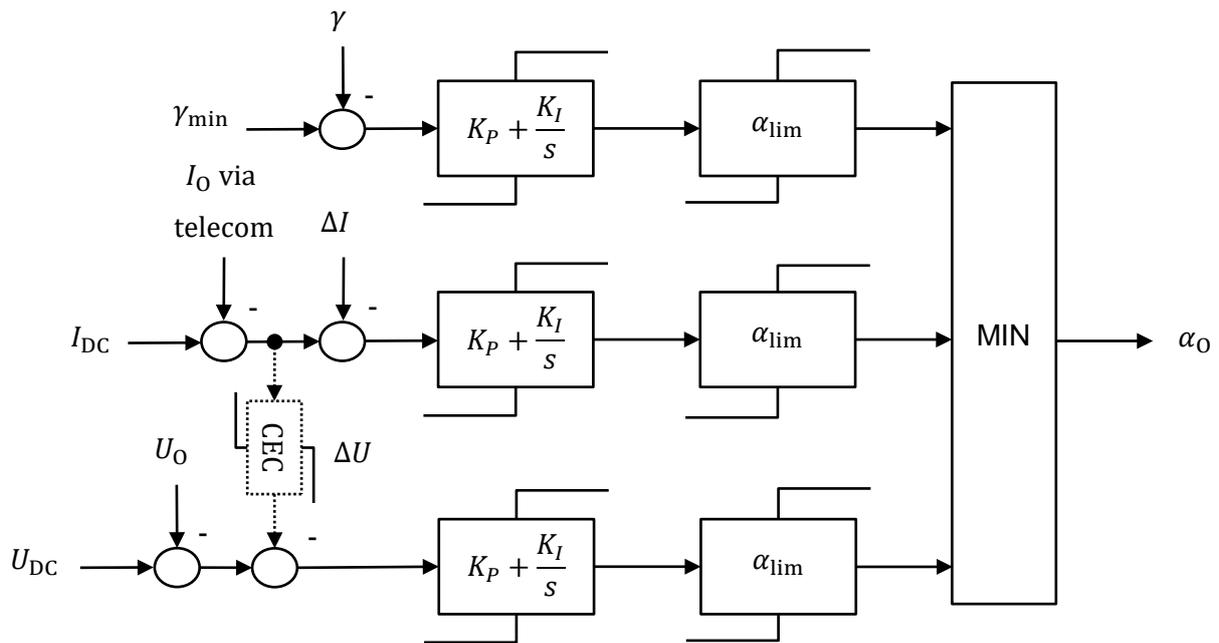


Abbildung 3-19: Blockschaltbild der im Text beschriebenen Wechselrichterregelung

Mit CEC wird hierbei die sogenannte Stromfehlerregelung (Current Error Control, optional) bezeichnet. Diese ermöglicht einen weicheren Übergang von der Gleichspannungsregelung auf die Gleichstromregelung.

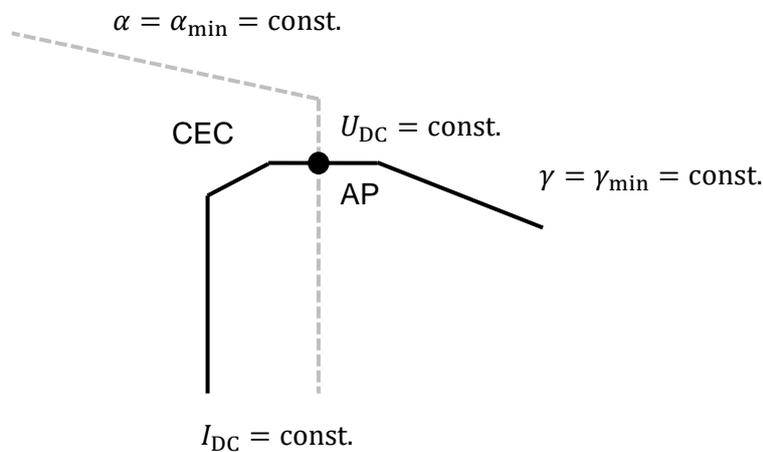


Abbildung 3-20: Modifizierung der Wechselrichtercharakteristik durch CEC nach [4]

Prinzipiell wird bei CEC der Löschwinkel vergrößert und damit der Gleichstrom unter den Sollwert des Gleichrichters vermindert. Dadurch wird die negative Steigung der konstanten Löschwinkelgeraden, die von der Stärke des AC-Netzes abhängig ist (je schwächer, desto steiler), in diesem Bereich korrigiert, die Steigung der CEC-Charakteristik ist positiv (vgl. Abbildung 3-20). Besonders bei Systemen, die nur über Löschwinkel- und Gleichstromregelung am Wechselrichter verfügen und an

sehr schwache AC-Netze angeschlossen sind, dient die CEC der Vermeidung eines mehrdeutigen Arbeitspunktes [4].

Strom und Spannung können konventionell gemessen werden, die Ermittlung des Löschwinkels hingegen ist kompliziert. Prinzipiell kann dieser algebraisch berechnet werden (prädiktiver Löschwinkelansatz) oder aber auch messtechnisch erfasst werden. Die erste Lösung wird allerdings nicht mehr eingesetzt, da diese beim Betrieb einer HGÜ an schwachen AC-Netzen zu harmonischer Instabilität führen kann [4] [31]. Die zweite Methode beruht auf der messtechnischen Erfassung. In Abbildung 3-21 ist gemäß [32] der Kommutierungsvorgang (idealisiert) im Wechselrichterbetrieb dargestellt. Mit u_v wird hierbei die Ventilspannung und mit i_v der Ventilstrom des abkommutierenden Ventils bezeichnet. Die Zeitspanne 2 symbolisiert die Überlappungsphase μ (i_v kann nicht beliebig schnell abnehmen). Nachdem der Strom null erreicht hat, nimmt die Ventilspannung zunächst negative Werte an, bevor sie anschließend positiv wird. Die Zeitdauer 3 (Rückwärts-Sperrdauer) entspricht dem gesuchten Löschwinkel γ . Das gesamte Intervall 1 ergibt den Voreilwinkel β [32].

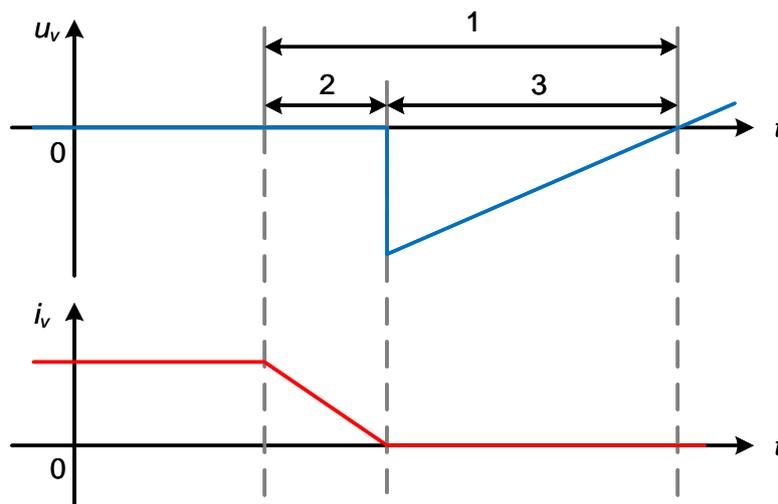


Abbildung 3-21: Kommutierungsvorgang im Wechselrichterbetrieb nach [32]; 1 Zündvoreilwinkel, 2 Überlappungswinkel, 3 Löschwinkel

In Abbildung 3-22 ist die typische Form der Ventilspannung im Wechselrichterbetrieb vom Ende der Überlappung (Beginn Rückwärts-Sperrdauer 1) bis zum Zündzeitpunkt t_0 des Ventils dargestellt.

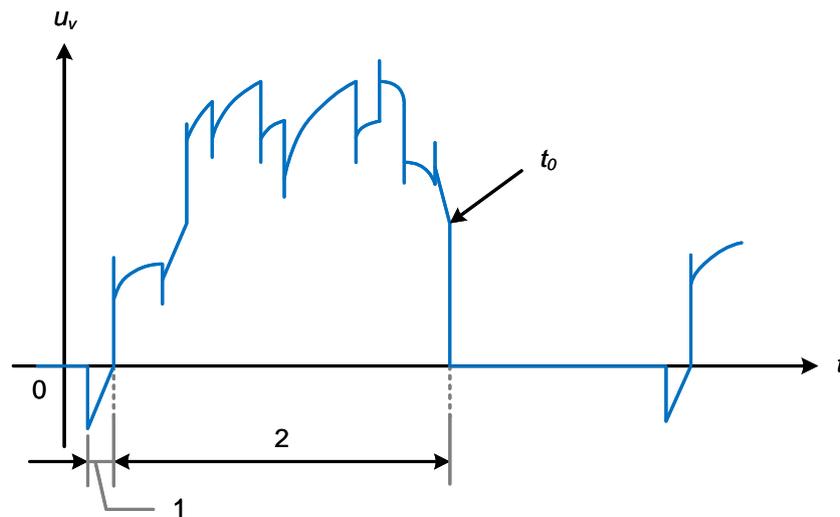


Abbildung 3-22: Typische Form der Ventilspannung im Wechselrichterbetrieb nach [32]; 1 Löschwinkel, 2 Vorwärts-Sperrdauer, t_0 Zündzeitpunkt des Ventils

Bei Auftreten eines wechselrichterseitigen Fehlers (z.B. Erdkurzschluss) kommt es durch den Einbruch der Spannung am Wechselrichter zu einer Erhöhung des Gleichstroms, die wiederum eine Verringerung des Löschwinkels bewirkt (Gefahr von Kommutierungsversagen). Zusätzlich kann es auch zur thermischen Überlastung von Komponenten kommen. Zur Vermeidung dieser Phänomene kann die Kennlinie der HGÜ adaptiert werden, d.h., der Gleichstrom wird von der Gleichspannung abhängig beschränkt. Diese Adaptierung bezeichnet man als spannungsabhängige Strombegrenzung bzw. VDCOL (Voltage Dependent Current Order Limit), welche oftmals 2 Charakteristiken (statisch und dynamisch) beinhaltet. Der statische Teil unterwirft den Sollwert des Stromes I_0 in Abhängigkeit der gemessenen Gleichspannung einer geneigten Kennlinie mit Maximal- und Minimalwerten, außerdem wird die Kennlinie, abhängig vom Stromsollwert, entsprechend nach unten verschoben. Die untere Grenze wird durch den minimalen Absolutstrom $I_{DC,min,abs}$ vorgegeben. Bei dynamischem Verhalten (z.B. bei Fehlern) wird eine schnelle Abfallzeit und eine langsame Hochlaufzeit T_{up} des Stromsollwertes genutzt (vgl. Abbildung 3-23). Die Hochlaufzeit ist variabel, typische Werte liegen zwischen 75-150 ms [4] [33]. Die durch die VDCOL adaptierte Kennlinie aus Abbildung 3-16 ist in Abbildung 3-24 dargestellt.

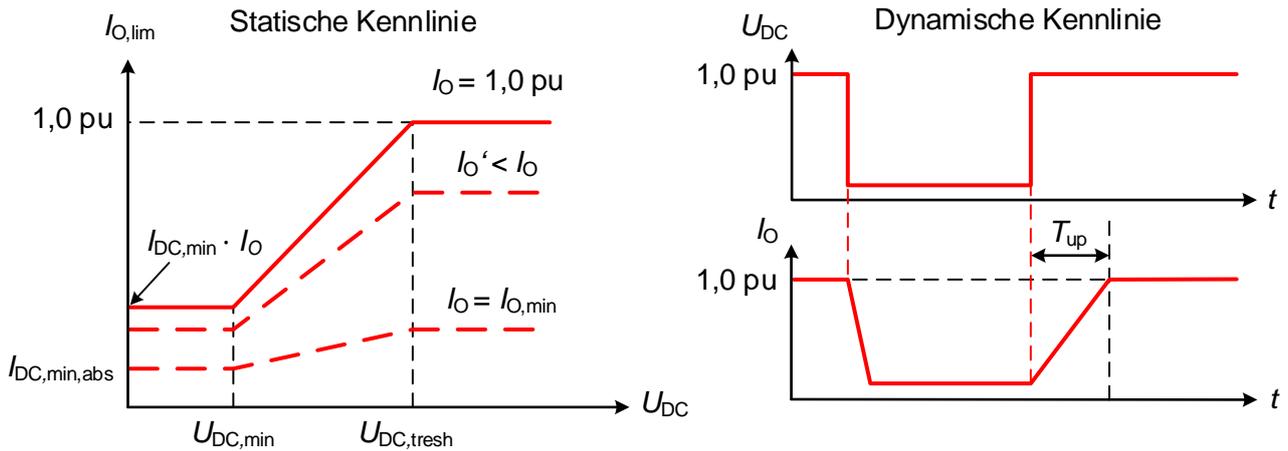


Abbildung 3-23: Statische und dynamische Charakteristik einer VDCOL nach [33]

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens und zur Einstellung der Regler wurde früher vorwiegend auf Netzmodelle zurückgegriffen (z.B. [34], [35]). Heutzutage kommen hauptsächlich die digitale Simulation (z.B. ATP-EMTP, EMTP-RV, HYPERSIM, SIMULINK etc.) und numerische Optimierung (z.B. PSO-Algorithmus) zum Einsatz [12].

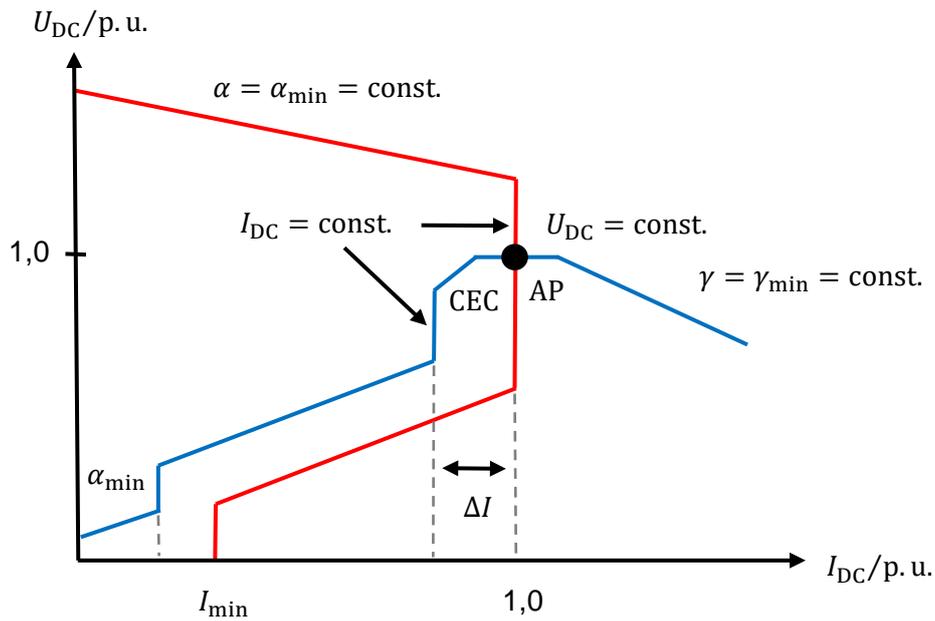


Abbildung 3-24: Durch VDCOL adaptierte statische Kennlinie

In der Praxis kommt also eine sogenannte hierarchische Regelstruktur zum Einsatz (vgl. Abbildung 3-25) [7] [15]:

- Ausgehend vom Kontrollzentrum wird der Wirkleistungswert an die Bipolregelung (auch Master-Control) übergeben, diese befindet sich üblicherweise in der Nähe einer der beiden Umrichterstationen.

- Die Bipolregelung berechnet durch Messung von Wechsel- oder Gleichspannung daraus den Sollwert des Gleichstromes, dieser wird an die Polregelungen der Station übergeben. Ferner wird der Stromsollwert über die Telekommunikationseinrichtungen auch an die Gegenstation gesendet.
- Die Polregelungen berechnen anhand des Stromsollwertes den erforderlichen Zündwinkel, der der Ventilgruppenregelung zugeführt wird.
- Die Ventilgruppenregelung generiert daraus nun die Zündimpulse für die Ventile.

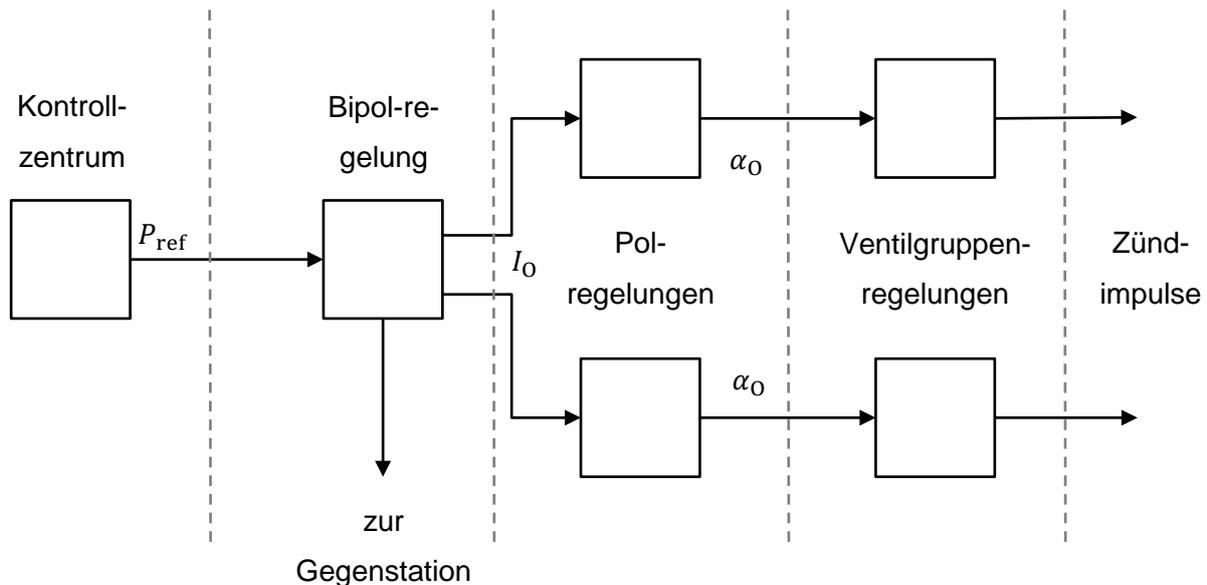


Abbildung 3-25: Hierarchische Regelung zur Erzeugung der Zündimpulse nach [15]

Prinzipiell ist es schwierig, ein mathematisches Modell für den Reglerentwurf (z.B. Übertragungsfunktion) einer LCC-HGÜ zu finden (nichtlineares Verhalten). Das für den Reglerentwurf herangezogene mathematische Modell ist in Anhang A – Reglerentwurf einer LCC-HGÜ näher beschrieben.

3.1.4 LCC-Multi-Terminal

Kommen mehr als 2 Umrichterstationen zum Einsatz, so spricht man von einer Mehrpunktverbindung bzw. einem Multi-Terminal-System. Prinzipiell können die Stromrichterstationen dabei in Serie oder aber auch parallel geschaltet werden (vgl. Abbildung 3-26). Bedingt durch die definierte Stromrichtung bei der LCC-Technologie ist eine Lastflussumkehr nur durch eine Umkehr der Spannung möglich, der Aufbau eines vermaschten Multi-Terminal-Systems ist schwierig. In einem seriellen Multi-Terminal-System wird von einer Station der Stromwert festgelegt (Dieser fließt durch alle Stationen.), die anderen Stationen operieren entweder im Modus mit konstantem Zünd- oder Löschwinkel. Weltweit existiert allerdings keine Multi-Terminal-HGÜ, die über in Serie geschaltete Terminals verfügt.

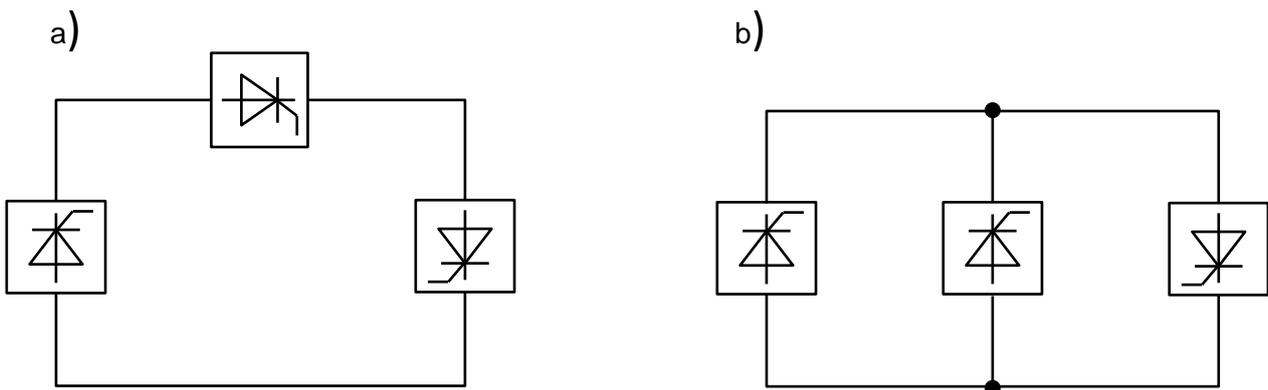


Abbildung 3-26: a) Stromrichter-Serienschaltung, b) Stromrichter-Parallelschaltung

Bei der parallelen Konfiguration liegt an allen Stationen die gleiche Spannung an. Weltweit existieren 2 Systeme, die über 3 Stationen in paralleler Konfiguration verfügen: Die HGÜ Sardinien-Korsika-italienisches Festland und die kanadische HGÜ Québec-New England. Beide Anlagen wurden ursprünglich als 2-Terminal-System gebaut und betrieben und später um eine dritte Station erweitert. Bei der HGÜ Québec-New England war ursprünglich sogar der Betrieb von 5 Stationen geplant. Allerdings wurde der 3-Terminal-Betrieb nicht mehr erweitert, da die Komplexität der Regelung nicht mehr beherrschbar wurde und sich die Systemdynamik deutlich verschlechtert hätte [4] [36].

Zur Regelung von Multi-Terminal-Systemen ist die am weitesten verbreitete Methode eine erweiterte Methode der Grenzstromregelung von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Hierbei legt eine Station die Gleichspannung fest (Betrieb mit Zündwinkel oder Löschwinkel konstant), die verbleibenden Stationen kontrollieren ihren Strom. Das Regelgesetz lautet:

$$\sum_j I_{\text{ref},j} = \Delta I \quad (3-18)$$

Hierbei bezeichnet ΔI die Strommarge. Die Station mit dem niedrigsten Spannungslimit übernimmt die Spannungskontrolle. In Abbildung 3-27 sind die Kennlinien eines beispielhaften 3-Terminal-Systems (1 Gleichrichter, 2 Wechselrichter) dargestellt. Der Einfachheit halber wurde hierbei auf eine Darstellung von optionalen Regelungsstrukturen (VDCOL, CEC, CV usw.) verzichtet. Die 2 Wechselrichter verfügen hierbei über 40% bzw. 60% der Nennleistung der Gleichrichterstation. Die Spannung wird vom Wechselrichter 1 festgelegt, die verbleibenden Stationen regeln ihren Strom.

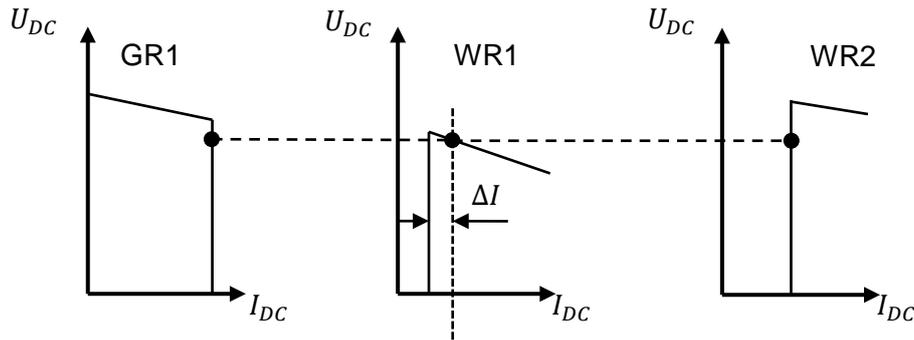


Abbildung 3-27: Einsatz der Methode der Grenzstromregelung bei einer 3-Terminal-LCC-HGÜ nach einer Illustration aus [15]

Zur Einhaltung des oben dargestellten Regelgesetzes wird ein zentraler Stromregler (Current Reference Balancer, siehe Abbildung 3-28) benötigt, um die Strommarge des Multi-Terminal-Systems stets aufrechtzuhalten [7] [12] [15] [36]

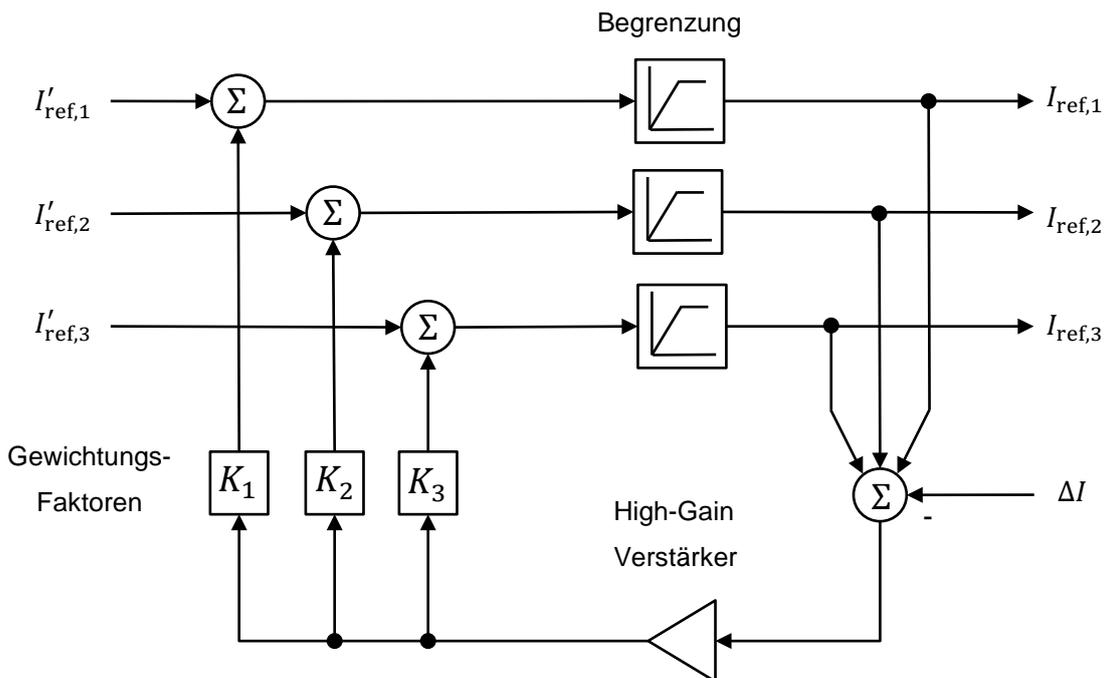


Abbildung 3-28: Zentraler Stromregler (Current-Reference-Balancer), die Gewichtungsfaktoren K werden in Relation zu den Nennleistungen der einzelnen Stationen gewählt [15]

Trotz der erwähnten Nachteile bei LCC-Multi-Terminal-Systemen gibt es einen möglichen Einsatzbereich: die Übertragung sehr großer Leistung (Bulk-Transmission) von weit entfernten Orten in Lastzentren [37].

3.2 NUMERISCHE MODELLBILDUNG

3.2.1 Modellvorstellung

Mit dem im Kapitel Netzgeführte (LCC-) HGÜ im Zuge der Literaturstudie erworbenen Wissen kann ein numerisches Berechnungsmodell entworfen werden. Ausgangsbasis für die Modellbildung ist eine 12-pulsige HGÜ mit drei hierarchischen Regelungsstrukturen:

1. HGÜ-Leitregelung (Master-Control-Unit/MCU)
2. Gleichrichter-Regelung (Polregelung)
3. Wechselrichter-Regelung (Polregelung)

Das vorgestellte Modell basiert auf einer Idee von S. Casoria (Hydro-Québec) [38] und einem davon abgeleiteten Modell in EMTP-RV. Die Parameter der oben erwähnten Strukturen (Nennspannung, Nennstrom, Reglerparameter usw.) lassen sich modifizieren. Zusätzlich zu den 3 Regelungsstrukturen werden für den einfachsten Fall (Kurzakupplung) folgende Komponenten benötigt:

- Stromrichtertransformatoren (entweder ein Dreiwicklungstransformator oder zwei Zweiwicklungstransformatoren je Station)
- Thyristorbrücken (entweder zwei 6-pulsige Brücken in Serienschaltung oder eine 12-pulsige Brücke)
- AC-Netzfilter
- Glättungsinduktoren auf der Gleichspannungsseite
- Ermittlung der für die Regelungen erforderlichen Größen

Optional können folgende Komponenten implementiert werden:

- DC-Filter
- DC-Leitungen

In Abbildung 3-29 ist am Beispiel einer Kurzakupplung die Interaktion der oben erwähnten Regelungs- und Kontrollstrukturen abgebildet. Das konzipierte Modell wurde im Folgenden auf Langzeitstabilität und auf Fehlerfälle (nach Vorschlägen aus der Literatur) untersucht.

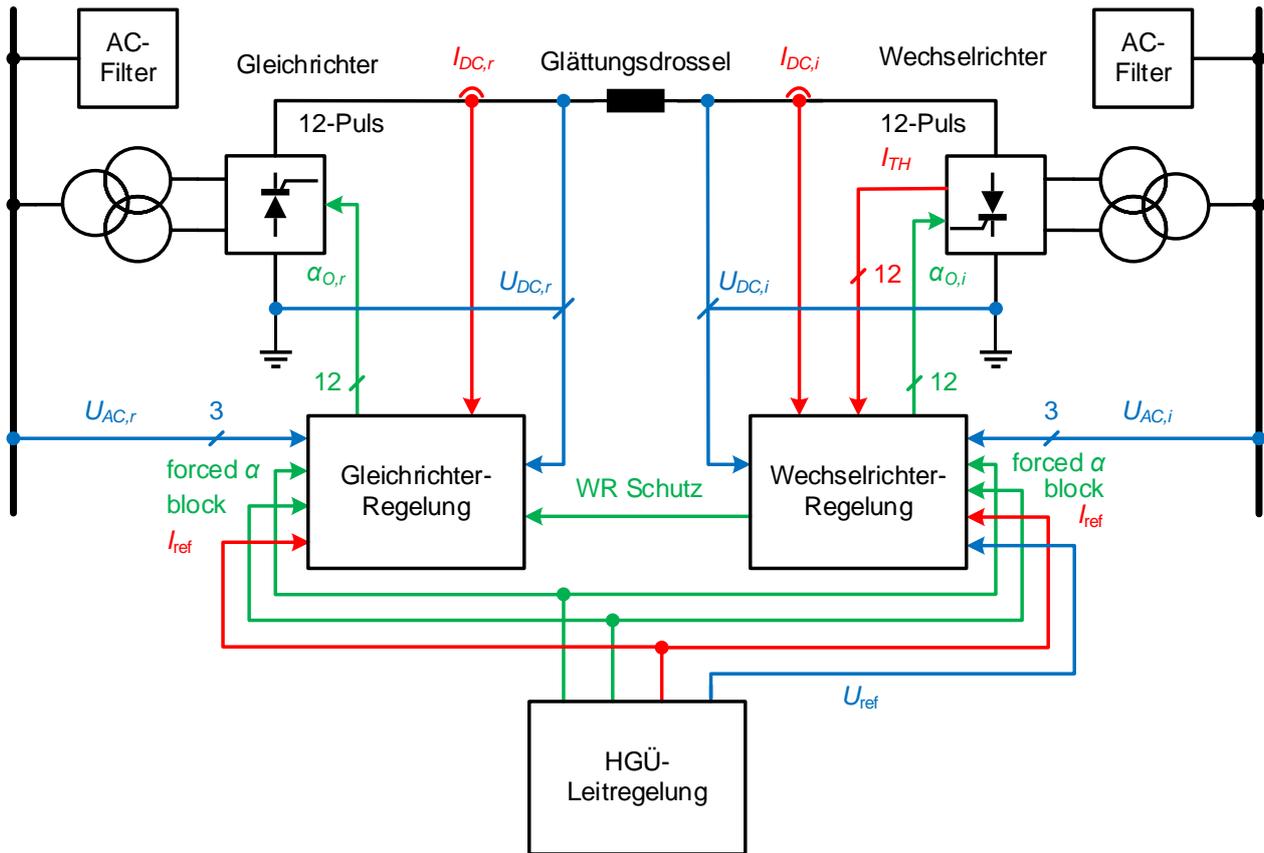


Abbildung 3-29: Vereinfachte Darstellung der implementierten HGÜ-Regelungsstrukturen (rot: Stromsignal, blau: Spannungssignal, grün: Kontroll-/Steuersignal allgemein)

Im nächsten Abschnitt wird nun näher auf die einzelnen Komponenten eingegangen.

3.2.2 Regelungsstrukturen

3.2.2.1 HGÜ-Leitregelung

Wie unter LCC-HGÜ-Regelung beschrieben, kommt eine kaskadierte Regelung zum Einsatz. Die Leitregelung dient der Ansteuerung der untergeordneten Polregelungen (Master-/Slave-System). Die möglichen Übergabeparameter sind in Anhang B – Übergabeparameter der Regelungen des LCC-HGÜ-Modells tabellarisch dargestellt. Die MCU bestimmt aus diesen Parametern die folgenden Ausgangssignale:

1. Referenzwert der Gleichspannung (U_{dc_ref})
2. Referenzwert des Gleichstroms (I_{dc_ref})
3. Erzwungener Zündwinkel ($forced_alpha$)
4. Blockiersignal ($block$)

Diese Ausgänge werden den Polregelungen (Gleich-/Wechselrichter-Regelung) zugeführt.

3.2.2.2 Gleichrichter-Regelung

Die Gleichrichterregelung erhält folgende Signale zur Verarbeitung:

1. Schutzsignal von der Wechselrichterstation im Fehlerfall (Schutz_Inv)
2. Erzwungener Zündwinkel, von MCU (forced_alpha)
3. Netzspannungen am Anschlussort (Kommutierungsspannung, V_a , V_b , V_c)
4. Gleichspannung von Hochspannungsseite und Bezugspunkt gegen ferne Erde (V_{dc1} und V_{dc2}):
5. Ist-Wert des Gleichstroms (I_{dc})
6. Sollwert des Gleichstroms, von MCU (I_{dc_ref})
7. Blockiersignal, von MCU (block)

Die Parameter der Gleichrichter-Regelung lassen sich modifizieren; die Eingabeparameter sind ebenfalls in Anhang B – Übergabeparameter der Regelungen des LCC-HGÜ-Modells aufgelistet. Daraus werden von der Regelung am Ausgang die Zündimpulse (Pulses), die an die Thyristorbrücke übergeben werden, geliefert. Der Aufbau ist in Abbildung 3-30 schematisch abgebildet. Die Funktion der darin vorkommenden Blöcke sei im Folgenden kurz dargestellt:

- **Per-Unit Konversion:** Die Eingangsgrößen werden, falls nicht bereits erfolgt, anhand der Eingabeparameter der Maske in Per-Unit-Werte konvertiert.
- **Gleichrichter-Schutz:** Die Schutzeinrichtung besteht aus 2 Unterkomponenten, dem AC- und dem DC-Fehlerschutz. Der AC-Fehlerschutz untersucht, ob eine (bzw. alle) der gemessenen Kommutierungsspannungen kleiner als der gesetzte Schwellwert sind. Falls dies der Fall ist, wird nach einer kurzen Verzögerung am Ausgang logisch 1 ausgegeben. Dieser Wert ist, gemeinsam mit dem Übergabewert der Wechselrichterstation und den Netzspannungen, Eingang vom folgenden DC-Fehlerschutz. Dadurch ist es möglich, zwischen DC-Fehler und AC-Fehler, die ebenfalls einen Einbruch der Gleichspannung zu Folge haben können, zu unterscheiden. Zur DC-Fehlererkennung wird die Gleichspannung mit einem gesetzten Schwellwert verglichen, zusätzlich kommt ein Detection-Delay zum Einsatz, um zwischen tatsächlichen DC-Fehlern und anderen Störungen, die eine niedrige DC-Spannung verursachen, unterscheiden zu können. Bei Erkennung eines DC-Fehlers wird der Gleichrichter-Zündwinkel in den Wechselrichterbetrieb erhöht (forced_alpha), um den Fehlerstrom zu löschen, dies erfolgt über den Ausgang, der logisch 1 annimmt.

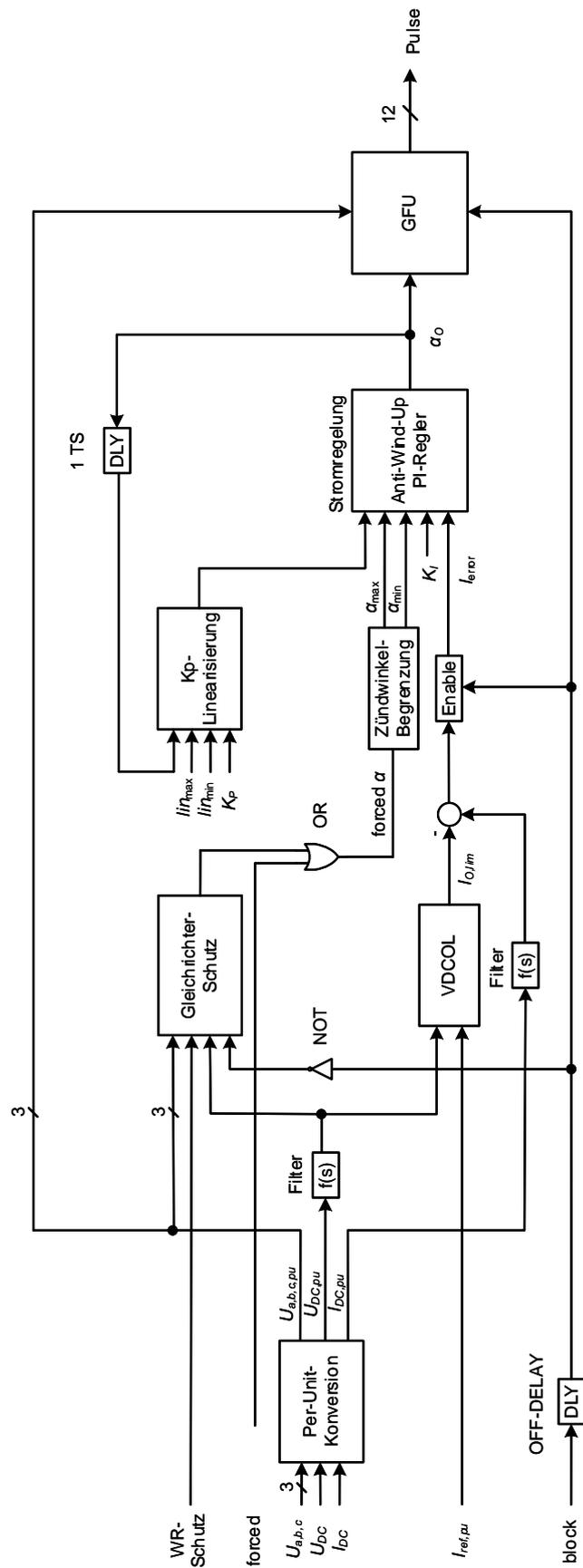


Abbildung 3-30: Schematischer Aufbau der Gleichrichter-Regelung

- **Zündwinkelbegrenzung:** Die Zündwinkelbegrenzung gibt im stationären Fall konstant die gesetzten Minimal- bzw. Maximalwerte des Zündwinkels aus. Falls der Eingang forced_alpha ungleich null wird, so wird unter Berücksichtigung der Anstiegsbegrenzung der minimale Zündwinkel dem maximalen gleichgesetzt.
- **VDCOL:** Die VDCOL besteht aus einem statischen und dynamischen Teil. Zusätzlich wird die Kennlinie in Abhängigkeit des Stromsollwertes (der von der Leistung abhängig ist) adaptiert und entsprechend nach unten verschoben. Die untere Grenze wird durch den minimalen Absolutstrom vorgegeben. Aus dem Ist-Wert von Gleichspannung und Sollwert von Gleichstrom wird der begrenzte Gleichstromsollwert generiert.
- **Anti-Wind-Up-PI-Stromregler:** Da die Stellgröße (Zündwinkel) des Umrichters begrenzt ist, kann es bei Erreichen der Sättigung bei abrupten Arbeitspunktwechsel zu schlechtem dynamischem Verhalten (starkes Über- bzw. Unterschwingen) kommen. Der Grund dafür ist, dass bei aktiver Stellgrößenbeschränkung der Regelkreis praktisch ohne Rückkopplung betrieben wird. Obwohl die Stellgröße nicht mehr weiter ansteigen kann, wird vom Integrator trotzdem der Fehler weiter aufintegriert (Wind-Up Effekt). Anti-Wind-Up-Maßnahme: Entgegenwirkung der Integration bei Erreichen/Überschreiten der Stellgrößenbeschränkung, siehe Abbildung 3-31 [39]. Eingangsgrößen des Reglers sind die Minimal- bzw. Maximalwerte des Zündwinkels, die Parameter K_p und K_I , sowie der Regelfehler, der aus der Differenz von begrenztem Stromsollwert und Ist-Wert gebildet wird.

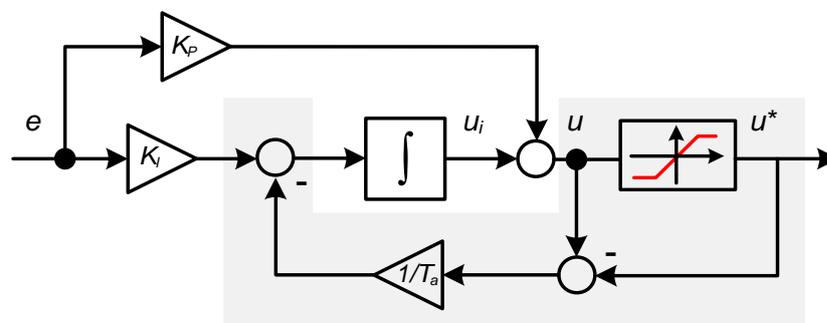


Abbildung 3-31: Anti-Wind-Up-Maßnahme (grau) nach [39]

- **Linearisierung von K_p :** Da die generierte Gleichspannung U_d durch die Umrichter proportional zu $\cos(\alpha)$ ist, so gilt für eine durch eine Änderung des Zündwinkels hervorgerufene Änderung der Gleichspannung: $\frac{\Delta U_d}{\Delta \alpha} \propto \sin(\alpha)$, d.h., dass bei einem konstanten Proportionalbeiwert K_p der effektive Wert $K_{p,eff}$ proportional zu $\sin(\alpha)$ ist [38]. Um unabhängig vom aktuellen Zündwinkel ein konstantes K_p zu erhalten, wird dieser Wert durch eine Multiplikation mit $\frac{1}{\sin(\alpha)}$ linearisiert. Dies wird je nach Vorgabe in einem bestimmten Bereich des tatsächlichen Zündwinkels durchgeführt. Eingangsgrößen sind u.a. die Intervallgrenzen des Bereichs, in dem die Linearisierung durchgeführt werden soll.

- **GFU:** Die Gate Firing Unit besteht aus 2 Komponenten, einer dq0-PLL, die die Synchronisierung mit dem Netz ermöglicht, und dem Zündpulsgenerator, der anhand des geforderten Zündwinkels (alpha order) und der Pulsbreite die 12 Zündimpulse generiert. Die PLL basiert auf einem Modell von *H. Gras*.

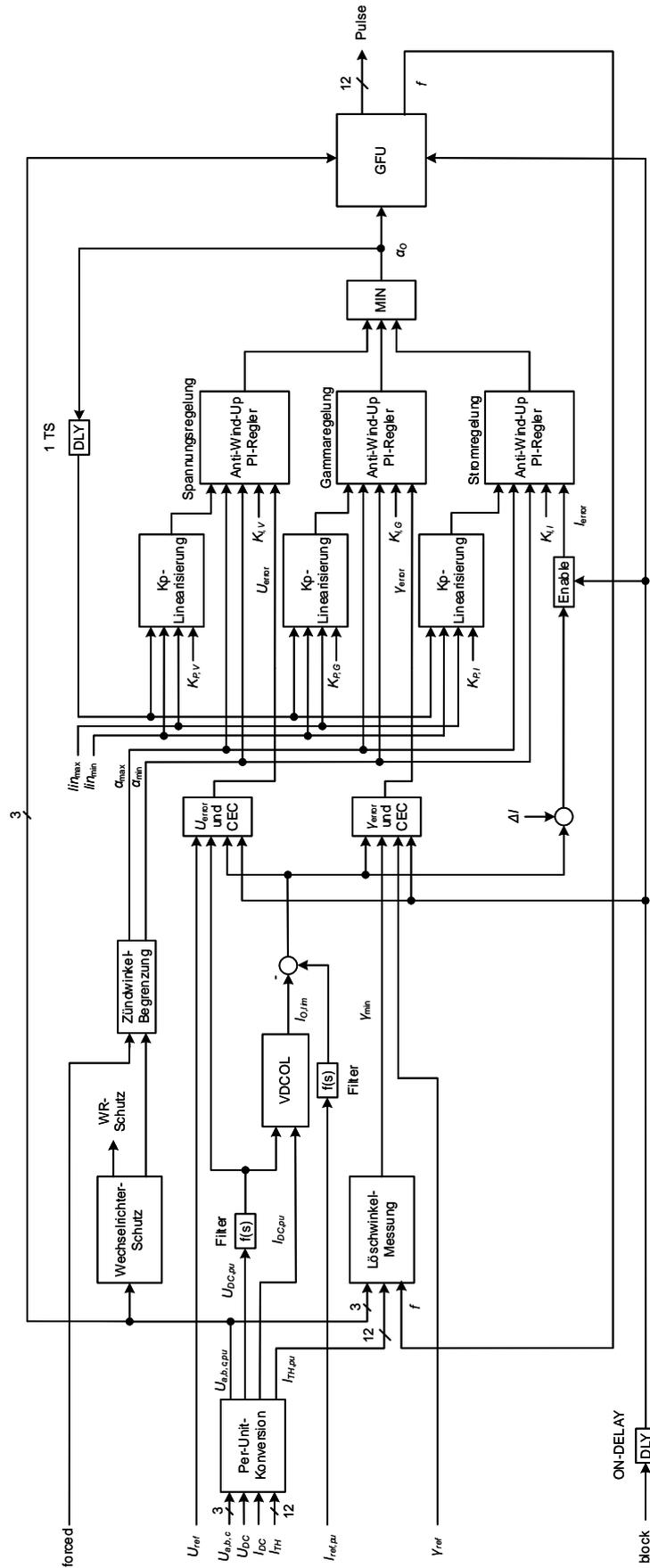
3.2.2.3 Wechselrichter-Regelung

Die Wechselrichterregelung erhält folgende Signale zur Verarbeitung:

1. Erzwungener Zündwinkel, von MCU (forced_alpha)
2. Sollwert der Gleichspannung, von MCU (Udc_ref)
3. Netzspannungen am Anschlussort (Kommutierungsspannung, Va, Vb, Vc)
4. Gleichspannung von Hochspannungsseite und Bezugspunkt gegen ferne Erde (Vdc1 und Vdc2)
5. Ist-Wert des Gleichstroms (Idc)
6. Ist-Werte der Thyristorströme (Ith)
7. Sollwert des Gleichstroms, von MCU (Idc_ref)
8. Blockiersignal, von MCU (block)

Die Parameter der Wechselrichter-Regelung lassen sich modifizieren. Die Übergabeparameter sind in Anhang B – Übergabeparameter der Regelungen des LCC-HGÜ-Modells tabellarisch aufgelistet. Daraus werden von der Regelung am Ausgang die Zündimpulse (Pulses), die an die Thyristorbrücke übergeben werden, geliefert. Zusätzlich wird ein Schutzsignal von der Wechselrichterstation im Fehlerfall an die Gleichrichterstation übertragen. Der Aufbau ist in Abbildung 3-32 schematisch dargestellt. Die Funktion der Blöcke sei im Folgenden kurz dargestellt:

- **Per-Unit Konversion, VDCOL, GFU, Linearisierung von K_p , Anti-Wind-Up-PI-Regler:** Gleiche Funktion wie bei der Gleichrichterstation, siehe oben.



• Abbildung 3-32: Schematischer Aufbau der Wechselrichter-Regelung

- Löschwinkelmessung:** Die Löschwinkelmessung erhält als Eingänge die Kommutierungsspannungen, die Thyristorströme sowie die Frequenz (von der PLL der GFU) und macht sich die Tatsache zu Nutze, dass der Löschwinkel die Zeit in Grad bezeichnet, nachdem der Thyristorstrom I_{TH} auf null zurückgegangen ist, bis die Kommutierungsspannung U_K positiv wird. Die Detektionsphase beginnt, sobald der Strom einen Schwellwert (I_{th_min}) unterschreitet, und endet, wenn die Spannung positiv wird. Mittels dieser zwei Größen wird ein Set/Reset Flipflop über 2 Monoflops angesteuert, dessen Ausgänge (invertiert und nicht-invertiert) gemeinsam mit der Zeit (Clock) einer Sample-Hold-Schaltung zur Zählung übergeben werden. Das Ergebnis wird mit der Frequenz gewichtet, um elektrische Grad zu erhalten und anschließend wird das Minimum aller 12 bestimmten Löschwinkel in Grad ausgegeben. In Abbildung 3-33 ist dieses Prinzip schematisch für 1 Ventil dargestellt.

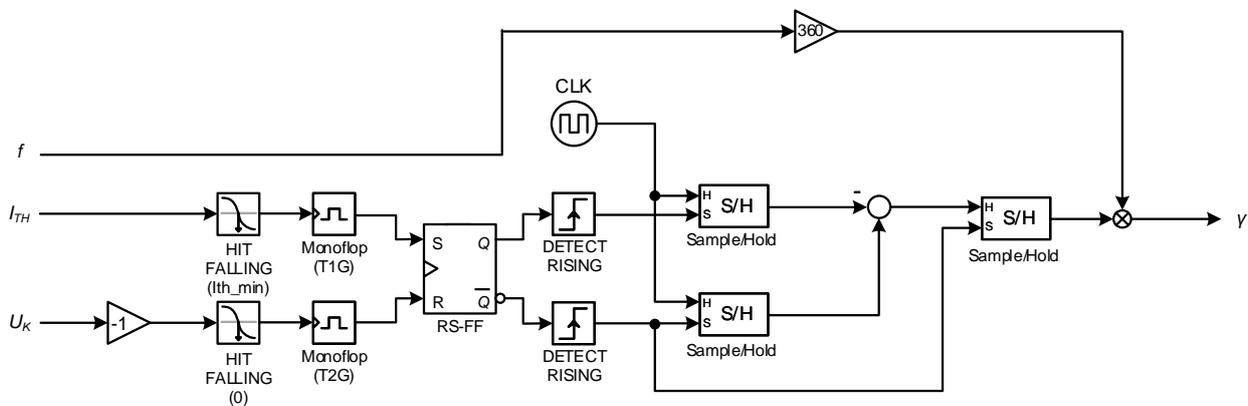


Abbildung 3-33: Schematischer Aufbau der Löschwinkelmessung (für ein Ventil dargestellt) nach einer Idee von S. Casoria [38]

- Wechselrichter-Schutz:** Wie beim Gleichrichter besteht die Schutzeinrichtung aus 2 Teilen, dem AC-Fehlerschutz (identisch zum Gleichrichter) und dem Schutz gegen Wechselrichterkippen (Kommutierungsschutz). Der Kommutierungsschutz basiert auf einem Vorschlag von L. Zhang und L. Dofnas [40] und enthält wiederum zwei parallele Teile zur Erkennung von ein- oder dreipoligen Fehlern. Zur Erkennung einpoliger Fehler werden die drei Momentanwerte der Wechselspannungen addiert (=Nullspannung, Unsymmetrie): $U_0 = U_a + U_b + U_c$. Ist dieser Wert größer als ein Schwellwert, so wird der maximale Zündwinkel verringert. Zur Erkennung dreipoliger Fehler werden die Spannungen in einen Raumzeiger im stationären $\alpha\beta$ -Koordinatensystem (Clark-Transformation) überführt:

$$U_\alpha = \frac{2}{3} U_a - \frac{1}{3} (U_a + U_b) \quad \text{und} \quad U_\beta = \frac{\sqrt{3}}{3} (U_b + U_c) \quad (3-19)$$

Die Summe (Länge des Zeigers) ist eine Gleichgröße, falls die Spannungen des Drehstromsystems symmetrisch sind:

$$|U_{\alpha\beta}| = \sqrt{U_{\alpha}^2 + U_{\beta}^2} \quad (3-20)$$

Die Summe $|U_{\alpha\beta}|$ wird gefiltert und anschließend die Differenz von gefiltert und ungefiltert gebildet, ist die Differenz größer als ein Schwellwert, so wird wiederum der maximale Zündwinkel verringert.

- **γ_{error} und CEC, U_{error} und CEC:** In diesen Blöcken wird aus der Differenz von Ist- und Sollwert von Spannung bzw. Löschwinkel zunächst der jeweilige Regelfehler bestimmt und anschließend mit dem Stromfehler und der Strommarge (CEC) gewichtet, um eine positive Steigung in der Kennlinie des Wechselrichters zu erhalten (Vermeidung von Mehrpunktstabilität - vgl. Abschnitt LCC-HGÜ-Regelung).

3.2.2.4 Funktionsweise/Betrieb

In diesem Abschnitt wird der Vorgang des kontrollierten Hoch- bzw. Herunterfahrens sowie des Erreichens des Arbeitspunktes erläutert.

1. Einschalten/Kontrollierter Hochlauf:

- Über die MCU wird der Startzeitpunkt festgelegt, ab dem das Blockiersignal der beiden Stationen aufgehoben wird und logisch null annimmt. Durch einen in die Regelung integrierten Off-Delay⁷ wird zunächst die Wechselrichterstation freigegeben, um unkontrollierte Fluktuationen des Gleichstromes zu vermeiden.
- Ausgehend von einem über einstellbaren Startzündwinkel (typisch 90°) wird zunächst vom Wechselrichter die Gleichspannung auf den stationären Wert eingestellt.
- Nach Ablauf des Delays nimmt auch die Gleichrichterstation ihren Betrieb mit einem einstellbaren Startzündwinkel auf. Ausgehend von den Einstellungen der MCU wird der Stromsollwert auf den minimalen Betriebsstrom (oft 0,1 p.u.) hochgefahren. Startzeit und Steilheit sind variabel, allerdings hängt die Startzeit auch von der Höhe des Blockier-Delays der Gleichrichterstation ab.
- Nach Stabilisierung des Systems kann die Stromrampe (Startzeit und Steilheit variabel) zur Erreichung des Arbeitspunktes vorgegeben werden.

2. Stationärer Betrieb:

⁷ Der Off-Delay hält, nachdem der Eingang bereits null angenommen hat, für die eingestellte Zeitdauer den Ausgang weiterhin auf true, d.h., hier bleibt die Station währenddessen weiterhin blockiert.

- Im stationären Normalbetrieb wird an der Gleichrichterstation die Gleichstromregelung und an der Wechselrichterstation die Gleichspannungsregelung bevorzugt.
- Typische Werte für den Zündwinkel liegen zwischen 10-20° (Gleichrichterbetrieb) bzw. 140-150° (Wechselrichterbetrieb).
- Eine Änderung der übertragenen (Wirk-)Leistung wird über eine Stufenänderung des Sollwertes der Gleichrichter-Stromregelung erreicht.

3. Gestörter Betrieb/Dynamischer Fall:

- Einbrüche der Netzspannung am Gleichrichter, die dazu führen, dass die Aussteuergränze (minimaler Zündwinkel) erreicht wird, führen zu einem Verlust der Kontrollierbarkeit des Gleichstromes durch den Gleichrichter. Im gestörten Betrieb übernimmt die Stromregelung der Wechselrichterstation, der Strom ist nun um den Marginalstrom geringer, dafür kann weiter Leistung übertragen werden.
- Bei Einbrüchen der Netzspannung am Wechselrichter kommt, soweit noch möglich, die Regelung mit minimalem Löschwinkel zum Einsatz, diese wird auch bei der Fehlerbeseitigung nach etwaigem Wechselrichterkippen benötigt.
- Erdkurzschlüsse (AC- oder DC-seitig) werden durch die Schutzeinrichtungen erkannt und durch die VDCOL ausgeregelt.

4. Ausschalten/Kontrolliertes Herunterfahren:

- Nach Erreichen der gesetzten Herunterfahrzeit wird der Stromsollwert gezielt auf den im Normalbetrieb minimal zulässigen Wert herabgeregelt.
- Anschließend wird die Freigabe der Stationen weggenommen und als Erstes der Gleichrichter blockiert, die Wechselrichterstation folgt verzögert.

3.2.3 LCC-HGÜ-Komponenten

3.2.3.1 Thyristorbrücke

Zur Gleich- oder Wechselrichtung steht das Modell einer 12-pulsigen Thyristorbrücke zur Verfügung. Die in der Realität in Reihe geschalteten Thyristoren eines Ventilzweiges sind im Modell zu einem einzigen Ersatzventil zusammengefasst. Dieses ist in EMTP-RV durch einen idealen Thyristor (idealen, gesteuerten Schalter) nachgebildet. Zusätzlich zu dieser idealen Charakteristik lassen sich reale Einstellungen, z.B. Haltestrom, Sperrverzögerungszeit usw., übergeben. Zusätzlich wurde jede dieser Thyristoren mit einer Schallentlastung (RLC-Snubber) versehen. Um außerdem den nichtidealen Durchlasswiderstand ($> 0 \Omega$) und die Begrenzung der Stromsteilheit zu modellieren, wurde das Modell um einen Durchlasswiderstand und eine Sättigungsdrossel ergänzt. Die beschriebene Beschaltung ist in Abbildung 3-34 dargestellt. Die möglichen Übergabeparameter sind in Anhang C - Weitere Komponenten des LCC-Modells aufgelistet.

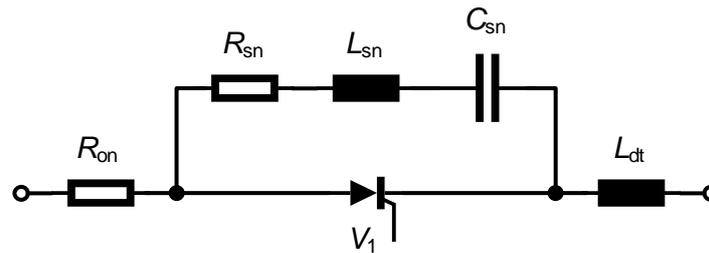


Abbildung 3-34: Verwendete Beschaltung eines Thyristorventils

3.2.3.2 Stromrichtertransformator

Die Aufgabe des Stromrichtertransformators ist, neben der Bereitstellung der erforderlichen Brückenspannung, auch das Erreichen der Phasenverschiebung über die Schaltgruppe. Für den Einsatz im Modell ist sowohl die Verwendung von Zweiwicklungstransformatoren als auch die Verwendung von Dreiwicklungstransformatoren denkbar.

Unter Berücksichtigung der Anzahl B der 6-pulsigen Brücken (bei 12-pulsiger Konfiguration gilt $B = 2$), der Nenngleichspannung $U_{DC,N}$, der Kommutierungskreisreaktanz in p.u. $X_{C,pu}$ (die im Wesentlichen durch die Streureaktanzen des Transformators beeinflusst wird) und des Zündwinkels im Arbeitspunkt α_0 ergibt sich die Nennspannung (einer Wicklung bei Dreiwicklungstransformatoren) sekundärseitig zu:

$$U_{2N} = \frac{\pi}{3\sqrt{2}B} \cdot \frac{U_{DC,N}}{\cos(\alpha_0) - \frac{X_{C,pu}}{2}} \quad (3-21)$$

Der Effektivwert des sekundärseitigen Nennstromes ergibt sich in Abhängigkeit des Nenngleichstroms $I_{DC,N}$ zu:

$$I_{2N} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot I_{DC,N} \quad (3-22)$$

Daraus lässt sich die Nennscheinleistung einer Wicklung sowie das Übersetzungsverhältnis berechnen.

3.2.3.3 Netzfilter

Zur Filterung der Netzspannung sowie zur Bereitstellung von Blindleistung am Anschlusspunkt steht die in Abbildung 3-35 dargestellte Filterkonfiguration nach einer Idee von S. *Denetière* für 12-pulsige Schaltungen zur Verfügung [41]. Diese besteht aus einer Kondensatorbatterie, 2 Single Tuned Filter zur Unterdrückung der charakteristischen Harmonischen (11./13. Ordnung) und einem gedämpften Hochpassfilter zur Filterung von Oberschwingungen höherer Ordnung. Die gewünschte Blindleistung Q (z.B. 60 % der Nennleistung der HGÜ), die Güte der Filter q sowie die Netzfrequenz

f_N lassen sich spezifizieren (siehe Anhang C - Weitere Komponenten des LCC-Modells). Der Einfachheit halber wird hierbei angenommen, dass jeder der 4 Filterzweige genau ein Viertel der geforderten Blindleistung geniert ($Q_C = Q/4$). Die Bauteile der Single Tuned Filter lassen sich wie folgt bestimmen:

$$R_s = \frac{n U_N^2}{q Q_C (n^2 - 1)}$$

$$L_s = \frac{U_N^2}{2\pi f_N Q_C (n^2 - 1)} \quad (3-23)$$

$$C_s = \frac{Q_C (n^2 - 1)}{2\pi f_N n^2 U_N^2}$$

Die Variable n bezeichnet die Ordnung der zu unterdrückenden Harmonischen (Tuning Frequenz).

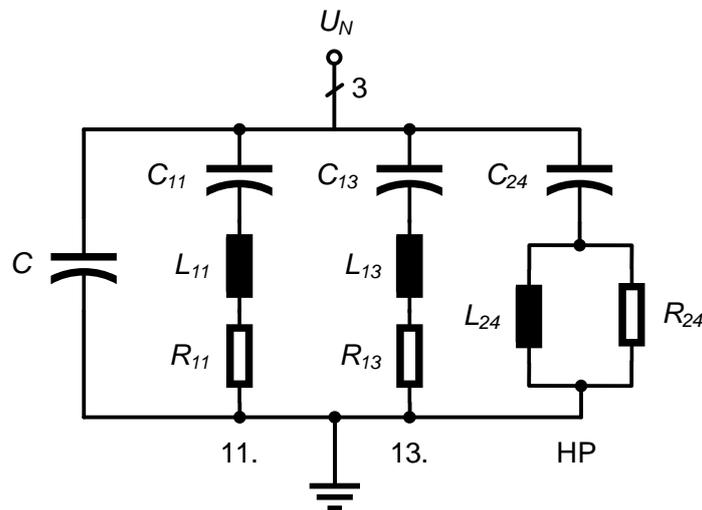


Abbildung 3-35: Netzfilterbank für die Verwendung im LCC-Modell, bestehend aus 2 Single-Tuned-Filter (11. bzw. 13. Harmonische), einem Hochpassfilter und einer Kondensatorbatterie

Die Blindelemente des Hochpassfilters berechnen sich analog wie zuvor, für den Parallelwiderstand gilt jedoch:

$$R_h = \frac{q U_N^2}{Q_C (n^2 - 1)} \quad (3-24)$$

Die Kondensatorbatterie berechnet sich zu:

$$C = \frac{Q_C}{2\pi f_N U_N^2} \quad (3-25)$$

Falls keine andere Filterkonfiguration erforderlich ist, so wird das vorgestellte Modell verwendet.

3.2.3.4 Glättungsdrossel

Die Glättungsdrossel dient u.a. der Limitierung der Stromanstiegsrate im Fehlerfall und der Verminderung von Rippeln. Der sogenannte Stromsteilheitsfaktor S_i , wobei die L_d die gleichspannungsseitige Induktivität bezeichnet, ist ein Maß für die Schnelligkeit des Anstiegs des Gleichstromes auf den Nennwert in Millisekunden, wenn an die Induktivität die Nennspannung angelegt wird.

$$S_i = \frac{U_{DC,N}}{I_{DC,N} \cdot L_d} \text{ in } \frac{1}{\text{ms}} \quad (3-26)$$

Ein empirischer Wert für S_i beträgt 0,5, d.h., im Fehlerfall würde der Strom innerhalb von 5 ms um den 2,5-fachen Wert ansteigen [12].

Beispiel: Monopolare 1000 MW-HGÜ mit 500 kV und 2 kA:

$$\begin{aligned} S_i \approx 0,5 \text{ ms}^{-1} &= \frac{500 \cdot 10^3 \text{ V}}{2 \cdot 10^3 \text{ A} \cdot L_d} \Rightarrow L_d = \frac{1}{0,002} \text{ mH} \\ &= 500 \text{ mH (je Station)} \end{aligned} \quad (3-27)$$

3.2.3.5 Darstellung des Netzes

Zur Nachbildung des speisenden Wechselspannungsnetzes wird auf das Thevenin-Theorem (Ersatzspannungsquelle) zurückgegriffen. Hierzu werden einer idealen Quelle ein Widerstand R_i und eine Induktivität L_i in Serie geschaltet. Zusätzlich wird aus der Eingabe von gewünschter Kurzschlussleistung S_{cc} und Verhältnis von Reaktanz zu Resistanz ($k = X_i/R_i$)⁸ die Innenimpedanz berechnet:

$$\begin{aligned} Z_i &= \frac{U_N^2}{S_{cc}} = \sqrt{R_i^2 + X_i^2} = R_i \sqrt{1 + k^2} \\ \Rightarrow R_i &= \frac{U_N^2}{S_{cc} \sqrt{1 + k^2}} \text{ und } L_i = \frac{k R_i}{2\pi f_N} \end{aligned} \quad (3-28)$$

Wiederum, falls nicht anders erforderlich, wird dieses Modell verwendet.

⁸ Im Hoch- und Höchstspannungsnetz kann $X/R \approx 10$ in guter Näherung angenommen werden [69].

3.2.4 Fallstudien

3.2.4.1 CIGRÉ-LCC-Benchmark-System

Das sogenannte CIGRÉ-Benchmark-System wurde in den frühen 1990er Jahren veröffentlicht und basiert auf einem früheren Vorschlag von *J. Ainsworth*. Das Testsystem umfasst eine monopolare 1000 MW LCC-HGÜ (500 kV/2 kA), die als Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgeführt ist, siehe Abbildung 3-36. Das Benchmark-System hat sich seit seiner Veröffentlichung als *das* Testsystem für LCC-HGÜ-Regelungskonzepte etabliert. Im System sind wesentliche Charakteristika und Problematiken der netzgeführten Umrichter aufgenommen worden:

- Resonanzproblematik: Die Resonanzfrequenz der Gleichspannungsseite liegt nahe an der Netzfrequenz von 50 Hz. Zudem liegen die als Ersatzquelle modellierten AC-Netze nahe an der Resonanz bei der 2. Harmonischen.
- Schwache Netze: Die AC-Netze beider Anschlusspunkte sind als schwach angenommen ($ESCR < 2$).

Diese bewusst gewählten Eigenschaften stellen eine Herausforderung an die Regelung dar [42].

1994 wurde ein Vorschlag für eine grundlegende Überarbeitung des Benchmark Systems herausgegeben, diese beinhaltet unter anderem [43]:

- Verbesserung der bisherigen Netzfilter: Einsatz von 2 parallelen Filtern, die jeweils für ein Viertel der gleichspannungsseitigen Nennleistung ausgelegt sind und sowohl die charakteristischen Harmonischen als auch andere Harmonischen niedriger Ordnung absorbieren sollen.
- Ersatz des T-Ersatzschaltbildes des DC-Kabels durch ein Modell einer monopolaren Freileitung mit verteilten Parametern mit einer Übertragungslänge von 1370 km (ca. 850 Meilen), die ein ähnliches Verhalten und eine ähnliche Resonanz wie das ursprüngliche System aufweist. Für die Leitungsparameter je Kilometer gilt:

$$R' = 27,895 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}}, \quad L' = 2,233 \frac{\text{mH}}{\text{km}}, \quad C' = 9,989 \frac{\text{nF}}{\text{km}} \quad (3-29)$$

- Einsatz von DC-Filtern und Glättungsdrosseln: Zur Unterdrückung der gleichspannungsseitigen Harmonischen kommen als DC-Filter ein Single Tuned Filter (12. Harmonische) sowie ein Hochpassfilter für Harmonische höherer Ordnung zum Einsatz. Außerdem wird eine Glättungsdrossel mit 597 mH eingesetzt.

Ferner existieren Modifikationen des CIGRE-Benchmark-Systems für 6-pulsige Anwendungen [7] (aus Gründen des Berechnungsaufwandes, erfordert allerdings zusätzliche Filter) und für 60-Hz-Anwendungen [44] (mit modifizierten Parametern der Ersatzspannungsquellen, Transformatoren usw.). Ebenso sind auf Grund der schwach angenommenen Netze stabilitätsverbessernde Maßnahmen wie FACTS-Elemente (z.B. STATCOM) [45], kondensatorgeführte Umrichter (CCC) [46] oder aber auch Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb denkbar [21].

3.2.4.2 Bipolare LCC-HGÜ

Das CIGRÉ-Benchmark-System umfasst, wie oben erwähnt, eine monopolare Ausführung. In der Realität ist die gängigste Ausführung einer netzgeführten HGÜ die bipolare Konfiguration. Zur Untersuchung und zur Verifizierung des Modelles wird eine bipolare HGÜ aufgebaut und untersucht. Des Weiteren soll die Stabilität des Modells bei hohen Strom-/Spannungsrampen untersucht werden, hierzu bietet es sich an, dem aktuellen Stand der Technik geringfügig vorzugreifen und eine Bulk-LCC-HGÜ mit einer Gleichspannung von ± 1100 kV bei einer Leistung von 10 GW, die in den nächsten Jahren kommerziell verfügbar sein soll⁹, zu modellieren.

Die gewählten Modellparameter lauten:

- HGÜ-Übertragungsleistung: 10000 MW (± 1100 kV/4,54 kA)
- Nachbildung der Netze: 750 kV, 60 Hz (Gleichrichter), 420 kV, 50 Hz (Wechselrichter)
- Kurzschlussleistung: beide 30000 MVA, X/R -Verhältnis: 10, $ESCR = 2,4$
- AC-Filter: 2x 3000 MVar (beidseitig), 12000 MVar insgesamt
- Glättungsdrossel: 500 mH je Pol und Station
- Stromrichtertransformatoren: Sekundärspannung 490 kV, Nennscheinleistung 6110 MVA je Pol
- DC-Leitung: Freileitung mit 300 km Länge, Wellenwiderstand $Z_W \cong 235 \Omega$ (konstante Leitungsparameter)

Die abweichenden Netzfrequenzen wurden gewählt, um die Kupplung asynchroner Netze untersuchen zu können. Die Regelung der beiden Pole erfolgt so, dass jeder als einzelne monopolare HGÜ betrachtet werden kann, d.h., sämtliche Regelungsstrukturen sind redundant vorhanden. Dies bietet

⁹ 2012 wurde von der Firma ABB ein erster Prototyp eines Stromrichtertransformators für 1100 kV vorgestellt: <http://www02.abb.com/global/chabb/chabb118.nsf!OpenDatabase&db=/global/chabb/chabb122.nsf&v=1C2E&e=ge&url=/global/seitp/seitp202.nsf/0/5C026BD8B87FF2C0C1257A30003DA616!OpenDocument> (Zugriff: Juli 2017)

den Vorteil, dass einer der beiden Pole jederzeit ein- bzw. abgeschaltet werden kann oder bei einem Ausfall eines Poles der andere weiterbetrieben werden kann.

Zu dieser Simulation ist anzumerken, dass die Stromrichtertransformatoren im Modell mit jeweils *einem* Dreiwicklungstransformator mit einer Nennscheinleistung von 6110 MVA angenommen wurden. Dies ist in der Praxis nicht realisierbar, daher müssten mehrere Einheiten parallelgeschaltet werden. Beispiel: Bei der HGÜ Gezhouba – Shanghai (± 800 kV, 6400 MW) kamen 28 Stromrichtertransformatoren an jedem Ende (beide Pole) zum Einsatz [47].

3.2.4.3 Multi-Terminal-LCC-HGÜ

In Anlehnung an die Realität wird bei der Simulation der LCC-Technologie der Multi-Terminal-Betrieb auf den Betrieb dreier Stationen in Parallelschaltung aus Gründen der Komplexität beschränkt. Zur Untersuchung werden 2 Konfigurationen, die aus Gründen der Übersichtlichkeit monopolar ausgeführt sind, herangezogen (siehe Abbildung 3-37):

1. 1 Gleichrichter, 2 Wechselrichter, wobei die Wechselrichterstationen über verschiedene Nennleistungen (25 % bzw. 75 % der Gleichrichterleistung) und Spannungslimits verfügen.
2. 2 Gleichrichter, 1 Wechselrichter, wobei die Gleichrichterstationen über verschiedene Nennleistungen (25 % bzw. 75 % der Wechselrichterleistung) und Spannungslimits verfügen.

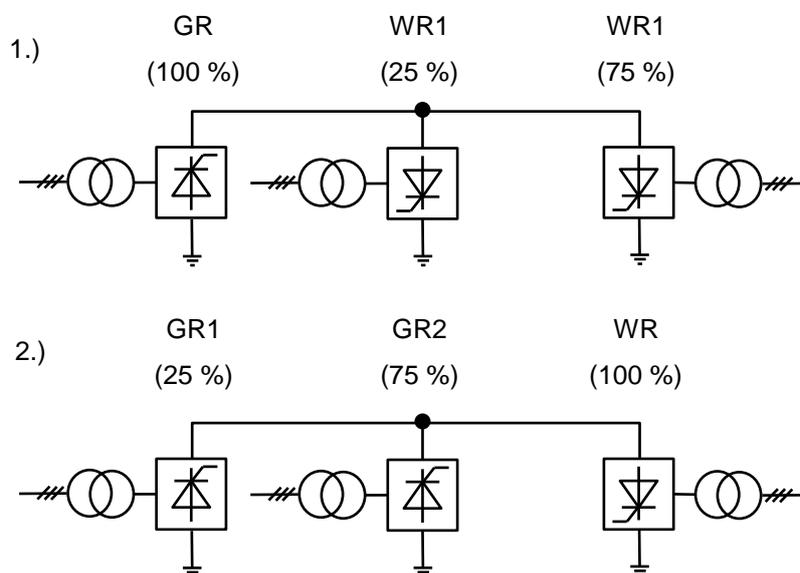


Abbildung 3-37: Zu untersuchende LCC-Multi-Terminal-Konfigurationen

Die abweichenden Leistungen in den oben angeführten Punkten wurden gewählt, da dies eine höhere Herausforderung an die Abstimmung und an das Zusammenspiel der einzelnen Regelungen stellt. Wie im Kapitel LCC-Multi-Terminal beschrieben, wird auch für den Multi-Terminal der LCC die Methode der Grenzstromregelung herangezogen. Da die Stationen parallel geschaltet sind, wird die

Sollgleichspannung von einer Station festgelegt, die anderen Stationen kontrollieren „ihren“ Gleichstrom. Der bei umfangreicheren Multi-Terminal-Systemen erforderliche zentrale Stromregler (Current Reference Balancer) kann bei den hier untersuchten Konfigurationen weggelassen werden, da der 3-Terminal-Betrieb verhältnismäßig übersichtlich ist. Da der Marginalstrom jederzeit eingehalten werden muss, ist es somit nicht möglich, eine der drei Stationen abzuschalten! Die Performance eines parallelen LCC-Multi-Terminal Systems während und nach Fehlern ist im Wesentlichen von der schwächsten Station abhängig, insbesondere, wenn diese ein Wechselrichter ist.

- Im Fall 1 erfolgt die Umsetzung in EMTP-RV wie folgt: Die „schwächste“ Wechselrichterstation WR1 erhält die Strommarge und übernimmt die Spannungsführung (Gleichspannungs- oder Löschwinkelregelung). Die verbleibenden Stationen erhalten ihren Stromsollwert, um die vorgegebene Leistung je Terminal zu erreichen. Die Regelung erfolgt über eine Leitregelung und die jeweils erforderlichen Polregelungen.
- Im Fall 2 übernimmt wiederum die „schwächste“ Station die Spannungsführung, in diesem Fall handelt es sich hierbei um einen Gleichrichter (GR1). Zur Vergabe der Strommarge ist eine geringfügige Modifikation der Gleichrichterregelung notwendig, da diese im gewöhnlichen Punkt-zu-Punkt Betrieb der Wechselrichter erhält. Nach Vergabe der Strommarge wird der Gleichrichter in die Aussteuergrenze bei minimalem Zündwinkel gezwungen und dieser übernimmt die Spannungsregelung.

Die eingestellten Parameter für Fall 1 lauten:

- HGÜ-Übertragungsleistung: 2000 MW (500 kV/4 kA)
- Nachbildung der Netze: 500 kV, 50 Hz (Gleichrichter), 345 kV, 50 Hz (beide Wechselrichter)
- Kurzschlussleistung: alle Netze 30000 MVA, X/R -Verhältnis: 10, $ESCR \geq 14,4$
- AC-Filter: 1200 MVar (GR), 300 MVar (WR1), 600 MVar (WR2)
- Glättungsdrossel: 500 mH je Station
- Stromrichtertransformatoren: Nennscheinleistungen: 2400 MVA (GR), 600 MVA (WR1) und 1800 MVA (WR2)
- DC-Leitung und -Filter wie im modifizierten CIGRÉ Benchmark System

Für Fall 2 gilt:

- HGÜ-Übertragungsleistung: 2000 MW (500 kV/4 kA)
- Nachbildung der Netze: 500 kV, 50 Hz (beide Gleichrichter), 345 kV, 50 Hz (Wechselrichter)
- Kurzschlussleistung: alle Netze 30000 MVA, X/R -Verhältnis: 10, $ESCR \geq 14,4$
- AC-Filter: 300 MVar (GR1), 900 MVar (GR2), 1200 MVar (WR)
- Glättungsdrossel: 500 mH je Station

- Stromrichtertransformatoren: Nennscheinleistungen: 600 MVA (GR1), 1800 MVA (GR2) und 2400 MVA (WR)
- DC-Leitung und -Filter wie oben

Die AC-Netze wurden stark angenommen, um Einflüsse eines schwachen Netzes auszuschließen und hauptsächlich das Systemverhalten des Multi-Terminal-Systems an sich zu untersuchen.

3.3 NUMERISCHE BERECHNUNGSERGEBNISSE UND INTERPRETATION

3.3.1 Randbedingungen

Zur Validierung des numerischen LCC-Berechnungsmodelle werden in der Literatur verschiedene Testfälle vorgeschlagen [7] [41] [48]:

Ausgangsbasis für den Reglerentwurf:

- Sprung der Sollwerte der jeweiligen Regelungen (z.B. Sprung des Stromsollwertes der Gleichrichterstation bei der LCC)

Aufbauend darauf werden mit den evaluierten Reglerparametern die folgenden Testfälle simuliert:

- Spannungseinbruch (Netzwischer) am Gleichrichter oder Wechselrichter für 3 s
- Erdkurzschluss (1- oder 3-polig) an der Gleichrichter- bzw. Wechselrichtersammelschiene für 5-10 Perioden
- Gleichspannungsseitiger Erdkurzschluss bzw. Leiter-Leiter-Fehler (bei Ausführung als Bipol) für 50 ms
- Herunterfahren bzw. Ausfall eines Poles bei Weiterbetrieb des anderen Pols (bei Ausführung als Bipol)
- Kombinierte Fehlerfälle (z.B. Übergang eines einpoligen Fehlers in einen dreipoligen Fehler)

Die numerischen Berechnungsmodelle wurden mit ausgewählten Testfälle validiert und analysiert.

Beim LCC-Modell sind für die Validierung folgende Größen auf Grund der eingesetzten Regelung wichtig und zu analysieren:

- Ist-Wert des Gleichrichter-Ausgangsgleichstroms
- Ist-Wert der Wechselrichter-Gleichspannung
- Wirkleistungsfluss der Gleich- bzw. Wechselrichterstation
- Geforderte Zündwinkel der Regelungen der Gleich- bzw. Wechselrichterstation

Unter besonderen Umständen (Fehlerfall) können zudem folgende Größen herangezogen werden:

- Minimaler Löschwinkel der Wechselrichterstation
- Erzwungener Zündwinkel der Schutzeinrichtungen

- Netzspannung
- Ventilspannungen bzw. -ströme (insbesondere der Wechselrichter)

Gewählt wurde für die numerischen Berechnungen eine Simulationsdauer von 10 s und eine Schrittweite von 25 μ s. Das numerische Berechnungsmodell wurde außerdem auf Langzeitstabilität untersucht (kein instabiler Zustand). Um die Vergleichbarkeit zu ermöglichen, seien Ereigniseintritte 3 s nach Beginn der Simulation angenommen. Die folgenden Fallstudien wurden im Zuge der Simulation herangezogen:

- CIGRÉ-LCC-Benchmark
- Modifiziertes CIGRÉ-LCC-Benchmark: Ergänzung und Adaptierung des ursprünglichen Systems durch DC-Filter und Freileitung anstelle des Kabelersatzschaltbildes.
- Bipolare Bulk-LCC-HGÜ
- LCC-Multi-Terminal: 3-Terminal-Systeme mit 1 Gleichrichter und 2 Wechselrichter (Konfiguration 1) bzw. 2 Gleichrichter und 1 Wechselrichter (Konfiguration 2)

3.3.2 CIGRÉ-LCC-Benchmark

3.3.2.1 Fall 1: Kontrollierter Hochlauf, stationärer Betrieb und kontrolliertes Herunterfahren

In der ersten Variationsberechnung soll zunächst das Verhalten des Modells bei der Initialisierung bzw. dem Herunterfahren sowie im stationären Betrieb untersucht werden. Hierzu werden nach 20 ms die Blockade der Stationen aufgehoben und der Gleichstromsollwert mit einer Steigung von 0,33 p.u./s auf den minimalen Dauerwert von 0,1 pu gerampt. Nach Stabilisierung des Zustandes wird 0,9 s nach Simulationsbeginn die eigentliche Stromrampe zum Erreichen des Arbeitspunktes vorgegeben, die Steigung der Rampe beträgt hierbei 4 p.u./s. Etwa 1,5 s nach Simulationsbeginn ist der stationäre Zustand erreicht. Der stationäre Arbeitspunkt liegt bei einem Zündwinkel von etwa 20° (Gleichrichter) bzw. 145° (Wechselrichter). Nach 9,4 s wird der Stromsollwert wiederum auf den minimalen Wert zurückgenommen, bevor nach 9,8 s die Stationen blockiert werden und die Energieübertragung beendet wird. Die verbleibende negative Spannung rührt daher, dass im Modell der Einfachheit halber keine Entladeeinrichtungen (bzw. Erdungsschalter) implementiert wurden. In Abbildung 3-38 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt. Da im ursprünglichen Modell des Benchmarks keine DC-Filter vorgesehen sind, ist die Gleichspannung überschwingungsbehaftet. Der hier untersuchte stationäre Betrieb ist zugleich die Ausgangsbasis für die weiteren Variationsberechnungen.

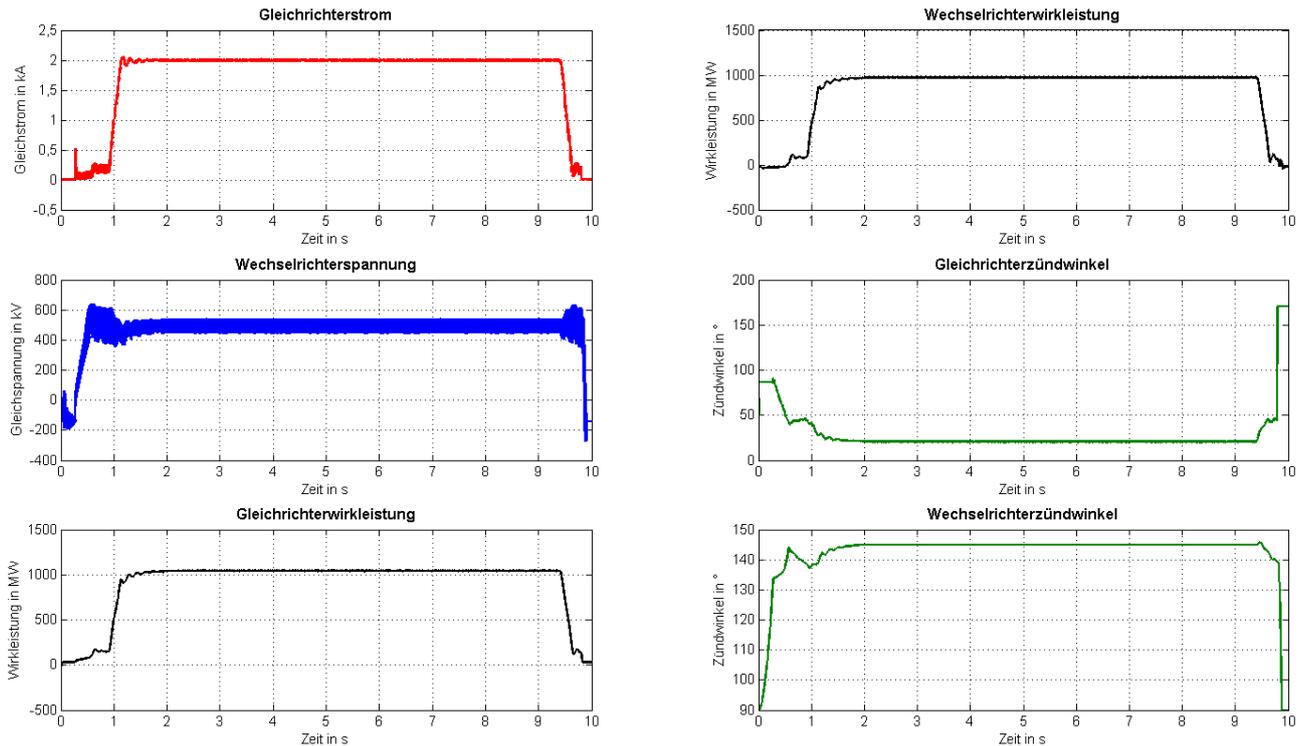


Abbildung 3-38: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 1-1 (stationärer Betrieb)

3.3.2.2 Fall 2: Einbruch der Kommutierungsspannung am Gleichrichter

In dieser Untersuchung soll das Verhalten der Regelung bei einem Einbruch der Kommutierungsspannung der Gleichrichterstation untersucht werden. Nach Einbruch der Wechselspannung ist der Gleichrichter bestrebt, den Stromfluss (und somit seine Ausgangsspannung) konstant zu halten, d.h., der Zündwinkel wird von der Stromregelung immer weiter verringert, bis das Minimum von 5° erreicht ist. Bei Erreichen des Minimums verliert die Gleichrichterregelung die Kontrolle über den Gleichstrom (Aussteuergrenze erreicht). Daraufhin übernimmt die Stromregelung des mit einem um den Marginalstrom (0,1 p.u. bzw. 200 A) verringerten Sollwert, dadurch pendelt sich zugleich auch die Gleichspannung auf einem erniedrigten Wert ein. Dieser Testfall wird in der Literatur auch als Mode-Shift bezeichnet, da der Arbeitspunkt verschoben wird. Durch die Stromregelung der Wechselrichterstation ist trotz des Einbruchs der Kommutierungsspannung am Gleichrichter weiterhin eine Energieübertragung, wenn auch verringert, möglich. In Abbildung 3-39 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

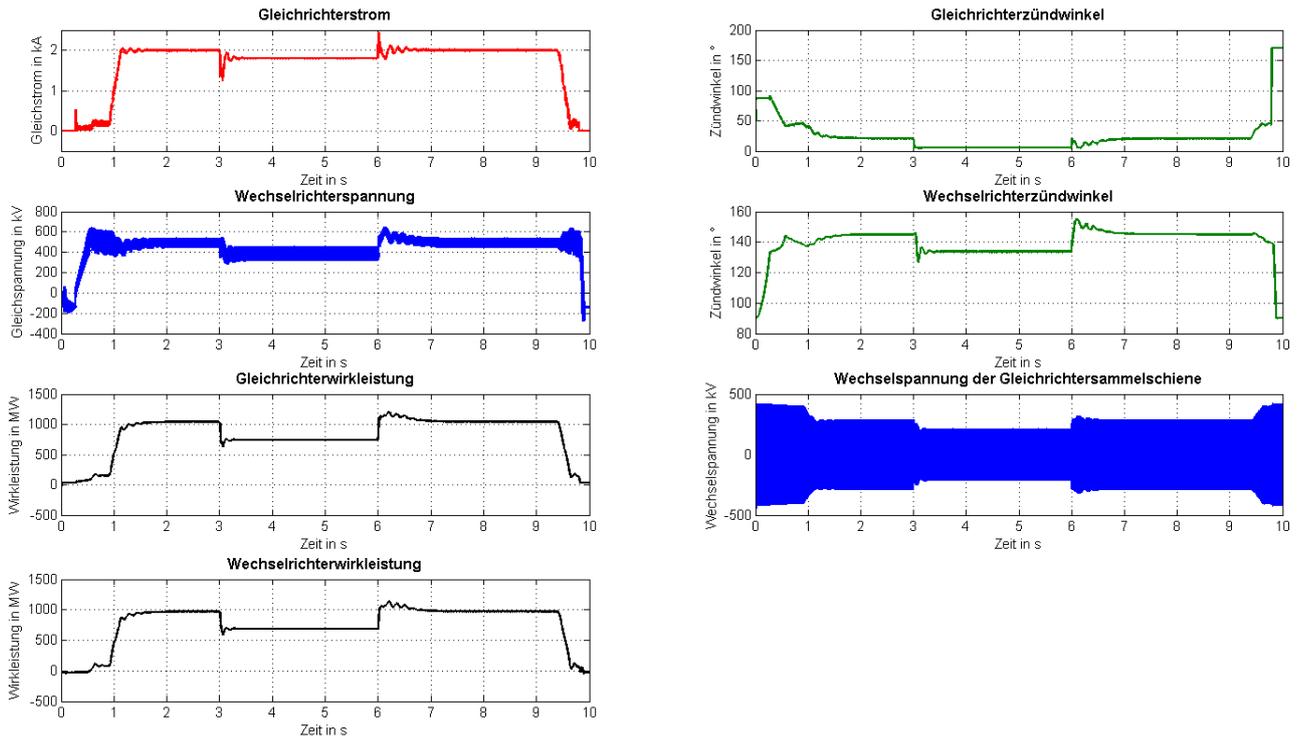


Abbildung 3-39: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung, Zündwinkel sowie Wechselspannung am Gleichrichter für die Variationsberechnung 1-2 (Netzvischer am GR)

In Abbildung 3-40 ist die Regelkennlinie mit der Verschiebung des Arbeitspunktes schematisch dargestellt. Bei einem noch größeren Einbruch der Wechselspannung der Gleichrichterstation würde die VDCOL aktiviert werden, d.h., der Gleichstrom weiter in Abhängigkeit der Gleichspannung abgesenkt werden (statische Kennlinie der VDCOL).

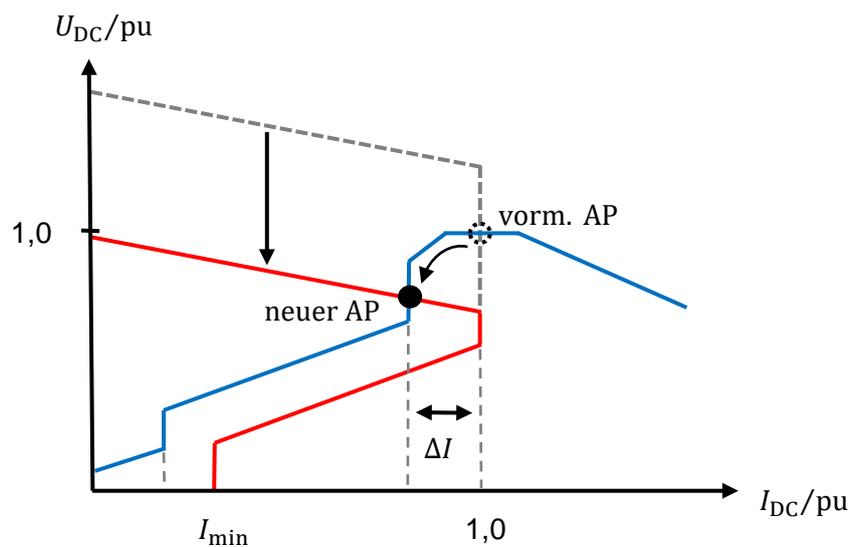


Abbildung 3-40: Verschiebung des Arbeitspunktes (Schema)

3.3.2.3 Fall 3: Einbruch der Kommutierungsspannung am Wechselrichter

Bei dieser Variation wird die Netzspannung am Wechselrichter abgesenkt. Durch den Einbruch der Kommutierungsspannung wird der Löschwinkel verringert, wodurch die Spannungsregelung durch die Löschwinkelregelung abgelöst wird. Der Wechselrichterbetrieb erfolgt fortan mit konstantem, minimalem Löschwinkel (15°). Nach Ende der Störung wird wiederum die Spannungsregelung bevorzugt. In Abbildung 3-41 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt. Ein noch höherer Einbruch der Kommutierungsspannung würde die Stabilitätsgrenze überschreiten, da die Ventile nicht mehr löschen könnten (Wechselrichterkippen).

3.3.2.4 Fall 4: Dreipoliger Erdkurzschluss der Gleichrichtersammelschiene

In diesem Testfall sollen die Auswirkung eines dreipoligen Erdkurzschlusses mit einer Fehlerdauer von 10 Perioden (200 ms) an der Gleichrichtersammelschiene untersucht werden. Nach Eintritt des Fehlers sackt der Gleichstrom durch die plötzlich fehlende Netzspannung rapide ab, die Energieübertragung geht auf null zurück, wodurch auch der Wechselrichter nicht mehr die Spannung halten kann. Außerdem senkt die VDCOL den Stromsollwert auf den Minimalwert. Nach Beseitigung des Fehlers wird der Stromsollwert von der VDCOL erneut hochgerampft. In Abbildung 3-42 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

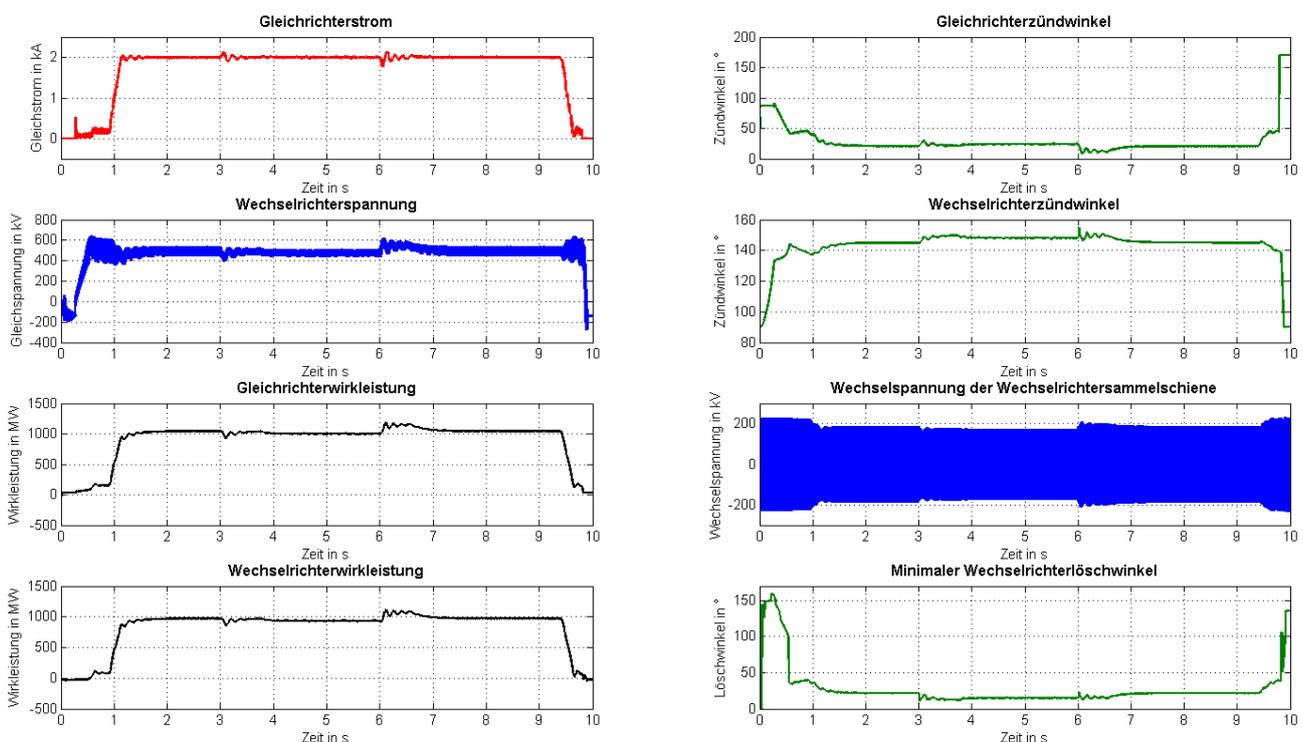


Abbildung 3-41: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung, Zündwinkel, Wechselspannung am Wechselrichter sowie Löschwinkel für die Variationsberechnung 1-3 (Netz-wischer am WR)

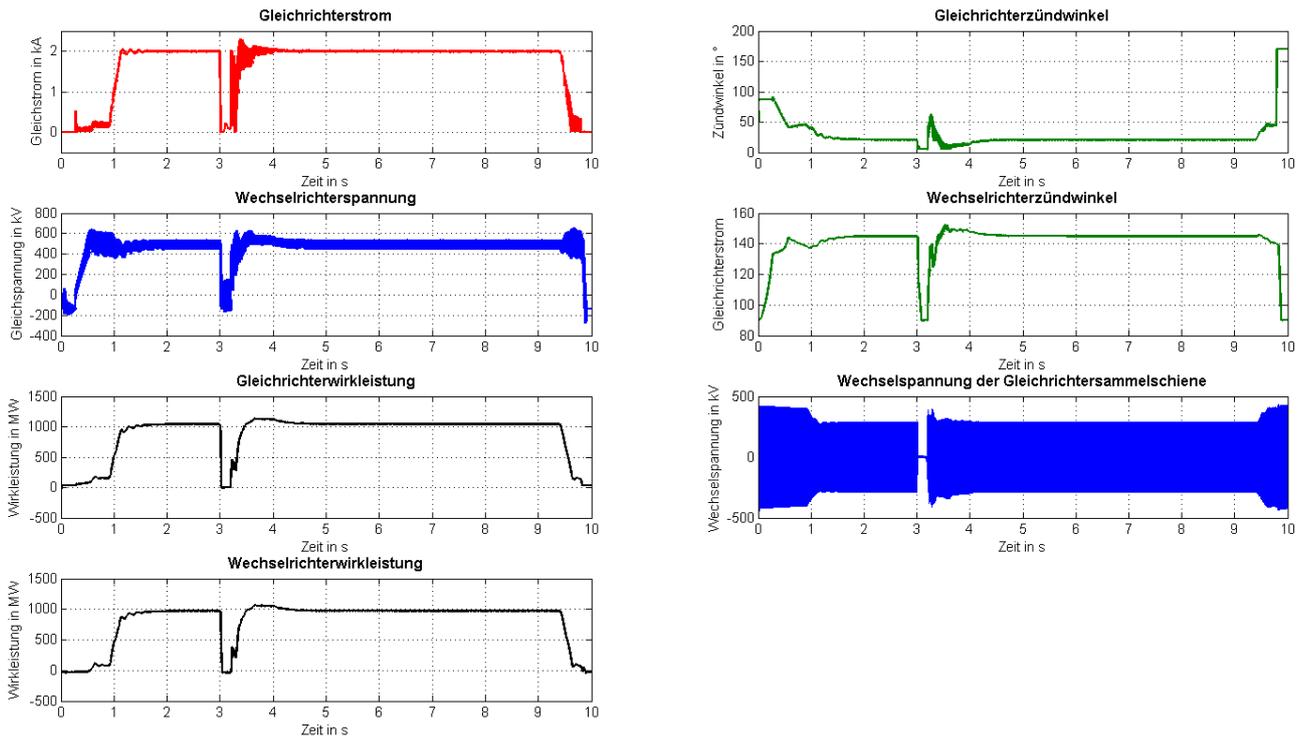


Abbildung 3-42: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung, Zündwinkel sowie Wechselspannung am Gleichrichter für die Variationsberechnung 1-4 (3-poliger Fehler am GR)

3.3.2.5 Fall 5: Dreipoliger Erdkurzschluss der Wechselrichtersammelschiene

In dieser Variationsberechnung wird nun die Auswirkung eines Verlustes der Kommutierungsspannung für eine Zeitdauer von 5 Perioden (100 ms) auf den Wechselrichter untersucht. Fehler an der Wechselrichterstation haben größere Auswirkungen an der Gleichrichterstation, da es hier zum Versagen der Kommutierung (Wechselrichterkippen) kommen kann. Zudem bewirkt der rapide Gleichspannungsfall an der Wechselrichterstation einen rasanten Anstieg des Gleichstroms durch die Gleichrichterstation. Bei Eintritt des Fehlers bricht die Wechselrichterspannung augenblicklich zusammen, wodurch der Gleichstrom zunächst sehr steil bis auf ca. 4,5 kA ansteigt, anschließend regelt die VDCOL den Sollwert sofort herunter. Nach Ende des Fehlers baut sich zunächst die Gleichspannung wieder auf, bevor die VDCOL die Stromrampe erneut freigibt. Die Sperrverzögerungszeit der Ventile wurde für diese Versuche mit 0,1 ms angenommen. In Abbildung 3-43 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt. Zur näheren Untersuchung sind in Abbildung 3-44 die zeitlichen Verläufe von Strom und Spannung eines Thyristorventils (hier Th5) während des Fehlers dargestellt. Daraus ist ersichtlich, dass durch den Verlust der Netzspannung die Steuerbarkeit verloren geht, das Ventil kann nicht mehr löschen.

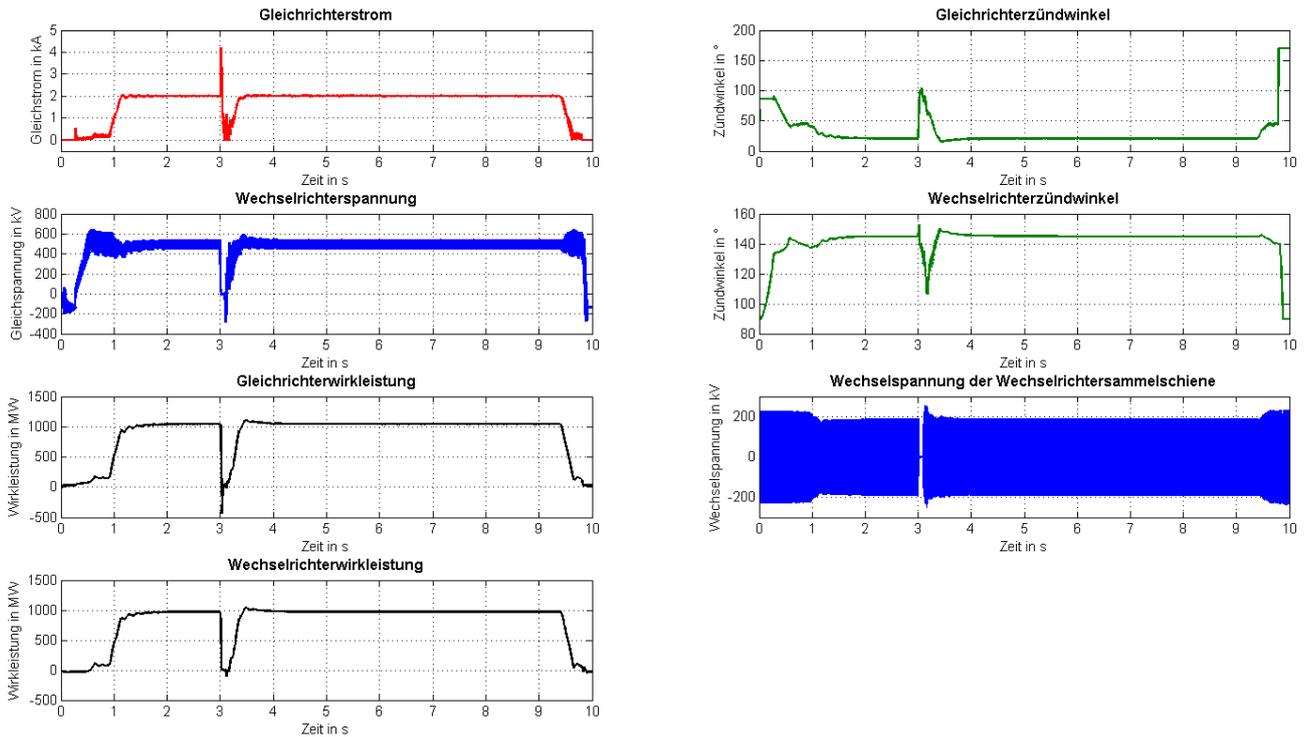


Abbildung 3-43: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung, Zündwinkel sowie Wechselspannung am Wechselrichter für die Variationsberechnung 1-5 (3-poliger Fehler am WR)

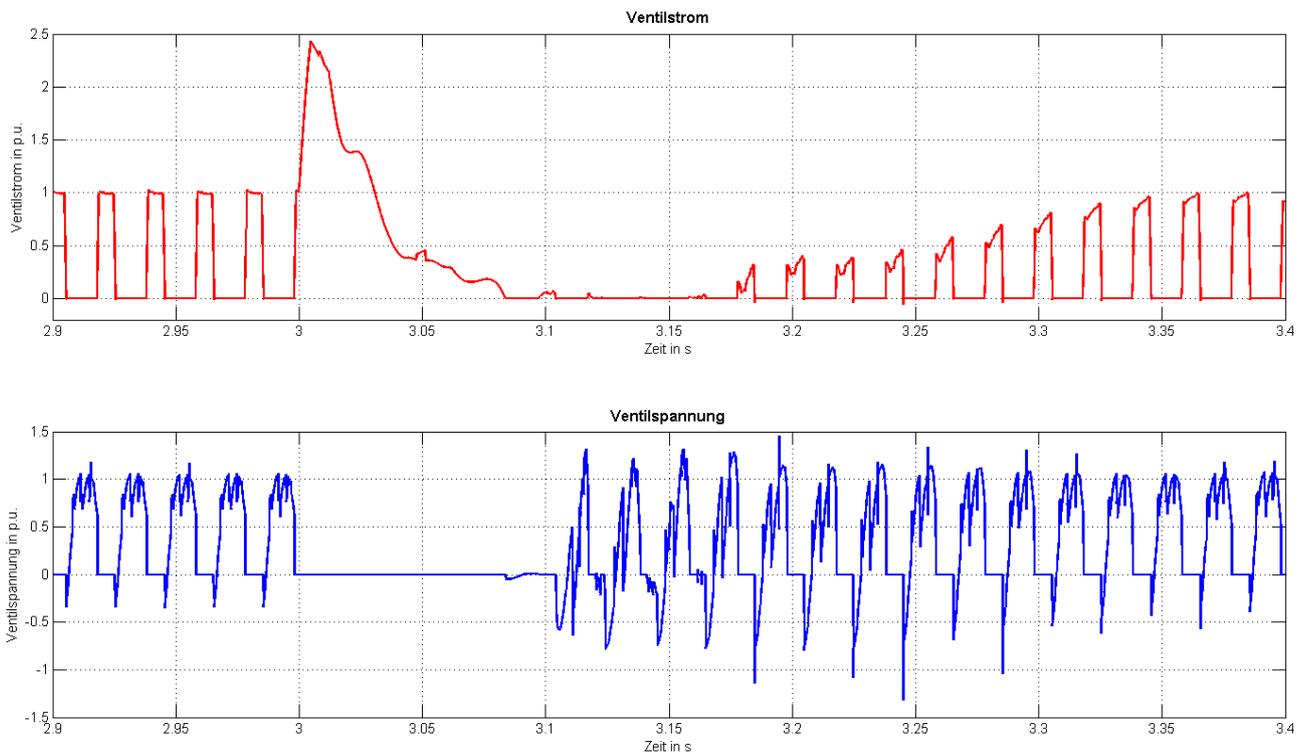


Abbildung 3-44: Ventilstrom und -spannung in p.u. eines Ventils des Wechselrichters unmittelbar vor/nach dem Fehler bzw. während des Fehlers (Wechselrichterkippen)

3.3.2.6 Fall 6: Gleichspannungsseitiger Erdkurzschluss (DC-Fault)

Von allen bisher untersuchten Fällen ist der jetzt zu analysierende Fehlerfall einer mit der größten Auswirkung auf das Gesamtsystemverhalten. Außerdem stellt die Koordination bei der Fehlerbeseitigung und dem anschließenden erneuten Hochlauf (fault-recovery sequence) hohe Anforderung an die Regelungen. Der Kurzschluss auf der Gleichspannungsseite auf Seite des Gleichrichters bewirkt einen augenblicklichen Zusammenbruch der Gleichspannung. Da im originalen Benchmark keine Glättungsdrosseln vorgesehen sind, wird die Stromsteilheit nach Fehlereintritt faktisch kaum begrenzt, der Fehlerstrom erreicht in kürzester Zeit nahezu 6 kA, bevor die VDCOL den Strom begrenzen kann. Um den Fehlerstrom zu löschen, wird der Zündwinkel der Gleichrichterstation durch die Schutzeinrichtung in den Wechselrichterbetrieb (auf 170°) erhöht (forced delay). Anschließend wird der Stromsollwert von der VDCOL wieder hochgefahren. In Abbildung 3-45 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

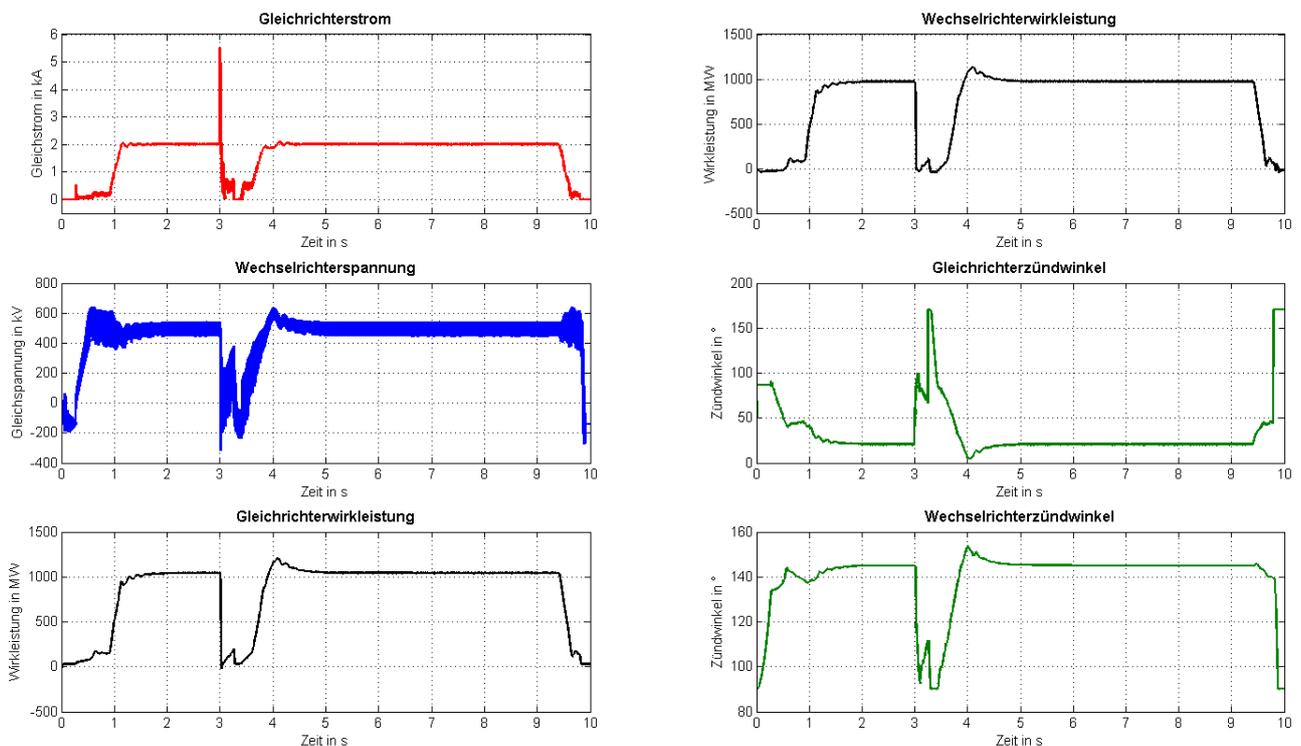


Abbildung 3-45: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 1-6 (DC-Fehler)

3.3.3 Modifiziertes CIGRÉ-LCC-Benchmark

3.3.3.1 Fall 1: Kontrollierter Hochlauf, stationärer Betrieb und kontrolliertes Herunterfahren

Die Initialisierung erfolgt wie im originalen Modell beschrieben, allerdings dauert der Vorgang beim überarbeiteten Modell geringfügig länger, da nun eine fast 1400 km (850 Meilen) lange Freileitung in Betrieb genommen werden muss und zusätzlich Glättungsrosseln zum Einsatz kommen. Im Vergleich zu vorher ist die Welligkeit der Gleichspannung auf Grund des Einsatzes von DC-Filtern um ein Vielfaches geringer. Der stationäre Arbeitspunkt des Zündwinkels des Gleichrichters liegt jetzt mit ca. 10° niedriger als zuvor, da durch die Länge der Leitung der Gleichrichter einen höheren Ausgangswiderstand zu kompensieren hat, d.h., die Verluste sind in diesem Modell entsprechend höher. In Abbildung 3-46 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

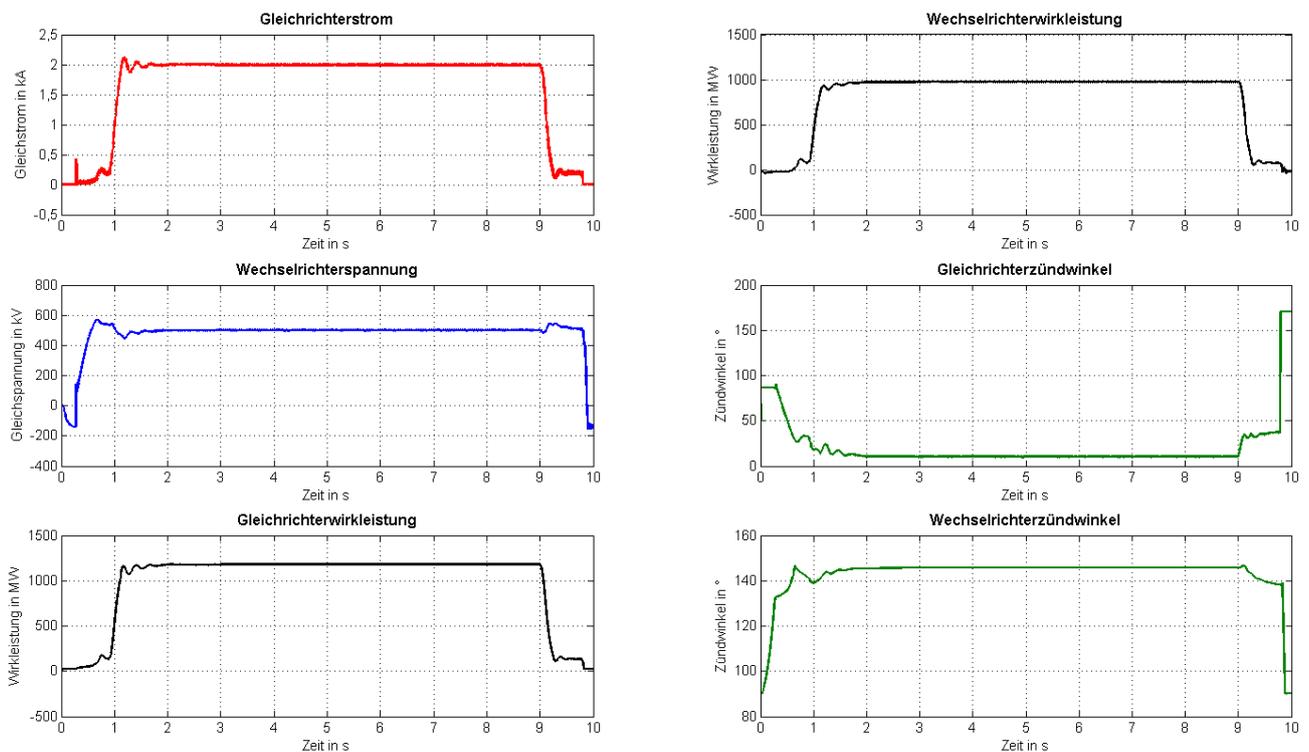


Abbildung 3-46: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 2-1 (stationärer Betrieb)

3.3.3.2 Fall 2: Einbruch der Kommutierungsspannung am Gleichrichter

In Abbildung 3-47 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen für einen Einbruch der Kommutierungsspannung am Gleichrichter (Mode Shift) dargestellt. Im Gegensatz zum originalen Benchmark dauert in diesem Modell die Einschwingzeit nach dem Fehler länger, da eine 1400 km lange Leitung betrieben wird.

3.3.3.3 Fall 3: Dreipoliger Erdkurzschluss der Wechselrichtersammelschiene

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, wird hier der Totalverlust der Kommutierungsspannung an der Wechselrichterstation für 100 ms untersucht. Der Erdkurzschluss in allen drei Phasen führt zum Versagen der Kommutierung. In Abbildung 3-48 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

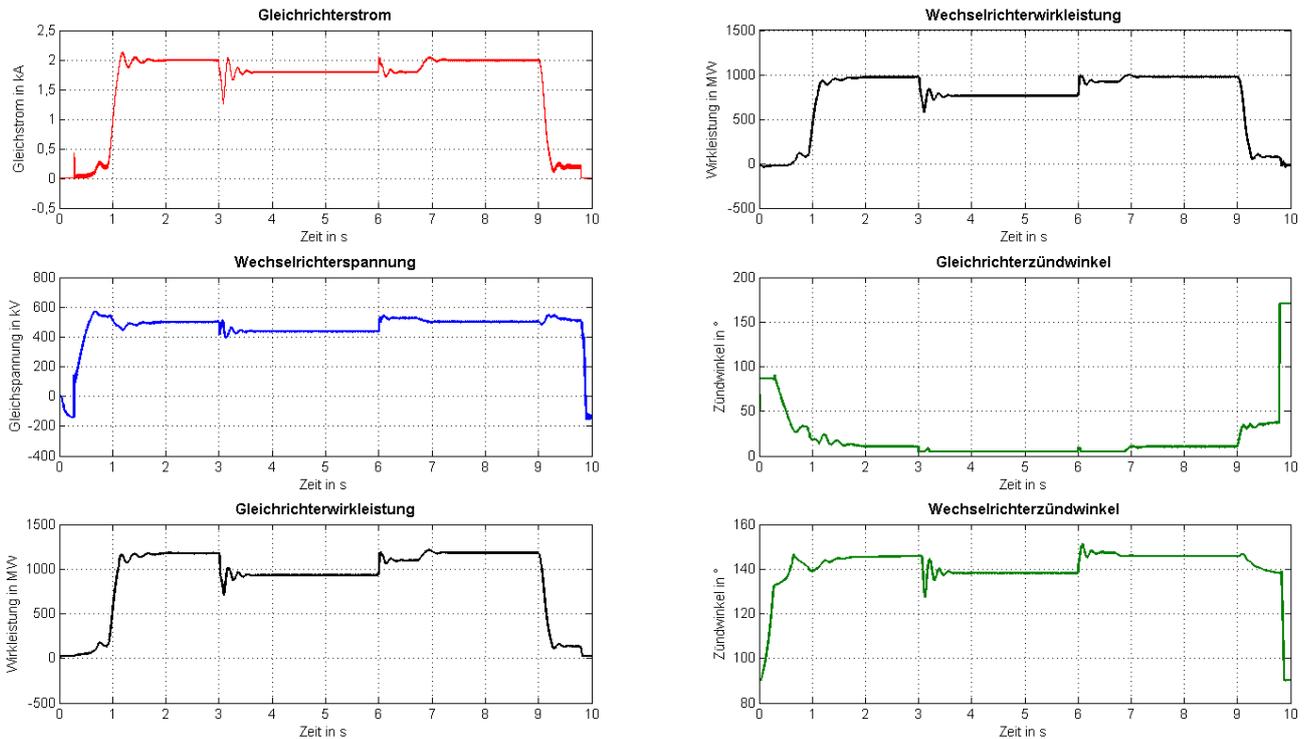


Abbildung 3-47: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 2-2 (Netzvischer am GR)

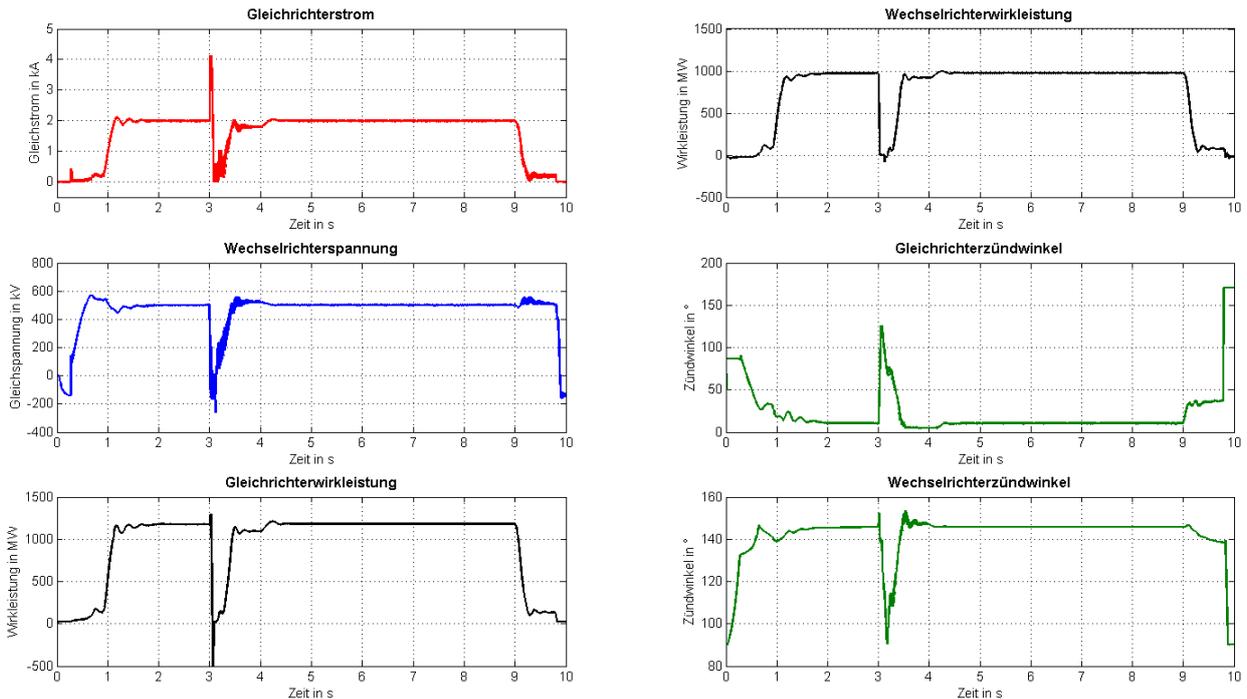


Abbildung 3-48: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 2-3 (3-poliger Fehler am WR)

3.3.3.4 Fall 4: Gleichspannungsseitiger Erdkurzschluss (DC-Fault)

In härtesteten Testfall wird die Gleichspannungsseite hinter der Glättungsdrossel der Gleichrichterstation mit dem Erdpotential galvanisch verbunden. Der Fehler führt zu einem schnellen Anstieg des Gleichstroms auf einen Wert von 6 kA. Die Amplitude des Fehlerstromes liegt hier geringfügig höher als im originalen Fall, obwohl eine Glättungsdrossel zum Einsatz kommt, da, um die lange Leitung betreiben zu können, der Gleichrichter höher aussteuern muss. Im stationären Normalbetrieb liegt die Gleichrichterspannung hier höher als im originalen Benchmark. Folglich kann diese im Fehlerfall auch einen höheren Strom treiben. Ebenso dauert es nach Deionisierung der Fehlerstelle ca. 500 ms länger, bis der stationäre Zustand wieder erreicht ist: Unmittelbar nach dem erneuten Hochlauf erreicht der Gleichrichter zunächst seine Aussteuergrenze bei minimalem Zündwinkel und der Wechselrichter übernimmt die Stromregelung, bis der Ausgleichsvorgang abgeklungen ist. Anschließend erhält der Gleichrichter seine Fähigkeit zur Kontrolle des Gleichstromes zurück, der stationäre Zustand ist wiederhergestellt.

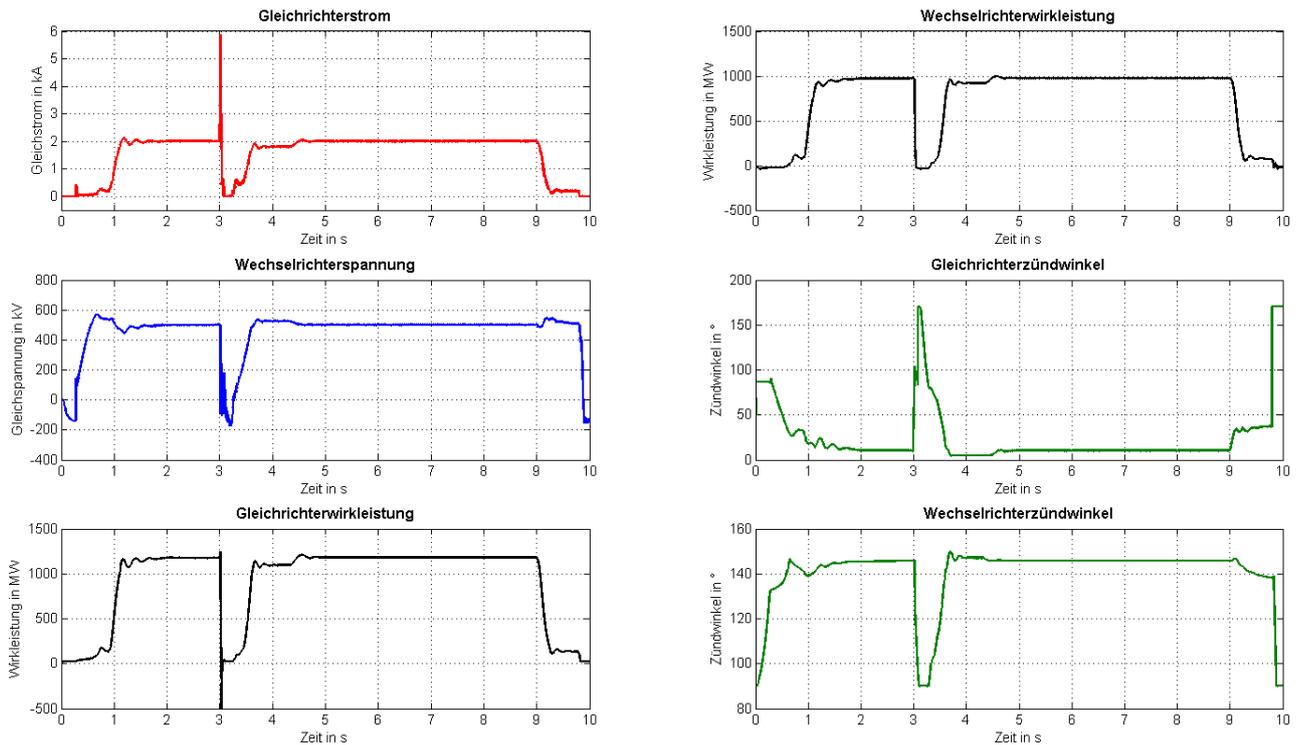


Abbildung 3-49: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 2-4 (DC-Fehler)

3.3.4 Bipolare Bulk-LCC-HGÜ

3.3.4.1 Fall 1: Kontrollierter Hochlauf, stationärer Betrieb und kontrolliertes Herunterfahren

Zunächst werden die Stationen beider Pole deblockiert und im Anschluss wird der Stromsollwert gleichzeitig hochgefahren bzw. gegen Ende der Simulation heruntergefahren. Der stationäre Arbeitspunkt bei Vollast beider Pole liegt bei ca. 10° (Gleichrichter) bzw. 145° (Wechselrichter). In Abbildung 3-50 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt, hier ist zu beachten, dass auf Grund der bipolaren Konfiguration Pol 2 negative Gleichspannung bzw. negativen Gleichstrom führt.

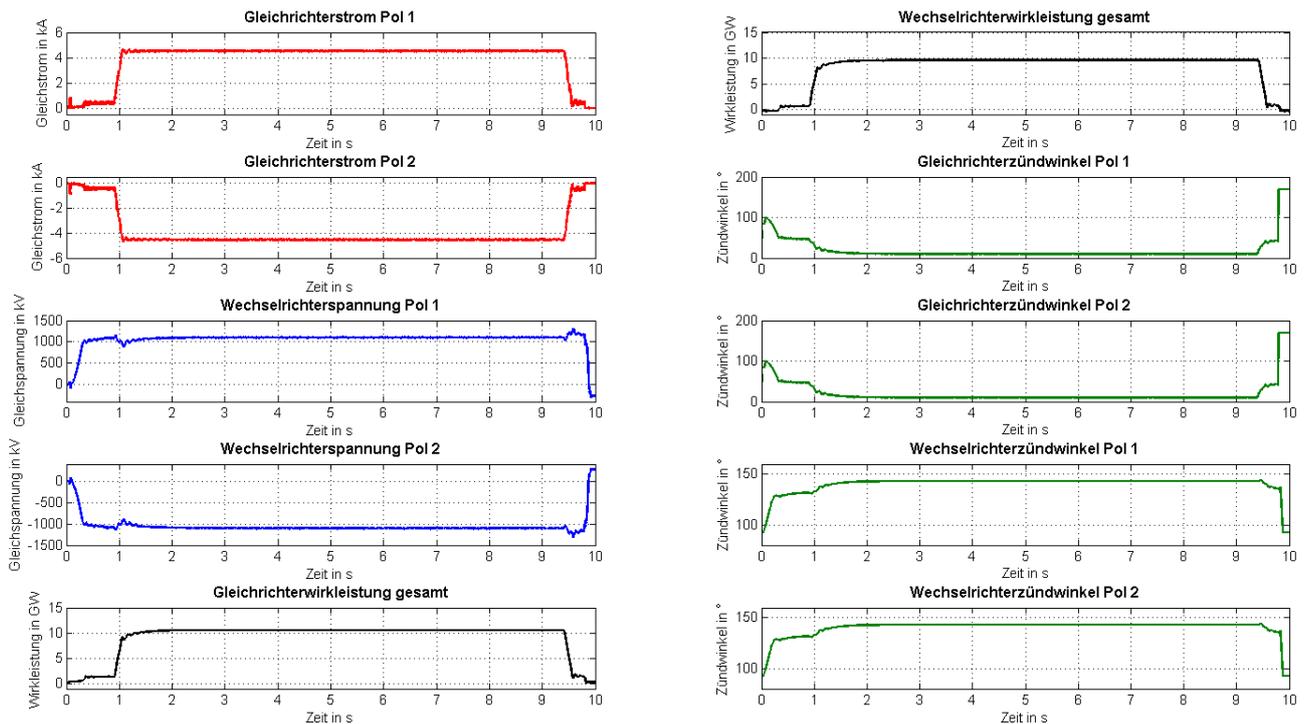


Abbildung 3-50: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 3-1 (stationärer Betrieb)

3.3.4.2 Fall 2: Einbruch der Kommutierungsspannung am Gleichrichter

In Analogie zum monopolareren Fall wird nun die Auswirkung eines Netzschwingers am Gleichrichter mit daraus resultierendem Mode Shift untersucht. Da beide Pole der Anlage von demselben Netz gespeist werden, verlieren beide Gleichrichter gleichzeitig ihre Steuerfähigkeit über den Gleichstrom nach Einbruch der Netzspannung und erhalten diese in ca. 100 ms nach Ende des Fehlers zurück. In Abbildung 3-51 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

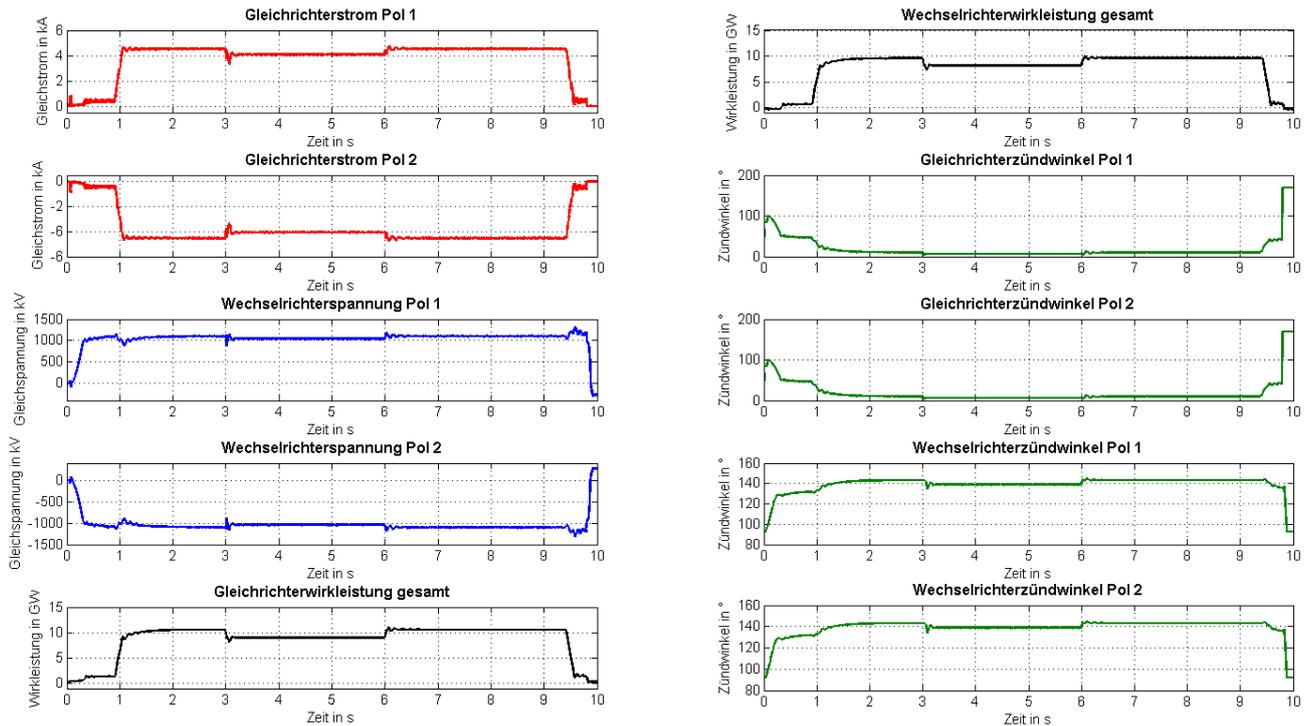


Abbildung 3-51: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 3-2 (Netzwischer am GR)

3.3.4.3 Fall 3: Dreipoliger Erdkurzschluss der Wechselrichtersammelschiene

Zur Untersuchung der Auswirkungen des Wechselrichterkippens wird ein dreipoliger Erdkurzschluss für 5 Perioden (100 ms) an der Sammelschiene beider Wechselrichter angewendet. Durch das Versagen der Kommutierung und den Zusammenbruch der Gleichspannung kommt es zu einem temporären Überstrom in der Höhe von 9 kA. Durch die wiederaufschwingende Wechselspannung nach Fehlerbeseitigung kommt es auf der Gleichspannungsseite zu einer Überspannung in der Höhe von rund 800 kV entgegengesetzter Polarität. In Abbildung 3-52 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

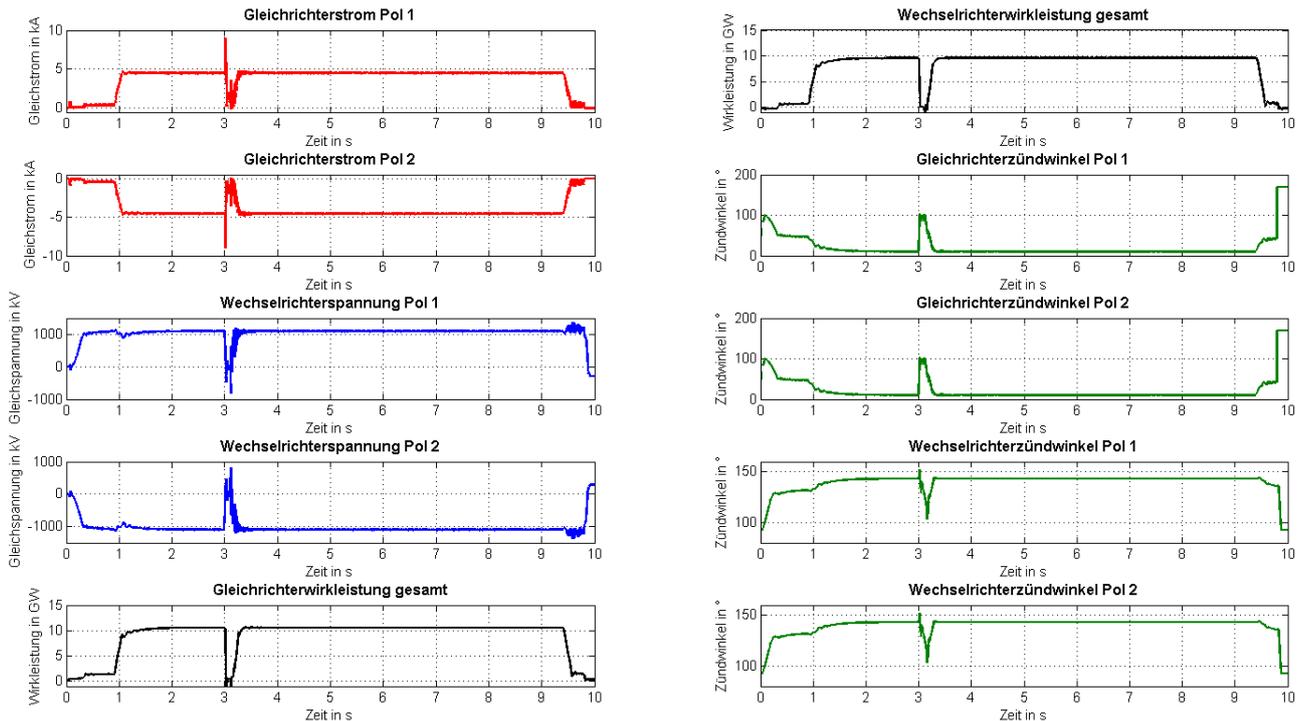


Abbildung 3-52: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 3-3 (3-poliger Fehler am WR)

3.3.4.4 Fall 4: Abschalten von Pol 2 bei monopolarer Weiterbetrieb der HGÜ

In diesem Testfall soll Pol 2 der bipolaren HGÜ während des Vollbetriebes von Pol 1 kontrolliert heruntergefahren werden und die HGÜ als monopolare Konfiguration weiterbetrieben werden. Der Hochlauf erfolgt gleichzeitig, nach 4,4 s wird der Stromsollwert von Pol 2 auf den minimalen Wert 0,1 pu heruntergefahren, nach 4,8 s wird Pol 2 dann blockiert. Nach dem Herunterfahren von Pol 2 wird dem speisenden Netz um die Hälfte weniger Leistung entnommen, folglich kann das Wechselspannungsnetz eine höhere Spannung zur Verfügung stellen. Folglich wird die Betriebsspannung des verbleibenden Pols 1 gleichrichterseitig bereits mit einem höheren Zündwinkel erreicht, der Arbeitspunkt liegt nun bei ca. 30°. Vice versa kann die Wechselrichterstation den Zündwinkel auf rund 135° verringern. Die Restspannung entgegengesetzter Polarität am Pol 2 nach dem Abschalten verbleibt, da der Einfachheit halber auf Entladeeinrichtungen (Erdungsschalter) verzichtet wurde. In Abbildung 3-53 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

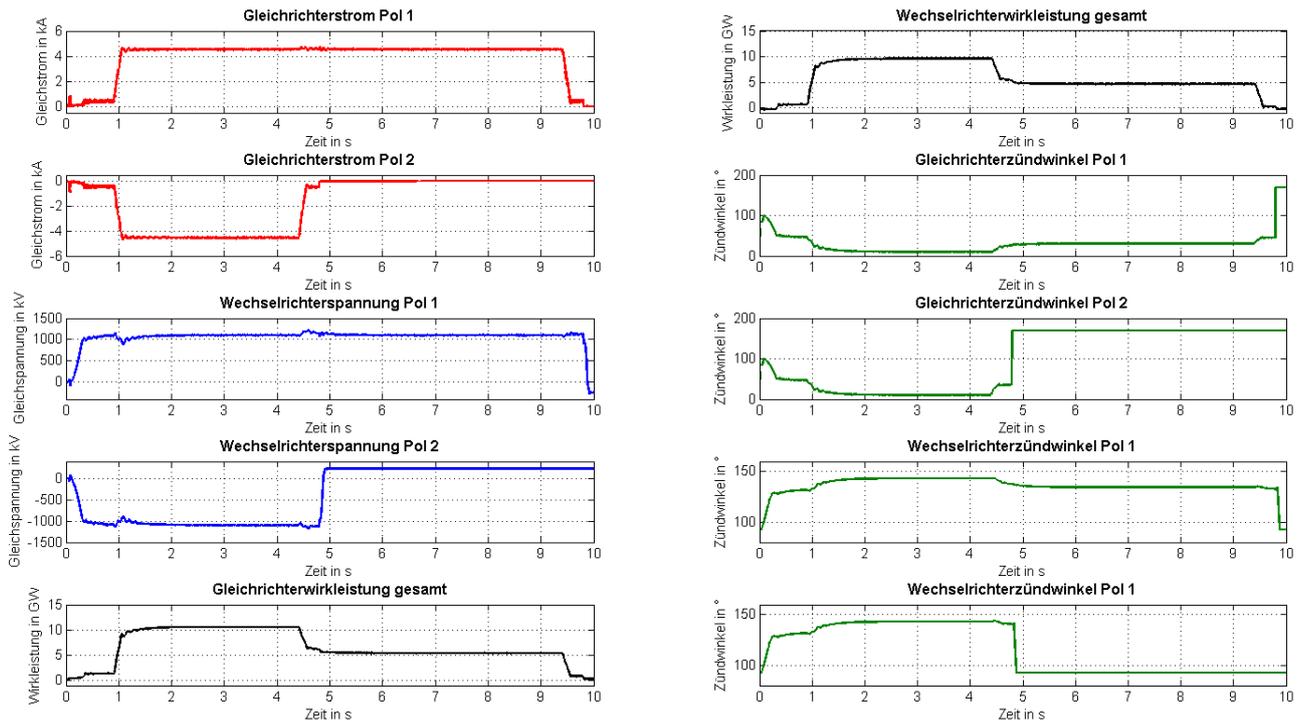


Abbildung 3-53: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 3-4 (Abschalten von Pol 2)

3.3.4.5 Fall 5: Pol-Pol-Kurzschluss (Leiterschluss)

Dieser Testfall untersucht die Auswirkungen und das Verhalten der Regelungsstrukturen bei einem Pol-Pol-Kurzschluss, i.e. bei einem Leiterschluss der Pole positiver und negativer Polarität (Worst-Case-Szenario). Nach Fehlereintritt bricht die Spannung beider Pole zunächst zusammen, dabei oszilliert diese in einer gedämpften Schwingung mit einer Anfangsamplitude von rund 600 kV um die Nulllinie. Zum Zeitpunkt der Löschung des Fehlers ist diese Schwingung weitgehend abgeklungen. Der Überstrom nach Fehlereintritt selbst erreicht 9 kA. Beim Hochlauf nach Fehlerbeseitigung wird von den Gleichrichtern kurzfristig die Aussteuergrenze bei minimalem Zündwinkel erreicht (Wechselrichter übernimmt), bis der stationäre Zustand wiederhergestellt wird. In Abbildung 3-54 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

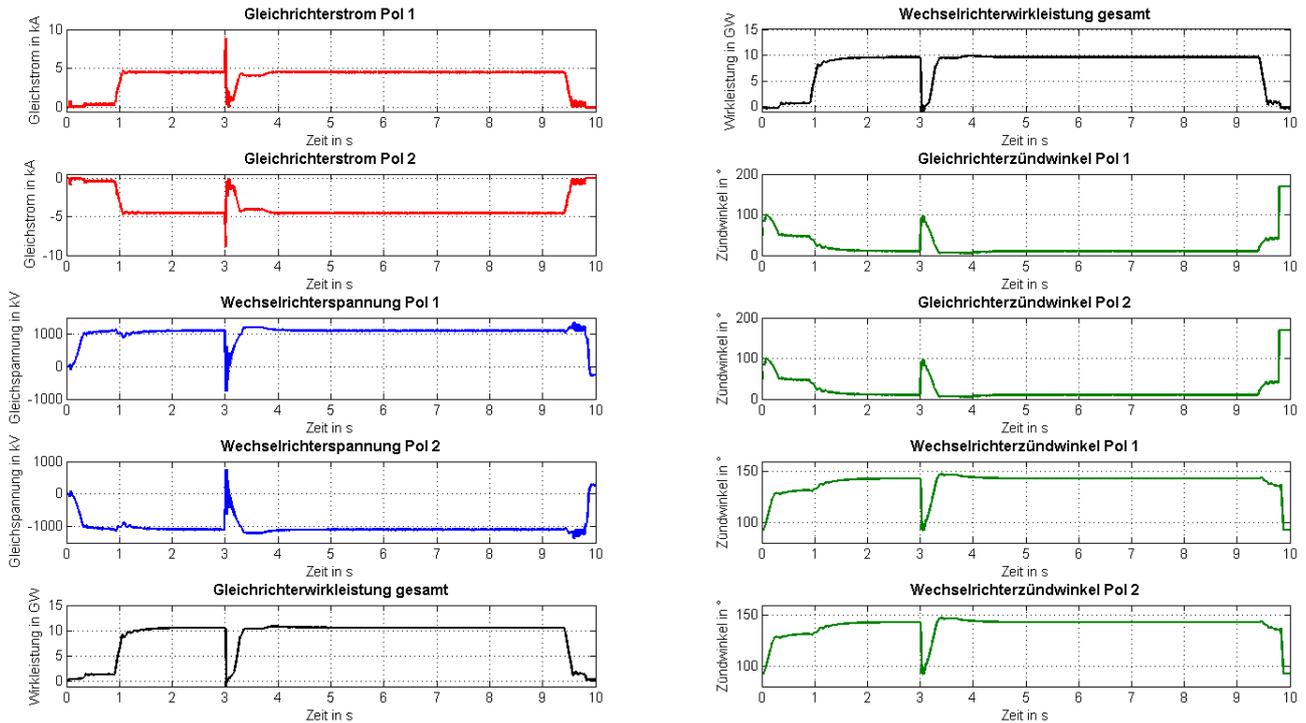


Abbildung 3-54: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 3-5 (Pol-Pol-Fehler)

3.3.4.6 Fall 6: Kombinierte Fehlerfälle

Zur weiteren Untersuchung der Systemdynamik des Modells werden in dieser Variationsberechnung die Auswirkungen von kombiniert auftretenden Fehlern untersucht. Dieses gehäufte Auftreten von Fehlern ist in der Praxis sehr unwahrscheinlich, allerdings kann so analysiert werden, was geschieht, wenn Fehler z.B. in der Wiederherstellungsphase (Hochlauf) auftreten. Ausgehend vom Simulationsbeginn tritt nach 3 s an der Wechselrichtersammelschiene ein einpoliger Erdkurzschluss in der Phase 1 auf. Dieser geht, nachdem er 50 ms ansteht, in einen dreipoligen Erdfehler über. Nach weiteren 50 ms wird Phase 1 wieder gelöscht, der zweipolige Fehler mit Erdberührung bleibt weiterbestehen und wird 3,15 s nach Beginn der numerischen Berechnung beseitigt. Beim anschließenden Hochlauf tritt 150 ms nach Löschung des zweipoligen Fehlers (3,3 s nach Simulationsbeginn) zusätzlich im Pol 2 ein DC-Fehler (Erdkurzschluss) auf, siehe Abbildung 3-55. Der Fehlerstrom auf der Gleichspannungsseite erreicht beim Erdkurzschluss der Wechselrichtersammelschiene 9 kA, beim Fehler während des darauffolgenden Hochlaufes 7 kA. Der Sekundärfehler wirkt sich geringer aus, da dabei noch nicht die volle Betriebsspannung zum Treiben des Fehlerstromes zur Verfügung steht. In Abbildung 3-56 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt. Neben den Fehlern im Drehstromnetz ist außerdem die Rückwirkung des DC-Fehlers in der Kurvenform der Wechselspannung erkennbar.

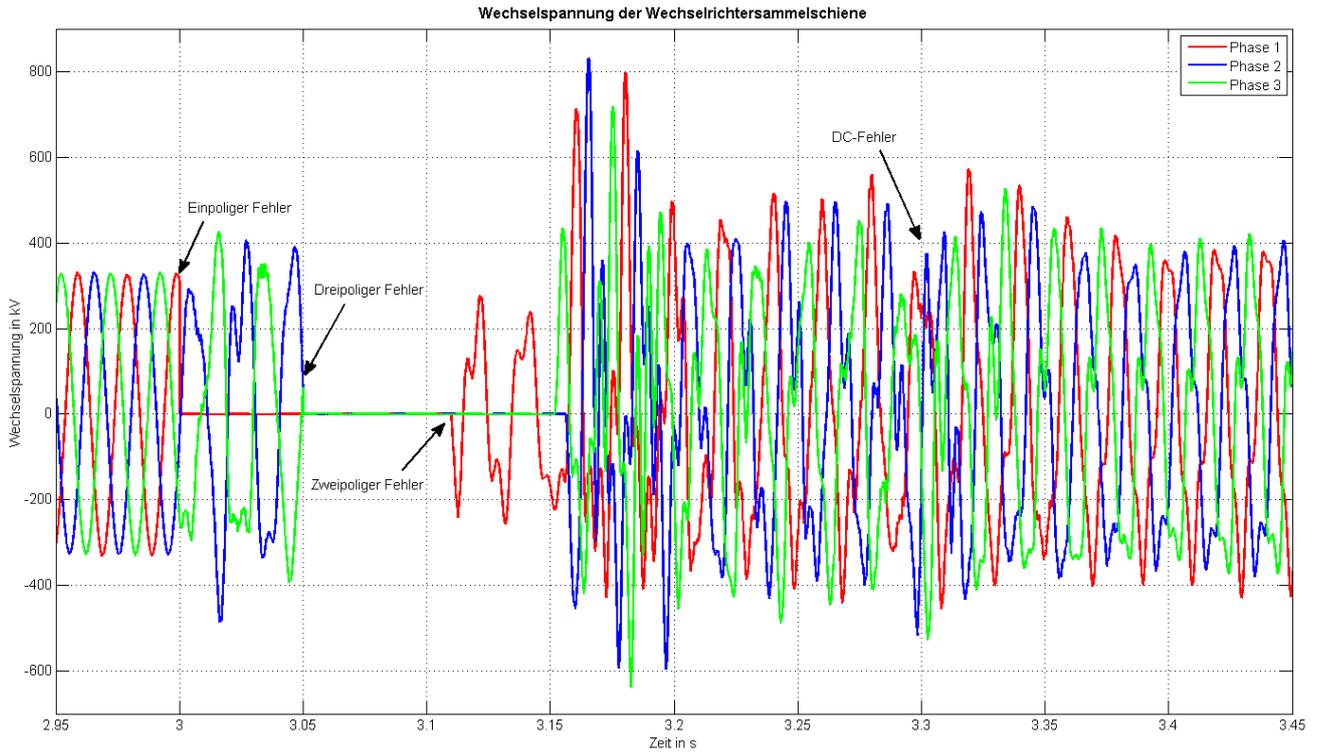


Abbildung 3-55: Zeitliche Verläufe der Wechselspannungen der Wechselrichtersammelschiene unmittelbar vor/nach der Fehler bzw. während der Fehler

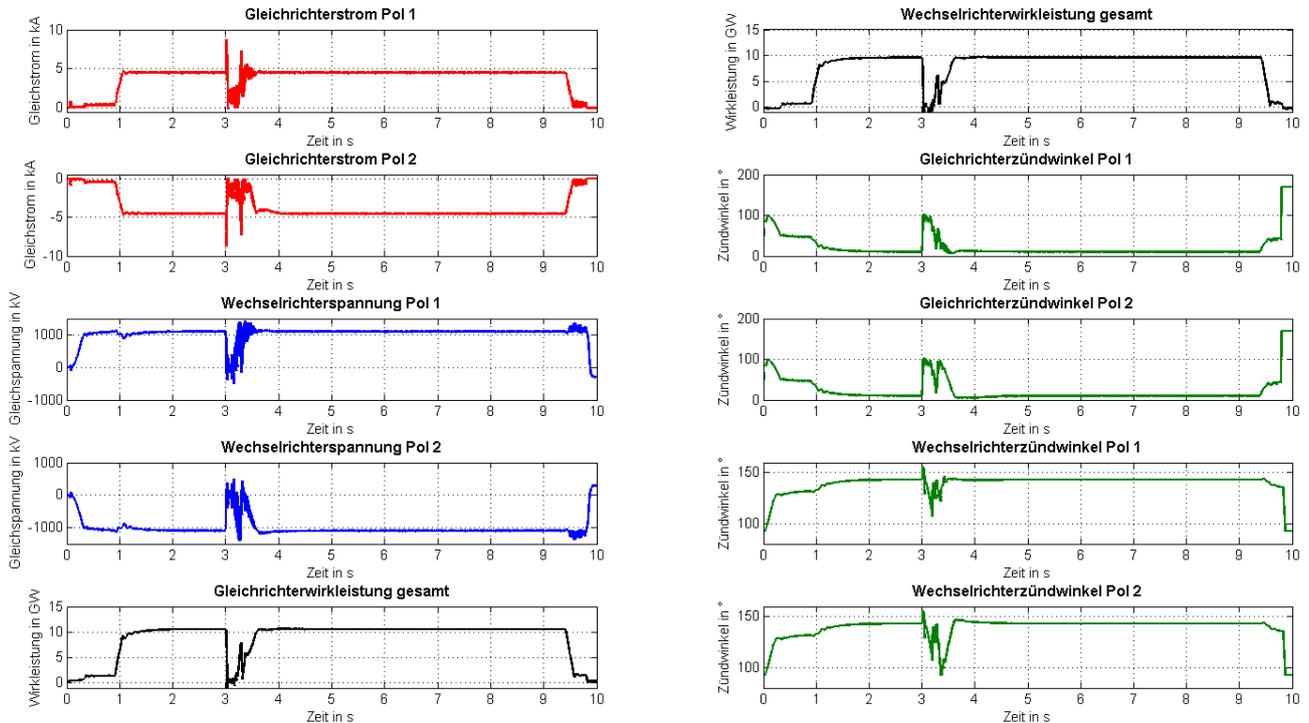


Abbildung 3-56: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 3-6 (kombinierte Fehlerfälle)

3.3.5 LCC-Multi-Terminal

3.3.5.1 Fall 1: Kontrollierter Hochlauf, stationärer Betrieb und kontrolliertes Herunterfahren

Bei den folgenden Untersuchungen werden die verschiedenen Umrichter durch eine einzige Leitregelung angesteuert, d.h., der Hochlauf der Stationen erfolgt gleichzeitig.

- **1 Gleichrichter, 2 Wechselrichter:** Der stationäre Arbeitspunkt liegt bei 15° (Gleichrichter) bzw. 150° (spannungsführender Wechselrichter WR1) respektive 140° (Wechselrichter WR2). In Abbildung 3-57 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

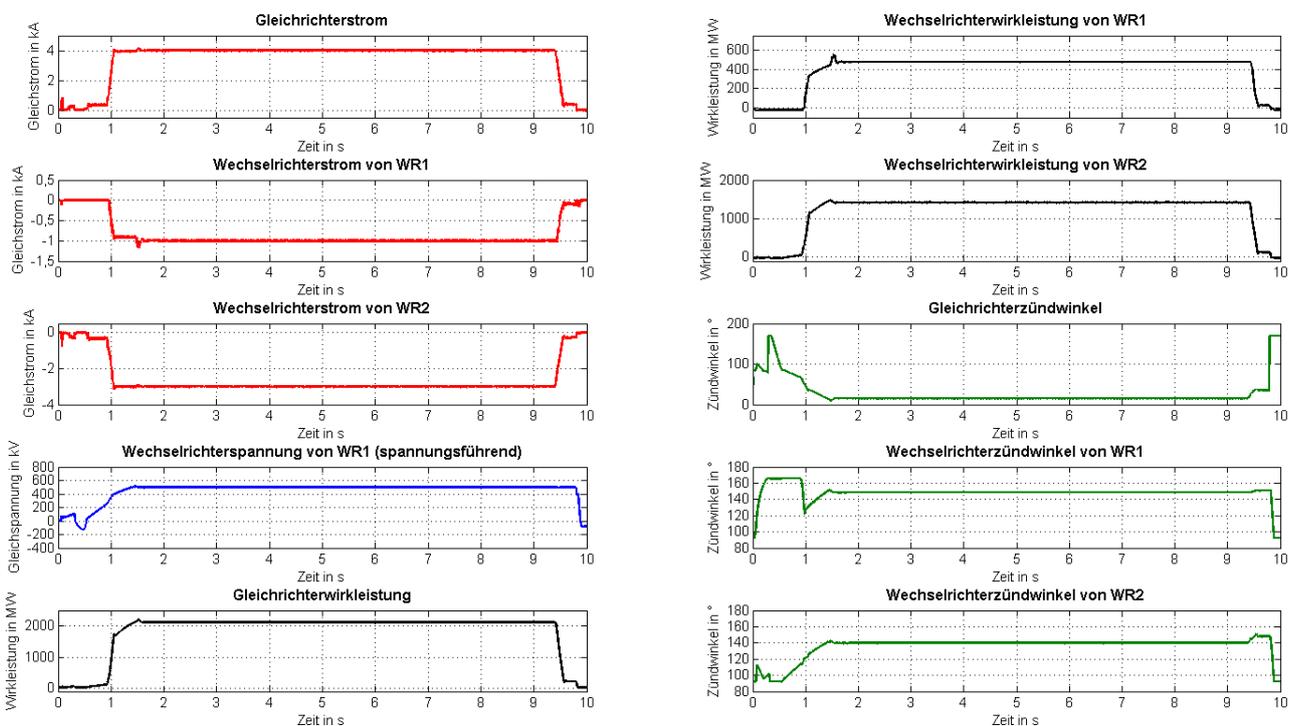


Abbildung 3-57: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 4-1-1 (stationärer Betrieb)

- **2 Gleichrichter, 1 Wechselrichter:** Der stationäre Arbeitspunkt liegt bei 5° (Aussteuerungsgrenze, spannungsführender Gleichrichter GR1) bzw. 25° (Gleichrichter GR2) respektive 135° (Wechselrichter). In Abbildung 3-58 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

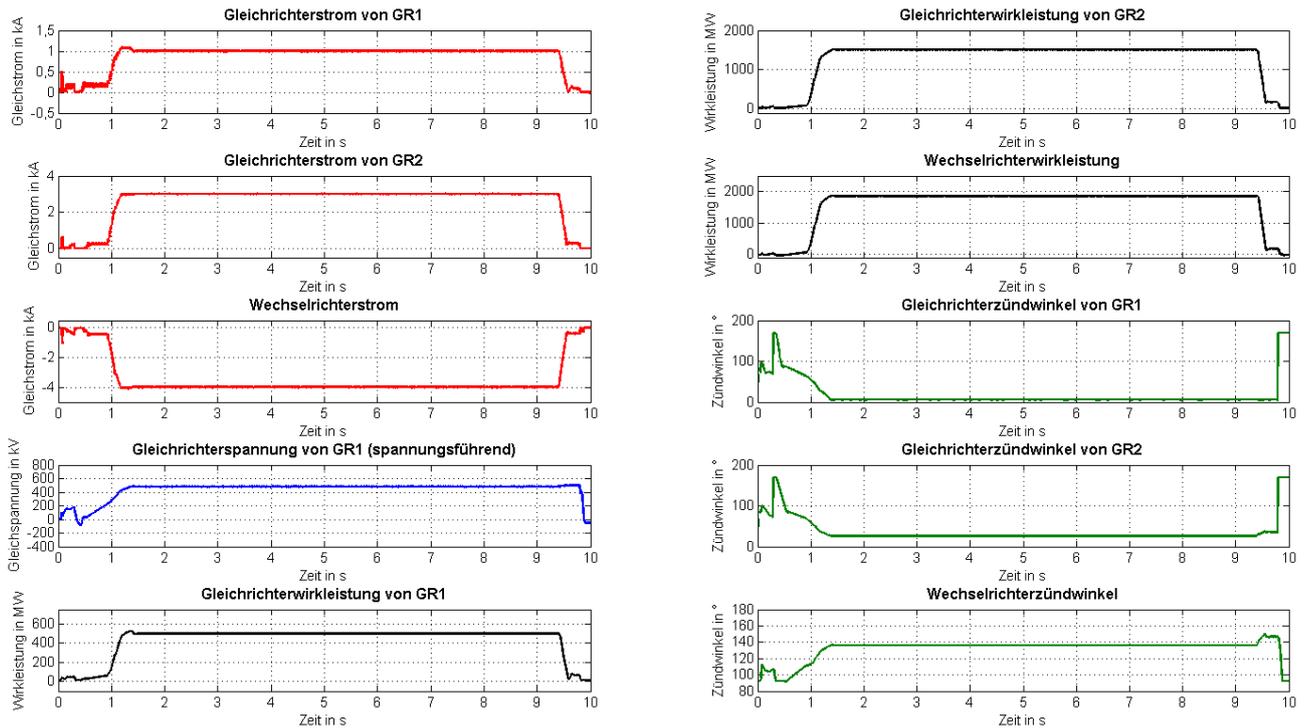


Abbildung 3-58: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 4-2-1 (stationärer Betrieb)

3.3.5.2 Fall 2: Dreipoliger Erdkurzschluss an der Sammelschiene der spannungsführenden Umrichterstation

In dieser Variationsberechnung werden die Auswirkungen eines Totalverlusts der Kommutierungsspannungen mit dem damit verbundenen Wechselrichterkippen an der spannungsführenden Station und die Fault-recovery-Sequence untersucht und analysiert. Die Performance eines LCC-Multi-Terminals ist, wie bereits im Kapitel LCC-Multi-Terminal erwähnt, vom Verhalten der „schwächsten“ Station abhängig, insbesondere falls es sich dabei um einen Wechselrichter handelt. Zur Betrachtung sei ein für 100 ms anstehender dreipoliger Fehler herangezogen.

- **1 Gleichrichter, 2 Wechselrichter:** Der Fehler wird hierbei an der spannungsführenden Station, hier dem Wechselrichter WR1, simuliert. Das durch den Fehler hervorgerufene Wechselrichterkippen am Wechselrichter WR1 ruft auf der Gleichspannungsseite einen Überstrom von 7 kA hervor. Ebenso betroffen ist die Gleichrichterstation mit 8 kA, während die verbleibende Station WR2 davon verschont bleibt, da der Fehlerstrom über WR1 abfließt. In Abbildung 3-59 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

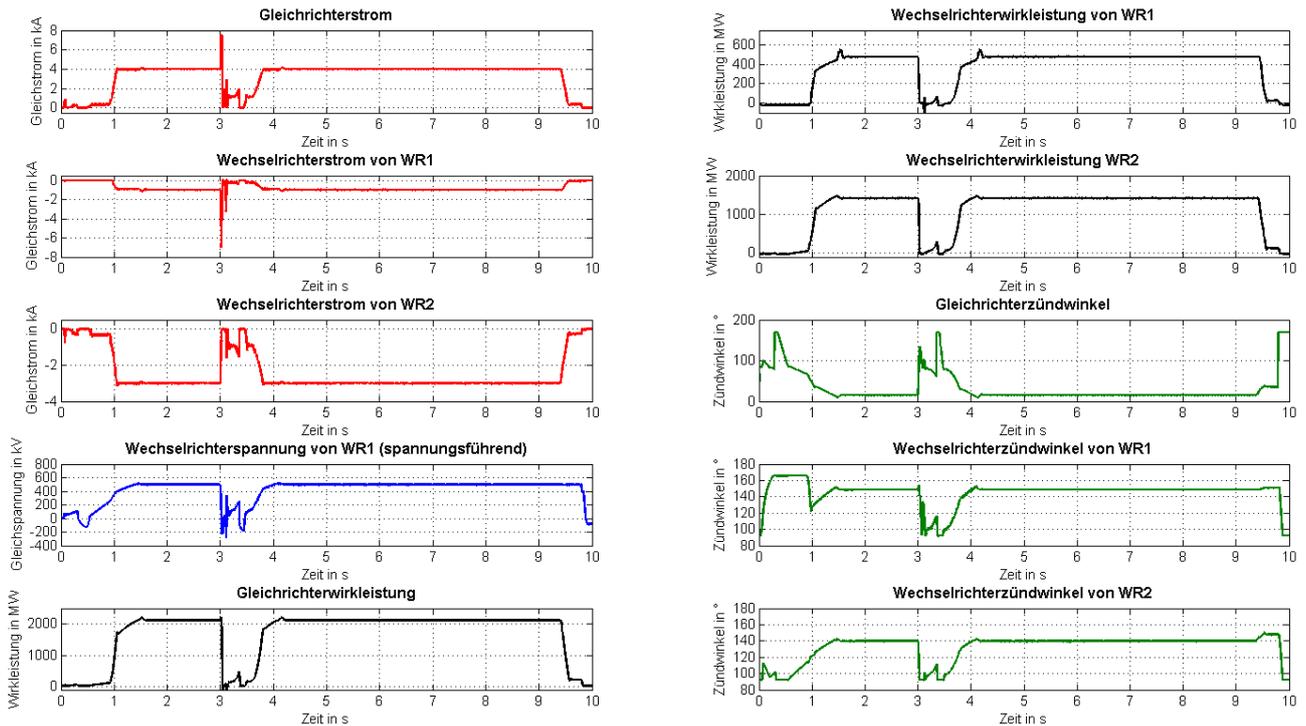


Abbildung 3-59: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 4-1-2 (3-poliger Fehler der spannungsführenden Station)

- 2 Gleichrichter, 1 Wechselrichter:** Der Fehler wird hierbei an der spannungsführenden Station, hier dem Gleichrichter GR1, simuliert. Nach Eintritt des Fehlers sinkt die Gleichspannung (und damit auch der Gleichstrom) vom Gleichrichter GR1 auf Grund der fehlenden Netzspannung schnell auf null ab, der Einbruch der Spannung wird von der VDCOL des zweiten Gleichrichters detektiert, die den Stromsollwert sofort herabsetzt. Im Gegensatz zum vorherigen Fall treten hier im Fehlerfall durch den Ausfall der spannungsführenden Station praktisch keine Überströme auf. Nach Fehlerbeseitigung vergeht ca. 1 s, bis der stationäre Zustand wie vor dem Fehler wiederhergestellt ist. In Abbildung 3-60 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

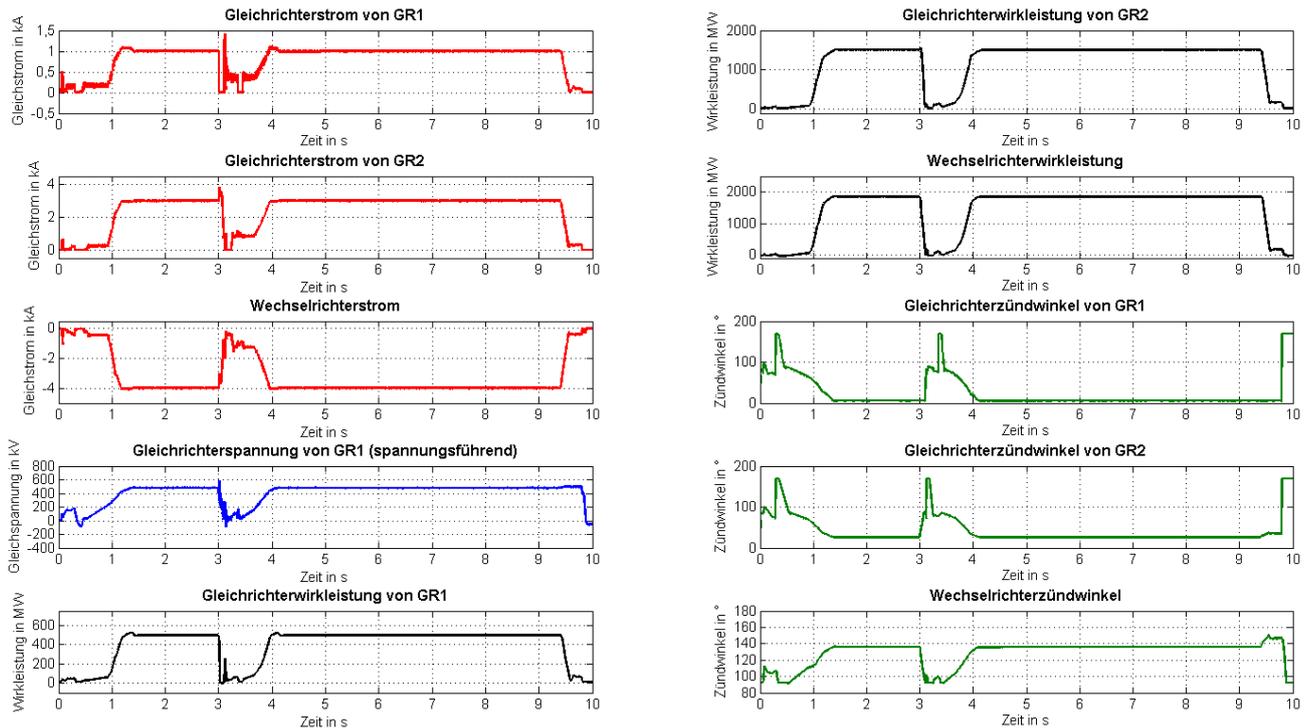


Abbildung 3-60: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 4-2-2 (3-poliger Fehler der spannungsführenden Station)

3.3.5.3 Fall 3: Gleichspannungsseitiger Erdkurzschluss (DC-Fault)

- 1 Gleichrichter, 2 Wechselrichter:** In diesem Fall sei ein Erdkurzschluss auf der Gleichspannungsseite angenommen. Die Fehlerstelle liegt dabei auf Seiten des Gleichrichters, hinter der Glättungsdrössel. Der Fehler verursacht einen kurzfristigen Überstrom in der Größenordnung von 9 kA, bis dieser von der VDCOL abgeregelt wird. Da hinter der Fehlerstelle kein Strom mehr fließt, erfahren die beiden Wechselrichter keinen Überstrom und die Energieübertragung kann nach Fehlerbeseitigung fortgesetzt werden. In Abbildung 3-61 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.
- 2 Gleichrichter, 1 Wechselrichter:** Casu quo sei die Fehlerstelle am Ausgang von der spannungsführenden Gleichrichterstation GR1 angenommen. Der Fehlerfall verursacht einen Anstieg des Gleichrichterstroms von GR1 auf einen Wert in der Größenordnung von nahezu 4 kA. Die zweite Gleichrichterstation steuert zum Fehlerstrom 6 kA bei, während die Wechselrichterstation keinerlei Stromanstieg registriert, da der gesamte Fehlerstrom der beiden Gleichrichter in die Fehlerstelle abfließt. In Abbildung 3-62 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

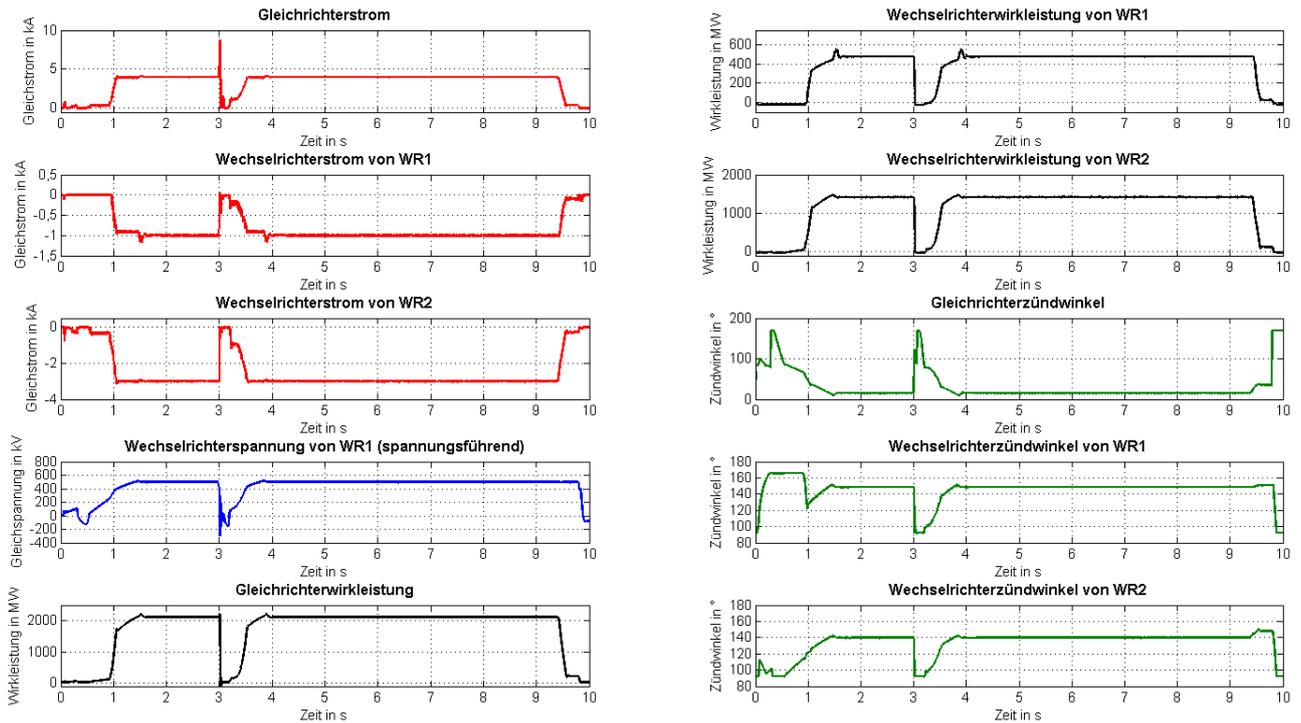


Abbildung 3-61: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 4-1-3 (DC-Fehler)

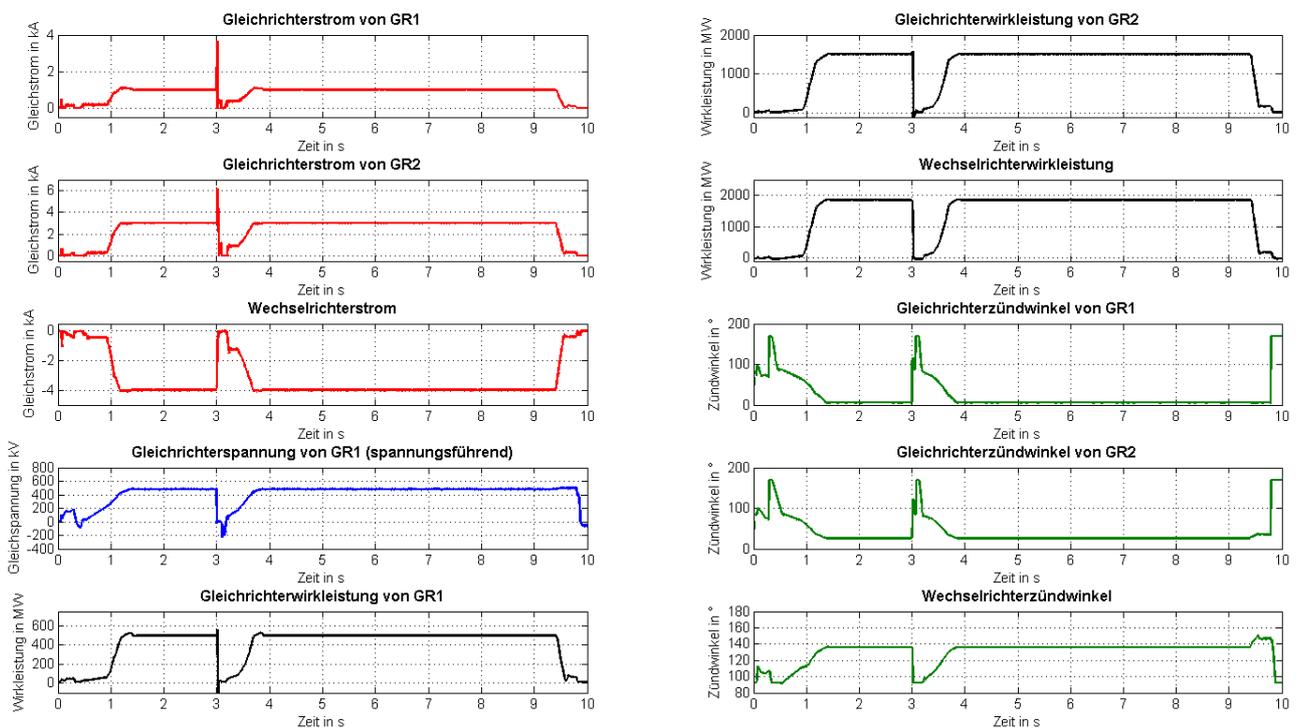


Abbildung 3-62: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 4-2-3 (DC-Fehler)

4 SELBSTGEFÜHRTE (VSC-) HGÜ

4.1 GRUNDLAGEN

4.1.1 Übersicht und Topologien

Bei der selbst- oder spannungsgeführten HGÜ handelt es sich um die neuere Technologie, die seit Ende der 1990er Jahre kommerziell erhältlich ist. Die VSC bedient sich abschaltbarer Leistungshalbleiter (hauptsächlich IGBTs), die den Vorteil mit sich bringen, dass vom AC-Netz keine Kommutierungsspannung mehr bereitgestellt werden muss [4]. Zur Untersuchung selbstgeführter Stromrichter-Topologien sei zunächst eine konstante Gleichspannung angenommen. In Abbildung 4-1 ist eine Schaltung in Zweipunkttechnik (Halbbrücke) dargestellt. Die Gleichspannung sei über 2 Zwischenkreiskondensatoren aufgeteilt, die Schalter mit IGBTs mit antiparallelen Freilaufdioden realisiert.

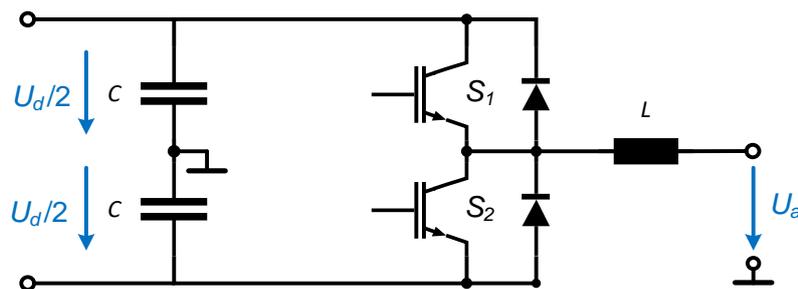


Abbildung 4-1: Wechselrichter in Halbbrückenschaltung

Die Ausgangsspannung liegt hierbei zwischen dem Mittelpunkt der Brücke und dem neutralen Punkt (zwischen den Kondensatoren) an. Prinzipiell ergeben sich für die Ausgangsspannung zwei mögliche Augenblickswerte $\pm \frac{U_d}{2}$. Der Mittelwert der Ausgangsspannung kann durch gezieltes Umschalten in einer Periode beliebig eingestellt werden. Die Generierung der Schaltfunktion erfolgt im einfachsten Fall mittels eines Komparators, der das zu modulierende Signal (Sollsignal am Ausgang, z.B. Sinus) mit einem Träger (üblicherweise Dreiecksignal mit hochfrequenter Schaltperiodendauer T_S) vergleicht¹⁰. Der Ausgang wird dann den Schaltern zugeführt, wobei diese gegengleich geschaltet

¹⁰ Die Frequenz des modulierenden Signals f_1 wird so gewählt, dass diese der gewünschten Grundschwingungsfrequenz am Ausgang entspricht, daher wird diese auch als Modulationsfrequenz bezeichnet.

werden, vgl. Abbildung 4-2. Wird als modulierendes Signal Sinus gewählt, so ergeben die Schnittpunkte des Sinussignals mit dem Dreiecksignal die Umschaltzeitpunkte des Komparators, das Ausgangssignal verfügt dann über blockförmige Pulse unterschiedlicher Breite, man spricht von Pulsweitenmodulation (PWM). Durch Induktivitäten im Ausgangskreis (Last, parasitär usw.) wird der Ausgangsstrom näherungsweise sinusförmig sein. Das Verhältnis der Amplitude der modulierenden Sinus-Schwingung \hat{U}_{sin} zur Amplitude des Dreiecksignals \hat{U}_{tri} (wird konstant gehalten) entspricht dem (Amplituden-)Modulationsgrad [8] [25] [49] [50]:

$$m_a = \frac{\hat{U}_{\text{sin}}}{\hat{U}_{\text{tri}}} \leq 1 \quad (4-1)$$

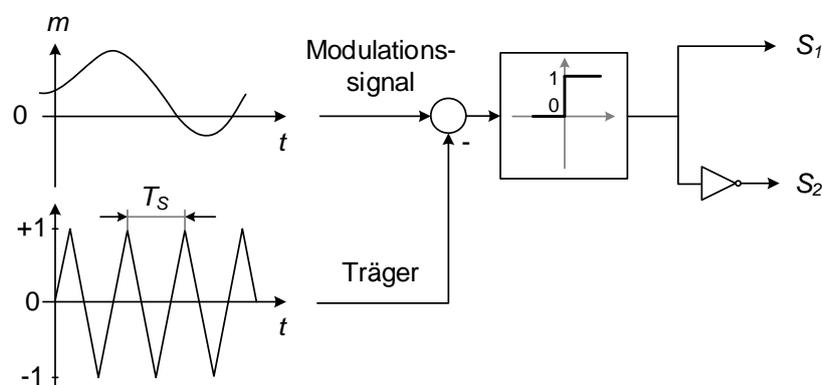


Abbildung 4-2: Pulsmustergenerierung durch Vergleich nach [49]

In Analogie lässt sich das Verhältnis von Schaltfrequenz $f_s = \frac{1}{T_s}$ und Frequenz der Grundschwingung der Ausgangsgröße f_1 als Schaltverhältnis definieren:

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (4-2)$$

Durch Zusammenschaltung von drei dieser Brückenweige erhält man eine 3-phasige Schaltung (siehe Abbildung 4-3).

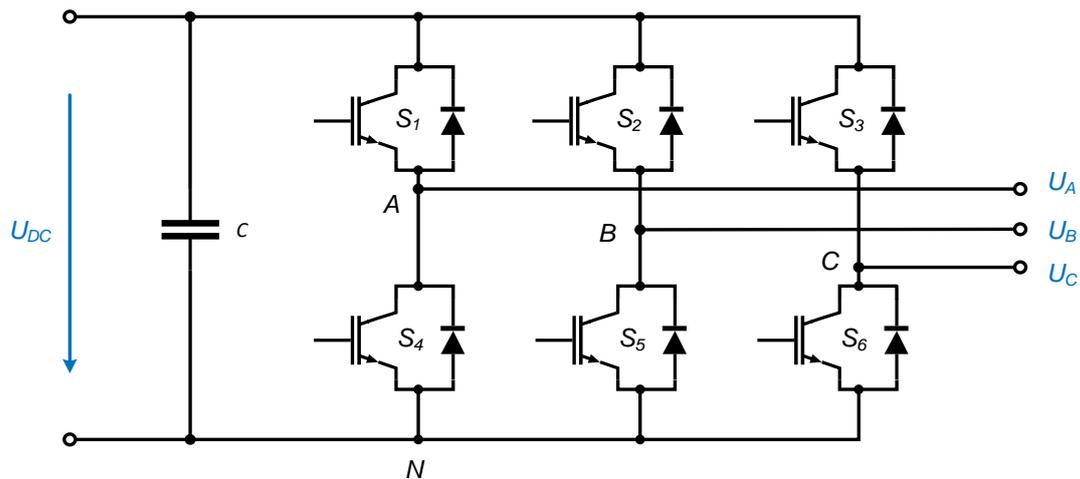


Abbildung 4-3: Dreiphasiger (Puls-)Wechselrichter

Auch diese Schaltung kann wieder mittels PWM angesteuert werden, hier wird nun das Träger-Dreieck-Signal mit drei, um 120° verschobenen Sinussignalen verglichen, siehe Abbildung 4-4.

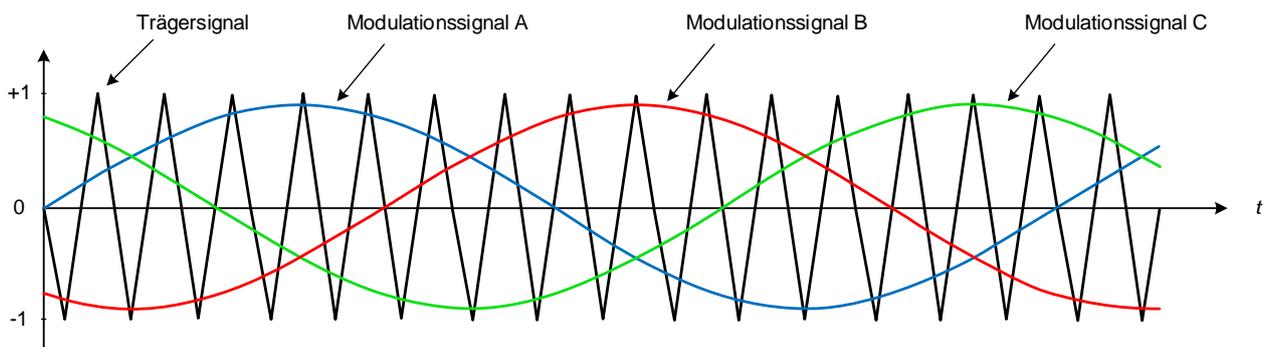


Abbildung 4-4: Dreiphasige PWM nach [51]; die Modulationssignale A-C sind um jeweils 120° phasenverschoben

Für die Amplitude der Grundschwingung der verketteten Größen gilt:

$$\hat{U}_{LL,1} = \sqrt{3} \cdot m_a \frac{U_{dc}}{2} \quad (4-3)$$

Um einen größeren Aussteuerbereich zu erhalten, wird oftmals zum Modulationssignal (Sinus) die 3. Harmonische beigemischt, dies führt zu einer Erhöhung der Amplituden der Ausgangsgrößen um 15,5 %. Am Ausgang ist die 3. Oberschwingung nur in den Phasenspannungen, nicht aber in der verketteten Spannung feststellbar.

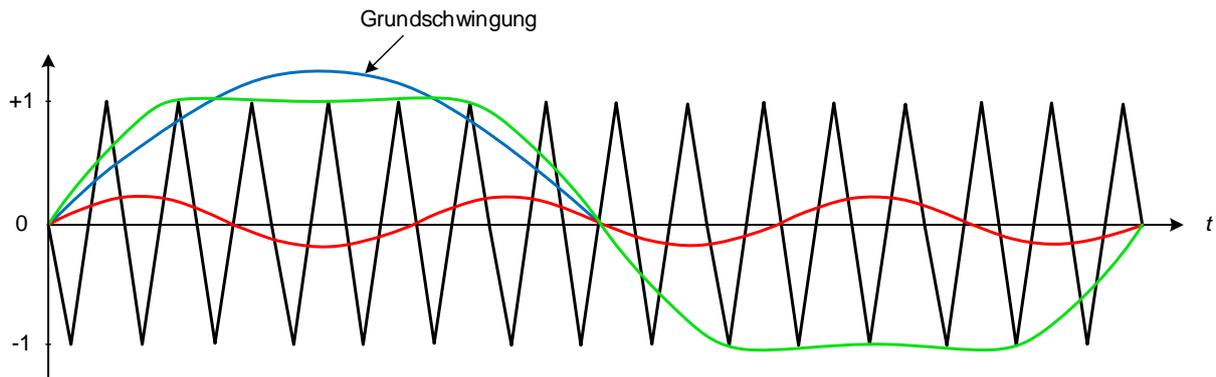


Abbildung 4-5: PWM-Generierung mit 3. Harmonischer nach [51]: Grundschiwingung (blau),
3. Oberschwingung (rot) und modulierendes Überlagerungssignal (grün)

Die bisher betrachteten Schaltungen können nicht nur im Wechselbetrieb, sondern auch im Gleichrichterbetrieb arbeiten (aktiver Gleichrichter). Die Zusammenschaltung mit Zwischenkreis wird für elektrische Antriebe oder aber auch für die HGÜ eingesetzt. Die ersten VSC-HGÜ waren – wie in Abbildung 4-6 dargestellt – 2-Level-VSC. Heutzutage kommen allerdings höherstufige VSC-Umrichterstationen zum Einsatz [49] [50] [51].

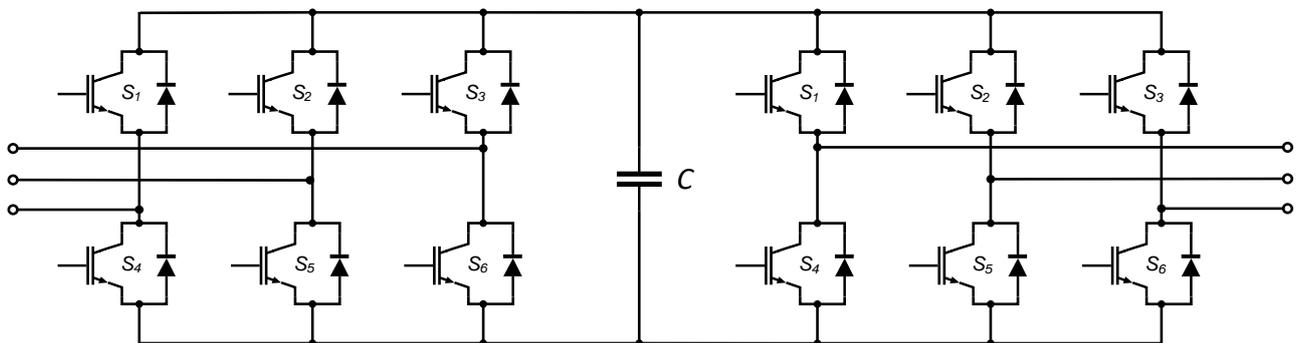


Abbildung 4-6: AC-DC-AC-Konfiguration mit Gleichspannungszwischenkreis

Bei mehrstufigen Schaltungen wird die sinusförmige Ausgangsspannung durch mehrere Spannungsebenen zusammengesetzt, dies verbessert die Spannungsqualität und erlaubt generell höhere Spannungsebenen. Die gängigen Topologien sind:

1. Floating Capacitor Converter (FCC)
2. Neutral Point Clamped (NPC) Converter
3. Cascaded Half/Full-Bridge Converter

Für die HGÜ ist fast ausschließlich die 3. Technologie von Relevanz [49] [52] [53].

Die derzeit aktuellste und bevorzugte Technologie für die VSC-HGÜ ist der sogenannte modulare Mehrpunktstromrichter (Modular Multilevel Converter, MMC), der sich kaskadierter Submodule

(Halb-/Vollbrücke) bedient. Kaskadierte Vollbrücken-Module werden bevorzugt für Antriebsapplikationen eingesetzt, während Halbbrückenmodule in der MMC-HGÜ zum Einsatz kommen. In Abbildung 4-7 ist ein Halbbrückenmodul dargestellt. Wie daraus erkennbar ist, sind 2 Spannungslevel (nämlich V_c und null, keine negativen Spannungen) synthetisierbar. Für den Fall V_c (S1 ein, S2 aus) bezeichnet man das Submodul auch als „eingefügt“ (inserted), für den Fall S2 aus, S1 ein als „überbrückt“ (bypassed) und für den Fall, dass sowohl S1 und S2 ausgeschaltet sind, als „blockiert“ (blocked).

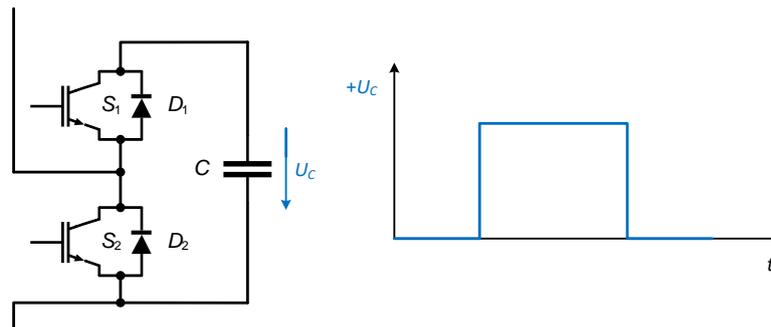


Abbildung 4-7: Halbbrückenmodul, links Topologie, rechts mögliche Ausgangsspannungen [54]

In Abbildung 4-8 sind die Kaskadierung mehrerer Halbbrückenmodule und die damit generierbaren Spannungslevel dargestellt. Eine Kaskade von N Submodulen bietet N+1 verschiedene Spannungsniveaus. Da die Halbbrücken keine negative Ausgangsspannung liefern können, setzen sich Spannung und Strom über alle Module aus einem Gleich- und einem Wechselanteil zusammen.

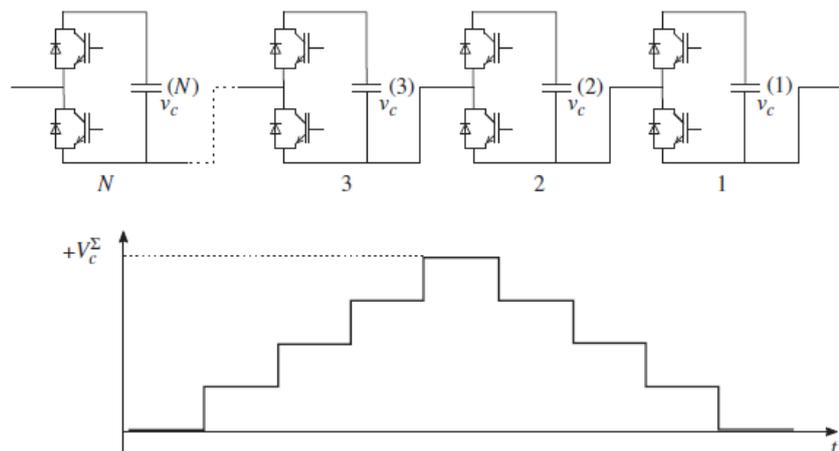


Abbildung 4-8: Kaskadierte Halbbrückenmodule (oben) und erzeugbare Ausgangsspannungen (unten) [54]

In der MMC-Umrichterstation werden die kaskadierten Module wie in Abbildung 4-9 verschaltet. Die Gesamtheit der Module über bzw. unter den AC-Anschlüssen wird hierbei als (oberer oder unterer)

Arm bezeichnet. Jeder Arm besitzt zusätzlich eine Induktivität, die verbotene Zustände (parallelgeschaltete, ideale Spannungsquellen) bei der Parallelschaltung der kaskadierten Submodule vermeidet.

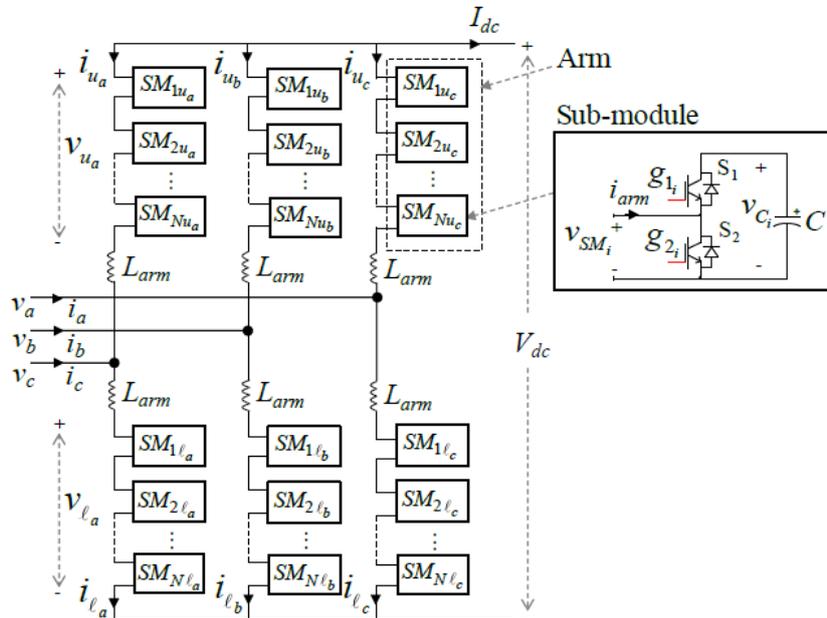


Abbildung 4-9: Schematischer Aufbau eines VSC-MMC-Umrichters [55]

Der Betrieb des Umrichters wird prinzipiell durch Regelung der 6 Arme so geführt, dass die Überlagerung der Ausgangsgrößen die gewünschten Spannungen sowohl auf der AC- als auch DC-Seite ergibt, dies wird durch gezieltes Inserting/Bypassing von Submodulen erreicht. Die Summe der Kondensatorspannungen eines Armes wird somit wie folgt festgelegt:

$$U_C^\Sigma = U_{DC} \quad (4-4)$$

Die zu generierenden Spannungen im oberen (u_{up}) bzw. unteren Arm u_{low} lauten für eine gewünschte Ausgangsspannung $u_s = \widehat{U}_S \sin(\omega t)$ somit wie folgt [49] [51] [54]:

$$u_{up} = \frac{U_{DC}}{2} - \widehat{U}_S \sin(\omega t) \quad \text{bzw.} \quad u_{low} = \frac{U_{DC}}{2} + \widehat{U}_S \sin(\omega t) \quad (4-5)$$

Zur Modulation der MMC stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung u.a. auch die bereits erwähnte trägerbasierte PWM: Im einfachsten Fall wird das Referenzsignal mit den Trägersignalen, die alle dieselbe Phase, allerdings einen verschiedenen Offset besitzen, verglichen (Phase Disposition, PD). Weitere Möglichkeiten sind z.B. POD (Phase Opposition Disposition) und APOD (Alternate Phase Opposition Disposition) und können der Literatur entnommen werden [56].

4.1.2 VSC-(MMC-)HGÜ-Regelung

Bei der VSC-Regelung kommt eine hierarchische Regelungsstruktur zum Einsatz (vgl. Abbildung 4-10).

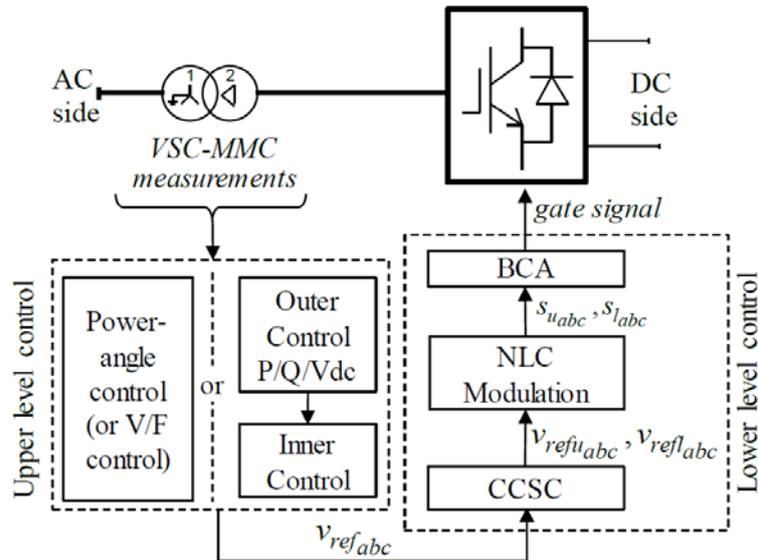


Abbildung 4-10: Hierarchische Regelung am Beispiel einer VSC-MMC [55]

Die sogenannte Upper Level Control besteht aus einer inneren Stromregelung (Inner Control) und einer äußeren Regelung (Outer Control, variabel, z.B. Gleichspannung, Wirkleistung usw.) oder einer Spannungs-Frequenz-Regelung. Die Upper Level Control wird auch als VSC-Control bezeichnet, da sie bei einer reinen VSC ausreichend ist. Kommt hingegen eine VSC-MMC zum Einsatz, so erfordert dies zusätzliche Regelkonzepte (Lower Level Control), z.B. zur Symmetrierung der Kondensatorspannungen, zur Kreisstromunterdrückung usw. Zur Erklärung des grundlegenden Funktionsprinzips sei die Zusammenschaltung zweier Quellen U_S und U_{conv} , die das speisende Netz bzw. die Ausgangsspannung des Umrichters darstellen sollen, über eine Reaktanz X , die die äquivalente Induktivität zwischen Umrichter und Netz darstellen soll, untersucht (Verluste vernachlässigt). Die übertragbare Wirk- bzw. Blindleistung ergibt sich dann zu [54] [55]:

$$P = \frac{U_S U_{conv}}{X} \sin \delta$$

$$Q = \frac{U_S U_{conv} \cos \delta - U_{conv}^2}{X}$$
(4-6)

Der Winkel δ bezeichnet die Phasenverschiebung zwischen den beiden Spannungen. Für kleine Werte von δ lassen sich die beiden Gleichungen linearisieren:

$$P = \frac{U_S U_{conv}}{X} \sin \delta \approx \frac{U_S U_{conv}}{X} \delta$$
(4-7)

$$Q = \frac{U_S U_{\text{conv}} \cos \delta - U_{\text{conv}}^2}{X} \approx \frac{U_{\text{conv}} (U_S - U_{\text{conv}})}{X}$$

Durch eine Änderung der Amplitude der Wechselspannung am Umrichter bzw. der Phasenlage ist eine Steuerung der Wirk- bzw. Blindleistung möglich [54] [55].

Die Art der oben bereits erwähnten Upper Level Control hängt zunächst vom speisenden Netz ab. Prinzipiell stehen 2 Möglichkeiten zur Verfügung:

1. Inselbetrieb (Islanded Control): Bei Verbindung des Umrichters mit sehr schwachen (z.B. von Windfarmen) oder passiven AC-Netzen.
2. Netzbetrieb (Non-Islanded Control): Bei Speisung des Umrichters durch ein starkes AC-Netz.

Bei der ersten Möglichkeit kommt die Spannungs-/Frequenz-Regelung zum Einsatz. Hierbei übernimmt die VSC die Führung und stützt das AC-Netz. Phase und Frequenz der zu erzeugenden Wechselspannung werden von einem Oszillator generiert, die Amplitude wird üblicherweise von einem PI-Regler gesteuert. Bei der zweiten Möglichkeit kommt die vektororientierte, hierarchische Outer/Inner Control zum Einsatz. Zur vektororientierten Regelung wird die dq0-Transformation (Park-Transformation) herangezogen, diese transformiert die gemessenen dreiphasigen Größen in einen Raumzeiger im zweiachsigen, rotierenden dq-Koordinatensystem. Das dq-Koordinatensystem rotiert hierbei mit der Frequenz $\omega = \frac{d\theta}{dt}$. Der Phasenwinkel θ wird entweder mittels einer Phasenregelschleife (PLL) bestimmt (Synchronisierung, Non-Islanded Control) oder mittels eines Oszillators selbst generiert (Islanded Control). Dadurch liegt die d-Achse in Phase mit der Netzspannung [55]. Zur Ableitung eines, für die vektorbasierte Regelung verwendbaren, mathematischen Modelles sei Abbildung 4-11 näher untersucht, die eine VSC mit vom Netz vorgegebener Frequenz vereinfacht darstellt.

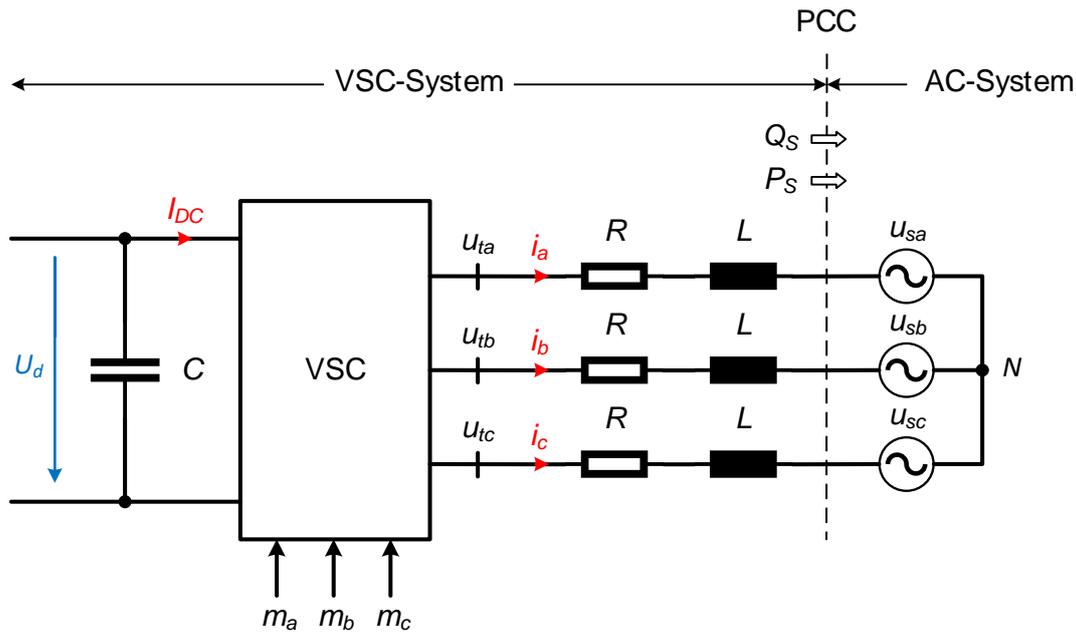


Abbildung 4-11: Schematische Darstellung einer VSC mit netzgeführter Frequenz zur Ableitung des Modells im dq-Koordinatensystem nach einer Grafik aus [49]

Das zugehörige mathematische Modell im dq-Koordinatensystem ist wie folgt gegeben [49]:

$$\begin{aligned}
 L \frac{di_d}{dt} &= -Ri_d + \underbrace{\omega Li_q + u_{td} - u_{sd}}_{v_d} \\
 L \frac{di_q}{dt} &= -Ri_q + \underbrace{\omega Li_d + u_{tq} - u_{sq}}_{v_q} \\
 u_{td} &= m_d \frac{U_{dc}}{2} \quad \text{bzw.} \quad u_{tq} = m_q \frac{U_{dc}}{2}
 \end{aligned}
 \tag{4-8}$$

Dabei bezeichnet u_{sd} bzw. u_{sq} die zweiachsentransformierten Größen der Netzspannung und m den Modulationsindex, während u_{td} bzw. u_{tq} die Größen am Umrichter bezeichnet. Somit lässt sich das Blockschaltbild der VSC („Strecke“ im Regelkreis) ableiten und darstellen (vgl. Abbildung 4-12). Ziel: Regelung der Variablen i_d und i_q . Falls die Teile v_d bzw. v_q kompensiert werden, so kann i_d getrennt von i_q bzw. vice versa kontrolliert werden, folglich kann ein einfacher PI-Regler zum Einsatz kommen.

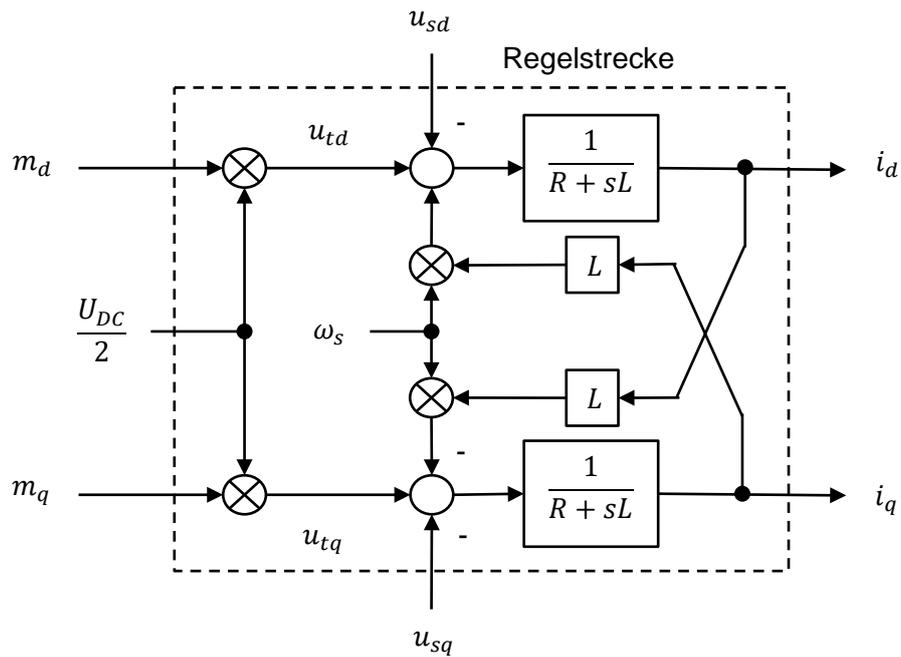


Abbildung 4-12: Blockschaltbild der VSC im dq-System nach [51]

Diese Kompensation (Entkopplung) wird mittels einer Feed-Forward-Struktur gelöst, der zum Einsatz kommende Stromregler (Inner Control) ist in Abbildung 4-13 dargestellt:

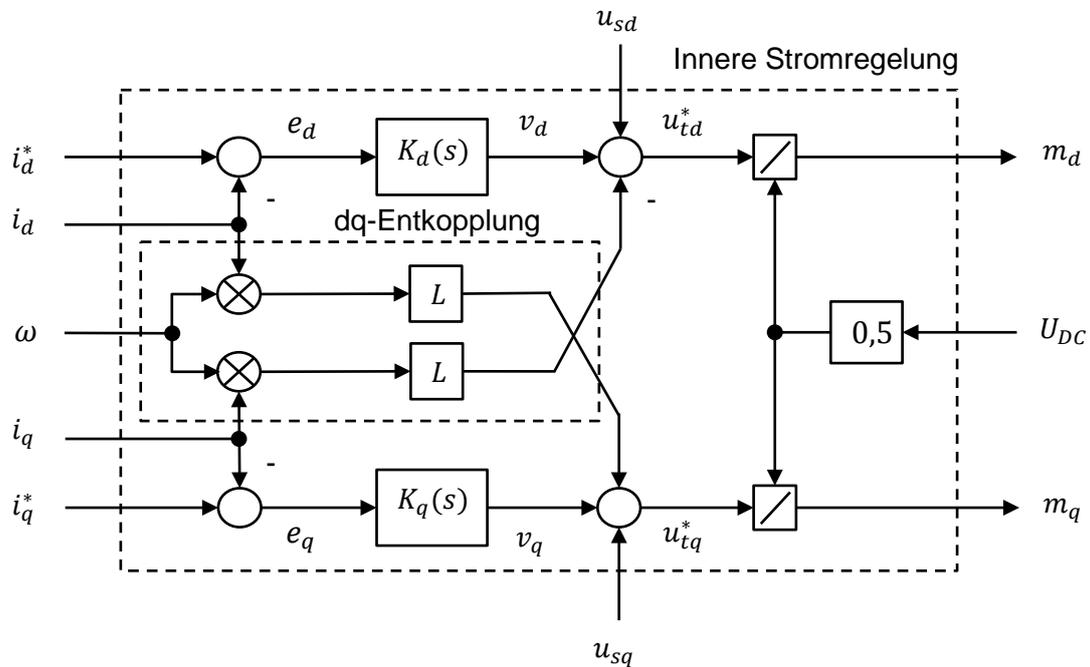


Abbildung 4-13: Innere Stromregelung mit Feed-Forward Entkopplung nach [51]

Die Sollwerte i_d^* und i_q^* werden dabei von der Outer Control geliefert.

Im transformierten Bereich gilt weiters für Wirk- und Blindleistung:

$$P_S = \frac{3}{2}(u_{sd} i_d + u_{sq} i_q)$$

$$Q_S = \frac{3}{2}(-u_{sd} i_q + u_{sq} i_d)$$
(4-9)

Für den Fall, dass $u_{sq} = 0$ gilt, berechnen sich die Wirk- und Blindleistung zu:

$$P_S = \frac{3}{2} u_{sd} i_d$$

$$Q_S = -\frac{3}{2} u_{sd} i_q$$
(4-10)

Die Komponente u_{sq} verschwindet genau dann, wenn die d-Achse in Phase mit der Netzspannung liegt. Dies ist der Fall, da zur Synchronisierung eine PLL eingesetzt wurde. Somit berechnen sich die Sollwerte der Stromregelung zu [49] [51]:

$$i_d^* = \frac{2}{3} \frac{P_S^*}{u_{sd}}$$

$$i_q^* = -\frac{2}{3} \frac{Q_S^*}{u_{sd}}$$
(4-11)

Die Outer Control beinhaltet typischerweise mehrere Regelkonzepte, von denen im Netzbetrieb immer 2 aktiv sind (Generierung der dq-Sollwerte). Zur Generierung der d-Sollwerte ist eine der folgenden Regelungen im Einsatz:

- **Wirkleistungsregelung:** Die Wirkleistung ist vorgegeben.
- **Gleichspannungsregelung:** Die Gleichspannung ist vorgegeben.
- **Statische P/U_{DC} -Regelung:** Sollwerte für Wirkleistung und Gleichspannung werden gemeinsam mit einer Statik $k_{\text{Statik}} = \frac{\Delta U_{DC}}{\Delta P}$ vorgegeben.

Zur Generierung der q-Sollwerte kommt eine der folgenden Konzepte zum Einsatz:

- **Blindleistungsregelung:** Die zu beziehende/abzugebende Blindleistung der VSC-Station ist vorgegeben.
- **Wechselspannungsregelung:** Die zu stützende Amplitude der speisenden Wechselspannung ist vorgegeben.

Die Ausgänge der Outer Control werden üblicherweise begrenzt (Stromreferenzbegrenzung), und oftmals kann der d- oder q-Komponente jeweils die Präferenz gegeben werden, d.h., bei Erreichen des maximalen Betrages des Stromraumzeigers kann entweder der Wirk- oder Blindleistung der Vorzug gegeben werden [55].

Die bisher beschriebene Regelungsstrategie kommt bei jeder VSC zum Einsatz. Handelt es sich jedoch um eine VSC-MMC, so wird zusätzlich eine untergeordnete Lower Level Control benötigt. Diese besteht häufig aus 3 Unterregelungen [49] [51] [54] [55]:

1. **Circulating Current Suppression Control (CCSC)** – Regelung zur Unterdrückung von Kreisströmen, die durch Spannungsasymmetrien zwischen den Armen entstehen..
2. **Capacitor Balancing Control (CBC)** – Regelung zur Vergleichmäßigung der Spannungsaufteilung entlang der einzelnen Submodule (Balancing Control Algorithm, BCA).
3. **Nearest Level Control (NLC) modulation (optional)** – Verwendung stufenähnlicher Modulationsverfahren anstelle gewöhnlicher PWM, wie z.B. in [57] vorgeschlagen.

Die prinzipielle Vorgehensweise beim Reglerentwurf einer VSC-HGÜ ist in Anhang D - Reglerentwurf einer VSC-HGÜ näher erläutert.

4.1.3 Betrieb der VSC

Wie bereits oben erwähnt, stehen bei der VSC typischerweise mehrere Regelkonzepte zur Auswahl, wovon 2 zur gleichen Zeit aktiv sind. Die üblichen Kombinationen sind:

1. U_{AC}/f -Regelung: bei Versorgung einer passiven Last (die VSC ist die einzige Quelle); die Wechselspannung und die Frequenz der Insel sollen so konstant wie möglich gehalten werden
2. P und U_{AC} -Regelung: bei Anbindung an ein schwaches Netz und falls konstanter Wirkleistungsfluss erforderlich ist
3. U_{DC} und U_{AC} -Regelung: bei Anbindung an ein schwaches Netz und falls die VSC sowohl die Gleichspannung als auch die Wechselspannung halten muss
4. P und Q -Regelung: bei Anbindung an ein starkes Netz und falls konstanter Wirkleistungsfluss erforderlich ist; P und Q können unabhängig eingestellt werden, falls Q nicht erforderlich $\rightarrow Q_{ref} = 0$
5. U_{DC} und Q -Regelung: bei Anbindung an ein starkes Netz und falls die Gleichspannung konstant gehalten werden muss

Statt der P oder U_{DC} kann auch die P/U_{DC} -Statik zum Einsatz kommen. In Abbildung 4-14 sind die charakteristischen Kennlinien einer VSC-HGÜ-Umrichterstation dargestellt. Bei der VSC ist die Spannungs-/Leistungskennlinie relevant, da die VSC über keinen Stromzwischenkreis verfügt. Auf der DC-Seite werden entweder die Wirkleistung oder die Gleichspannung oder beides (=Statik) gesteuert. Der Schnittpunkt der Geraden (z.B. Leistung und Spannung) ergibt den Arbeitspunkt. In Tabelle 4-1 sind die möglichen Betriebsformen bei einer Punkt-zu-Punkt Verbindung gegenübergestellt [55] [58].

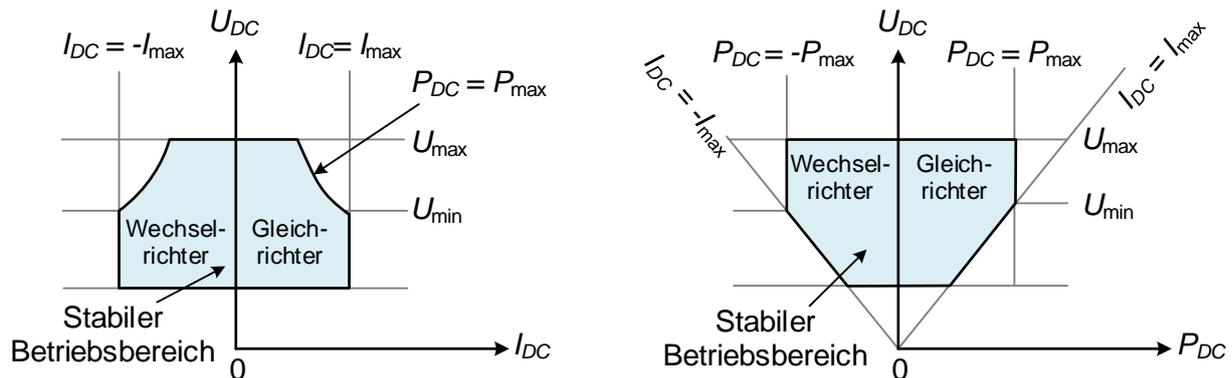


Abbildung 4-14: Kennlinien einer VSC-Umrichterstation: $U_{DC} = f(I_{DC})$ (links, Analogie zur LCC-HGÜ), $U_{DC} = f(P_{DC})$ (rechts), nach [58]

Tabelle 4-1: Überblick über die möglichen Reglerkombinationen von Gleich-(GR) und Wechselrichter (WR) bei einer Punkt-zu-Punkt Verbindung nach [58]

Betriebsmodus		Bemerkung
Gleichrichter	Wechselrichter	
Wirkleistungsregelung	Wirkleistungsregelung	Nicht möglich
Wirkleistungsregelung	P/U_{DC} --Statik	Stabil (ev. Überspannungen)
Wirkleistungsregelung	Gleichspannungsregelung	Stabil (ev. Überspannungen)
P/U_{DC} --Statik	Wirkleistungsregelung	Stabil (WR regelt P)
P/U_{DC} --Statik	P/U_{DC} --Statik	Stabil (GR und WR regeln P)
P/U_{DC} --Statik	Gleichspannungsregelung	Stabil (GR regelt P)
Gleichspannungsregelung	Wirkleistungsregelung	Stabil (WR regelt P)
Gleichspannungsregelung	P/U_{DC} --Statik	Stabil (WR regelt P)
Gleichspannungsregelung	Gleichspannungsregelung	Nicht möglich

Die P/U_{DC} -Statik weist Ähnlichkeiten zur P/f -Statik einer Synchronmaschine auf (vgl. Abbildung 4-15), daher die Bezeichnung. Die VSC-Statik erlaubt die Kontrolle des Lastflusses in einem DC-Netz ohne Kommunikation zwischen den Stationen. Zusätzlich tragen dabei mehrere Umrichterstationen zur Regulierung der Gleichspannung bei [58].

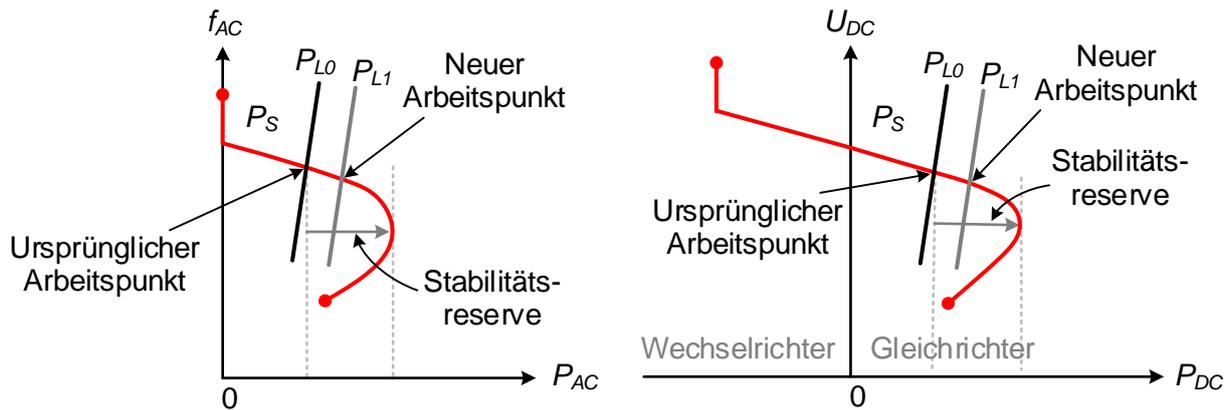


Abbildung 4-15: Statische Kennlinie eines Synchrongenerators (links) und statische Kennlinie einer VSC-Umrichterstation (rechts) nach [58]

4.1.4 VSC-Multi-Terminal und DC-Netze

Der Aufbau eines Multi-Terminal Systems bzw. eines Gleichspannungsnetzes mit der VSC-Technologie - bedingt durch die vorgegebene Spannungspolarität - regelungstechnisch einfacher möglich als mit der LCC-Technologie. In einem VSC-Multi-Terminal-System wird von den Umrichterstationen die ausgetauschte Leistung (sowohl Wirk- als auch Blindleistung) mit den übergeordneten AC-Netzen und die Spannung sowohl DC- als auch AC-seitig geregelt. Ähnlich wie in Wechselstromsystemen die Frequenz konstant gehalten werden muss, so ist es in einem VSC-Netz die Gleichspannung, mit dem Unterschied, dass diese im stationären Zustand nicht an allen Stellen des Netzes den gleichen Wert annimmt. Ein typischer Ansatz ist die Erweiterung der Betriebsmodi der Punkt-zu-Punkt-Verbindung: Zumindest eine Station im VSC-Netz regelt die Gleichspannung (U_{DC} -Regelung) oder die Gleichspannung und die Wirkleistung (Statik), die anderen Stationen regeln den Leistungsaustausch mit den AC-Netzen. Zusätzlich können alle Stationen entweder die Wechselspannung oder die Blindleistung (je nach Stärke des AC-Netzes) regeln. Kommen in einem VSC-Netz nur eine Station mit Gleichspannungsregelung und alle anderen Stationen mit Wirkleistungsregelung zum Einsatz, so kann es beim Ausfall einer der Stationen entweder zu einer Überlastung der spannungsführenden Station (bei Ausfall einer Station mit P -Regelung) durch das entstandene Leistungsungleichgewicht oder überhaupt zum Gesamtausfall des Netzes (bei Ausfall der Station mit U_{DC} -Regelung) durch einen Verlust des Arbeitspunktes kommen. In der Praxis wird daher die P -Regelung nur verwendet, falls dies zwingend erforderlich ist (z.B. Off-Shore Windkraftanlagen), sonst kommt die P/U_{DC} -Statik zum Einsatz [22].

Herausforderungen von umfangreichen Multi-Terminal Systemen nach [19] [22]:

- **Schutz und Fehlererkennung:** Eine wesentliche Herausforderung ist der Bedarf einer sehr schnellen gleichspannungsseitigen Fehlererkennung (≤ 1 ms). Die VSC verhält sich durch

die antiparallelen Freilaufdioden bei einem gleichspannungsseitigen Erdkurzschluss - auch wenn die IGBTs blockiert werden - wie eine ungesteuerte Diodenbrücke. Bedingt durch die niedrige Induktivität auf der Gleichspannungsseite ist die Steilheit des Stromanstieges im Fehlerfall extrem hoch, dies wird durch die Entladung der Speicherkondensatoren noch weiter begünstigt

- **Fehlerstromunterbrechung:** Da der Fehlerstrom im Falle eines Erdkurzschlusses auf der Gleichspannungsseite bei der VSC rasant ansteigt, sollte dieser innerhalb von 2 ms unterbrochen werden. Bei Punkt-zu-Punkt-Verbindungen werden die VSC-Stationen blockiert, und anschließend öffnet der AC-Leistungsschalter der Umrichter, wodurch die gesamte Verbindung verloren geht. In Multi-Terminal-Systemen ist dies nicht mehr sinnvoll möglich, daher muss die fehlerbehaftete Leitung isoliert werden, während der Rest in Betrieb bleibt. Eine mögliche Lösung ist die Verwendung von DC-Leistungsschaltern, diese befinden sich allerdings noch in der Entwicklung. Die Herausforderung ist die Unterbrechung des Stromes, da kein natürlicher Stromnulldurchgang erfolgt. Von den Firmen ABB und Alstom wurde 2012 ein Prototyp eines sogenannten hybriden HGÜ-Leistungsschalters vorgestellt (vgl. Abbildung 4-16).

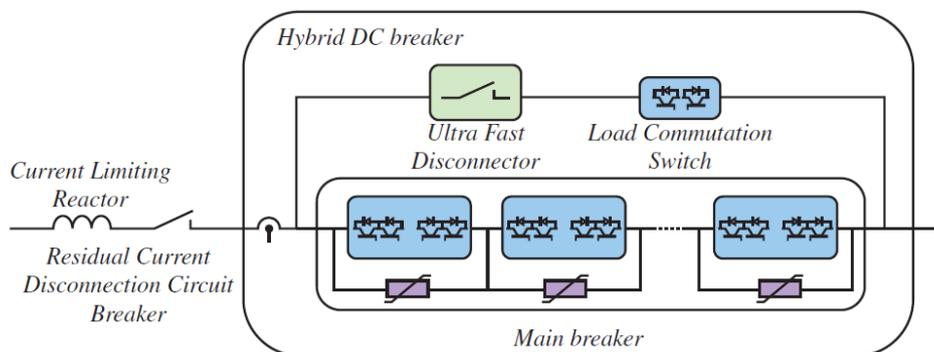


Abbildung 4-16: Schematischer Aufbau eines hybriden DC-Schalters nach einem Prototyp der ABB
(Quelle: ABB)

- **Lastflussregelung:** In AC-Netzen kann der Lastfluss entweder durch eine Veränderung der Amplitude der Wechselspannung oder durch eine Änderung der Phasenlage (Winkel) kontrolliert werden. Zusätzlich kann mittels FACTS-Elementen auch die Reaktanz verändert werden. Im Gleichspannungsfall steht hingegen nur die Amplitude der Gleichspannung zur Lastflusssteuerung zur Verfügung, die von den Umrichterstationen gesteuert wird.

4.2 NUMERISCHE MODELLBILDUNG

4.2.1 Modellvorstellung

Bei dem in EMTP-RV implementierten VSC-Modell handelt es sich um ein VSC-MMC-Modell, das ursprünglich 2014 von H. Saad, J. Mahseredjian und S. Dennerière und der E-CIGRÉ Working Group B4.57 entwickelt wurde und in EMTP-RV in der Bibliothek zur Verfügung steht [55] [59].

Zur Realisierung stehen hierbei 4 verschiedene Detaillierungsgrade und 2 mögliche Konfigurationen des Modells zur Verfügung. Im Gegensatz zum LCC-Modell beinhaltet das VSC-MMC-Modell einer Umrichterstation bereits sämtliche für den korrekten Betrieb erforderlichen Komponenten (z.B. Stromrichtertransformatoren, Regelstrukturen usw.).

4.2.2 Regelungsstrukturen

4.2.2.1 Upper-Level-Control

Die Upper-Level-Control erhält neben den Sollwerten die folgenden gemessenen Größen:

- Gleichspannung und Gleichstrom
- Wechselspannung und Wechselstrom (sowohl primär- als auch sekundärseitig des Stromrichtertransformators)

Die so akquirierten Größen werden zunächst in Per-Unit umgerechnet und anschließend durch ein Tiefpassfilter 2. Ordnung gefiltert, bevor sie der eigentlichen Regelung (Upper-Level-Control) übergeben werden. Daraus generiert die Upper Level Control die Modulationsindizes (und daraus die Spannungssollwerte) und den Synchronisierungswinkel. Parallel zur Upper-Level-Control werden die Schutzsignale (Schaltbefehl der AC-Leistungsschalter, Blockierbefehl) erzeugt, falls die Schutz-einrichtung aktiviert ist. Die erforderlichen Eingabeparameter sind in Anhang E - Übergabeparameter der Regelungen des VSC-MMC-HGÜ-Modells zusammengestellt. Der Aufbau der Upper-Level-Control ist in Abbildung 4-17 schematisch dargestellt. Die Funktion der darin vorkommenden Blöcke sei im Folgenden kurz dargestellt [55] [59]:

- **Clark-Transformation:** Die Clark-Transformation überführt die gemessenen, dreiphasigen Größen in das stationäre $\alpha\beta$ -Koordinatensystem.
- **P/Q/Uac-Berechnung:** Aus den Raumzeigern im $\alpha\beta$ -Koordinatensystem werden hier die Wirk- und Blindleistung sowie die Netzspannung (in p.u., entspricht der geometrischen Zeigerlänge) bestimmt.

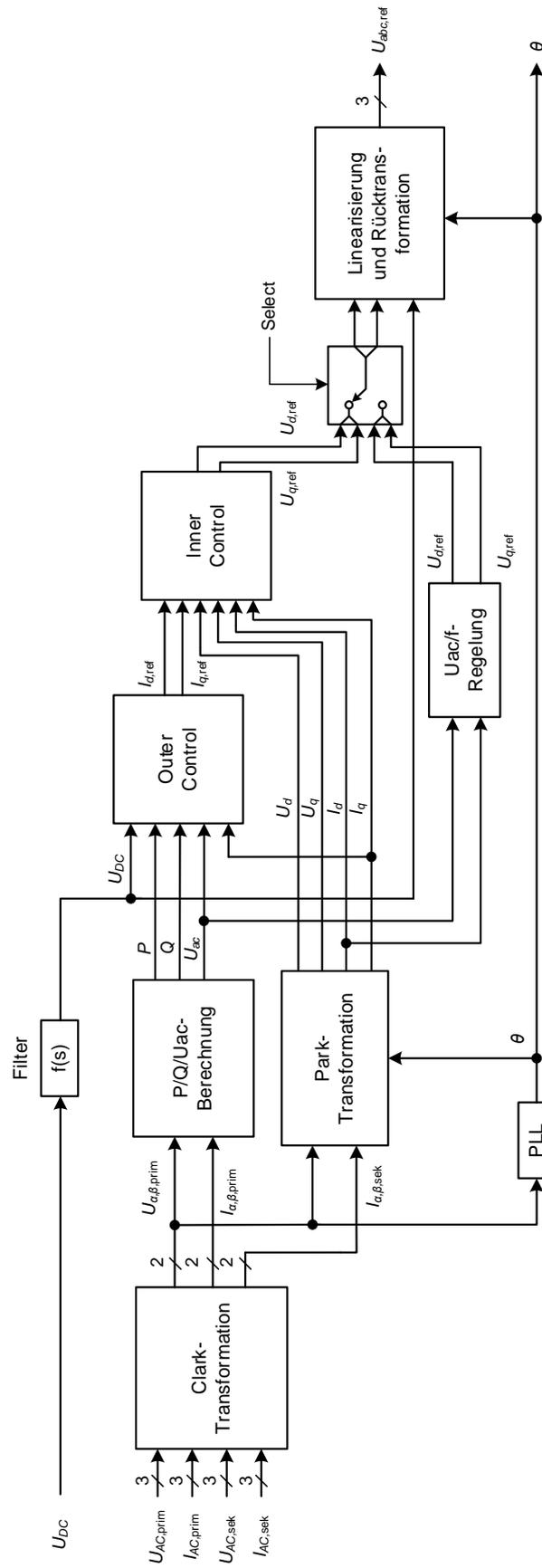


Abbildung 4-17: Schematischer Aufbau der Upper-Level-Control

- **PLL:** Zur Synchronisierung mit der Netzspannung und zur Bestimmung des Synchronisierungswinkels θ wird eine Phasenregelschleife verwendet. Zusätzlich enthält der Block einen integrierten Oszillator, um auch bei fehlender Netzspannung (Inselbetrieb) die Regelung synchronisieren zu können.
- **Park-Transformation:** Die Park-Transformation führt eine Koordinatentransformation vom stationären $\alpha\beta$ - in das rotierende dq-Koordinatensystem durch. Zur Transformation wird der von der PLL gelieferte Winkel θ benötigt.
- **Outer Control:** Die Outer Control beinhaltet die folgenden Regelungen zur Bestimmung der Sollwerte für I_d und I_q :
 - Wirkleistungsregelung (mit Totband)
 - Gleichspannungsregelung
 - Statische Regelung
 - Blindleistungsregelung
 - Wechselspannungsregelung

Die bestimmten Stromsollwerte werden anschließend betraglich begrenzt (Präferenzvorgabe möglich) und der Inner Control übergeben.

- **Inner Control:** Die Inner Control beinhaltet die innere Stromregelung mit dq-Entkopplung zur Bestimmung des Modulationsindex.
- **Uac/f-Regelung:** Beinhaltet die Regelung für den Inselbetrieb der VSC. Abhängig von der gewählten Betriebsart wird entweder der Ausgang der Inner Control oder der Uac/f-Regelung weitergeleitet.
- **Linearisierung und Rücktransformation:** Dieser Block beinhaltet eine Linearisierung der Magnitude des Sollwertzeigers, eine Begrenzung auf 1,5 p.u. und die Rücktransformation in den abc-Bereich. Falls Statik gewählt wird, so wird die Linearisierung aus Gründen des dynamischen Verhaltens nicht durchgeführt.

4.2.2.2 Lower-Level-Control

Die Lower-Level-Control ist spezifisch für die MMC-Technologie und entfällt beim niedrigsten Detaillierungsgrad. Die Lower-Level-Control beinhaltet die Circulating-Current-Suppression-Control (Kreisstromunterdrückung), die NLC (Nearest-Level-Control) zur Modulation und die Capacitor-Balancing-Control (CBC). Am Ausgang werden die Gate-Signale je Arm generiert.

Im auf dem Schaltverhalten des Arms basierenden Modell kommt eine reduzierte Lower-Level-Control ohne Capacitor-Balancing-Control zum Einsatz, da die einzelnen Submodule nicht mehr getrennt dargestellt werden, d.h., es entfallen die Kondensatorspannungen als Eingangsgrößen.

4.2.2.3 Funktionsweise/Betrieb

In diesem Abschnitt soll auf die Funktionsweise des VSC-MMC-Modells und seine Initialisierung eingegangen werden.

1. Initialisierung/Kontrollierter Hochlauf:

- Der Ablauf zu Simulationsbeginn ist abhängig davon, ob die Start-up-Sequence aktiviert wurde.
- Falls diese nicht gewählt wurde, so wird die Simulation in einem pseudostationären Zustand begonnen: Die Kondensatoren der Submodule (bzw. die äquivalente Kapazität) erhalten als Anfangsbedingung die volle Nennspannung, die AC-Leistungsschalter sind geschlossen und die Station ist deblockiert. Für die durchgeführten Simulationen wurde hauptsächlich diese Methode gewählt.
- Falls die Start-up-Sequence angewählt wurde, so können u.a. die Zeitpunkte des Schließens der Leistungsschalter, die Deblockierzeit und der Beginn der Rampe vorgegeben werden.
- Wird eine Lastflussberechnung in EMTP-RV, die vor der Berechnung im Zeitbereich durchgeführt wird, gewünscht, so ist eine Initialisierungszeit vorzugeben.

2. Stationärer Betrieb:

- Im stationären Betrieb wird eine Änderung der übertragenen bzw. aufgenommenen Wirk- oder Blindleistung über eine Stufenänderung des Sollwertes erreicht.
- Die VSC versucht unter Berücksichtigung des maximal zulässigen Stroms die voreingestellten Werte zu halten.

3. Gestörter Betrieb/Dynamischer Fall:

- Bei Auftritt eines Spannungseinbruches einer oder aller Phasen im speisenden Wechselspannungsnetz unter 0,1 p.u., wie dies z.B. bei einem Erdkurzschluss auftreten kann, wird die betroffene MMC-Station von der Schutzeinrichtung rasch blockiert. Die Leistungsschalter bleiben hingegen geschlossen, um die Station in Bereitschaft zu halten, damit nach Löschung des Fehlers sofort wieder zugeschaltet werden kann. Die Gleichspannung wird auch während des Fehlers gehalten, die zweite Station kann deblockiert bleiben (allerdings keine Wirkleistung übertragen), diese verhält sich dann ähnlich wie ein STATCOM.
- Bei Auftreten eines Fehlers auf der Gleichspannungsseite wird bei Erreichen des vorgegebenen maximalen Fehlerstroms (z.B. 6 p.u.) die Station blockiert, dies unterbricht allerdings nicht den Fehlerstrom. Der Fehlerstrom wird erst durch den AC-Leistungsschalter gelöscht. Nach Unterbrechung des Fehlerstroms bleibt der Leistungsschalter offen, ein erneutes Zuschalten wie bei AC-Fehlern ist nicht möglich.

4.2.3 Fallstudien

4.2.3.1 CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System

Übersicht:

Das CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System wurde 2013 von den CIGRÉ Working Groups B4-57 und B4-58 mit der Absicht der Schaffung eines Benchmark-Systems (ähnlich dem bereits vorhandenen LCC-Benchmark) erstmalig vorgestellt. Bei dem präsentierten System handelt es sich um ein auf der VSC-Technologie basierendes, vernetztes Gleichstromnetzwerk, das in Abbildung 4-18 schematisch dargestellt ist.

Das Test Grid besteht im Wesentlichen aus den im Folgenden aufgelisteten Komponenten:

- 2 Onshore-Drehstromsysteme (Index A und B)
- 4 Offshore-Drehstromsysteme (Index C-F, wobei E eine passive Last darstellt)
- 3 VSC-DC-Systeme (DCS1, DCS2, DCS3) mit insgesamt 11 Umrichterstationen
- 2 DC-DC-Wandler (Cd-B1 und Cd-E1)
- Das DC-System DCS1 ist eine Punkt-zu-Punkt Verbindung, die als symmetrischer Monopol mit 200 km Kabel und einer Nennleichspannung von ± 200 kV ausgeführt ist. Das System DCS2 ist ebenfalls monopolar ausgeführt und verfügt über die gleiche Übertragungsspannung, allerdings wird dieses im 4-Terminal Betrieb geführt und verfügt über eine Kombination aus Freileitungs- und Kabelabschnitten, um z.B. Reflektionen durch den unterschiedlichen Wellenwiderstand untersuchen zu können. Bei DCS3 handelt es sich um ein bipolares 5-Terminal System mit einer Übertragungsspannung von ± 400 kV, dieses enthält zur Lastflussregelung zusätzlich einen DC-DC-Wandler Cd-B1. Die Systeme 2 und 3 sind darüber hinaus mittels DC-DC-Wandler Cd-E1 verbunden. Jeder dieser 3 DC-Systeme kann separat verwendet werden, falls das gesamte Test Grid zu komplex ist. Zudem können die DC-DC-Wandler entweder überbrückt (Cd-B1) oder komplett entfernt werden (Unterbruch, Cd-E1). Die genauen Parameter (Leitungen, Reglereinstellungen der VSC usw.) können der Literatur entnommen werden [1] [59].

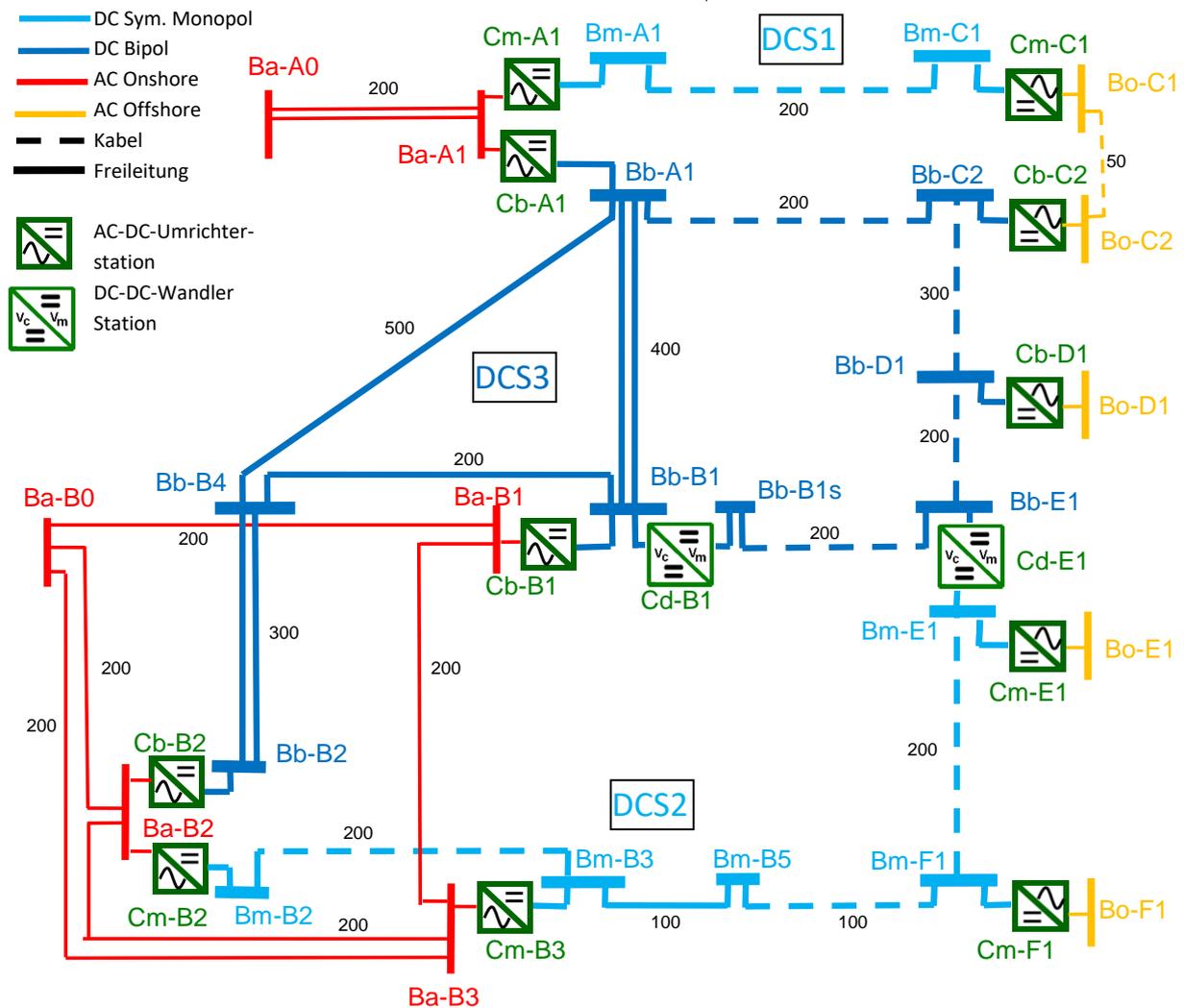


Abbildung 4-18: Übersicht über das CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System (Entfernungen in km) [1]

Modellbildung:

Zu den Lastflüssen im stationären Zustand finden sich in der Literatur widersprüchliche Angaben [1] [59]. Für die weitere Modellbildung sei der Lastfluss nach [59] (siehe Abbildung 4-19) herangezogen, da ebendort genauere Daten erwähnt werden. Nicht in der Literatur angeführt werden hingegen die Amplitude bzw. Phasenlage der Einspeisungen an den Sammelschienen, um den gewünschten Lastfluss zu erreichen¹¹, z.B. ist an der Sammelschiene Ba-B1 eine Erzeugung von 2000 MW und eine 1000-MW-Last gefordert. Dies stellt eine Herausforderung dar, und um dies zu erreichen, waren

¹¹ Prinzipiell könnten in EMTP-RV hierfür die Lastflussbauteile verwendet werden, dies bringt aber Nachteile mit sich: Vor einer Berechnung im Zeitbereich müsste immer die Lastflussberechnung durchgeführt werden, die oft Konvergenzprobleme aufweist.

umfangreiche Untersuchungen und Simulationen erforderlich. An den Sammelschienen Ba-A1 und Ba-B2 wurden aktive Lasten (Ersatzquellen eines Netzes) verwendet, um den Lastfluss zu erreichen, die akquirierten Daten sind in Tabelle 4-2 aufgelistet:

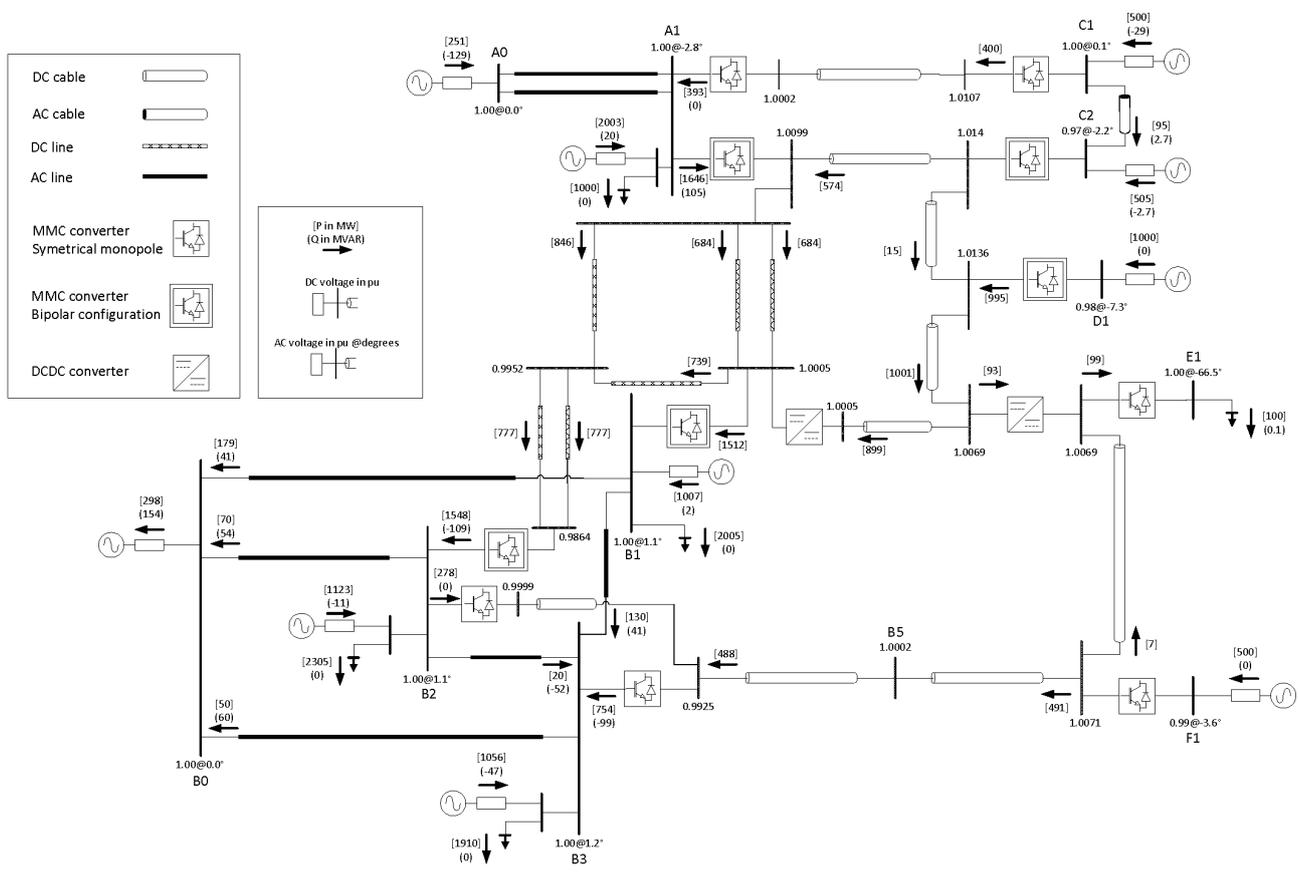


Abbildung 4-19: Stationärer Lastfluss des CIGRÉ Test Grids aus [59]; [Wirkleistung] und (Blindleistung)

Tabelle 4-2: Empirisch ermittelte Parameter der Einspeisungen

Parameter	Sammelschiene Ba-A1	Sammelschiene Ba-B2
Nennwechselspannung	380,23 kV	392,34 kV
Kurzschlussleistung	30000 MVA	4000 MVA
X/R-Verhältnis	100	10
Frequenz	50 Hz	50 Hz
Phasenlage	-2,97°	-15,14°

An den anderen Sammelschienen kamen starre Lasten zum Einsatz:

- Parameter Ba-B3: 380 kV, 854 MW, 47 MVar
- Parameter Ba-B1: 380 kV, 998 MW, 0 MVar

Zusätzlich ist eine Modifikation im Offshore-System (Bo-C1/C2) notwendig, um an beiden Erzeugereinheiten eine gleichmäßige Einspeisung von ca. 500 MW zu erhalten: Die Phasenlage der Einspeisung Bo-C1 wird um $+3,5^\circ$ verändert.

Nach Vorgabe in [59] sind die DC-DC-Wandler als ideale Transformatoren zu implementieren:

- Cd-B1: $\ddot{u} = 1:1$
- Cd-E1: $\ddot{u} = 1:2$

Anmerkungen/Grenzen des CIGRÉ-Test-Grids:

Das CIGRÉ-Test-Grid erlaubt die Untersuchung und die Machbarkeitsstudie umfangreicher VSC-Multi-Terminal-Systeme, auch wenn die ersonnene Systemkonfiguration nicht realistisch ist [60] [61]. Ferner kommt es zu keiner Berücksichtigung der LCC-Technologie und das CIGRÉ-Test-Grid enthält hauptsächlich VSC-Freileitungen (ungünstig im Fehlerfall), allerdings keine derzeit diskutierten „hybriden“ Freileitungen (Parallelführung von AC/DC an einem Mast). Ein modifiziertes Test-Grid im Zuge künftiger Arbeiten würde zudem folgende Vorteile besitzen:

- Untersuchung von HGÜ-Verbindungen im bestehenden Hochspannungsnetz
- Untersuchung der Auswirkungen auf das Gesamtsystemverhalten
- Test und Entwicklung von Reglerstrukturen
- Erweiterung und Ergänzung

In der folgenden Tabelle sind die Grenzen des CIGRÉ-Test-Grids aufgelistet und möglichen Verbesserungen/Erweiterungen gegenübergestellt:

Tabelle 4-3: Grenzen des CIGRÉ-Test-Grids/Vorschlag eines modifizierten Test-Grids, Anmerkungen siehe Text

Implementierbare Konfigurationen	CIGRÉ-B4-DC-Test-Grid-System	Vorschlag für ein modifiziertes Test-Grid
Punkt-zu-Punkt Verbindungen	Ja	Ja
Monopolare HGÜ	Ja	Ja
Bipolare HGÜ	Ja	Ja
Multi-Terminal Systeme	Ja	Ja ⁽¹⁾
HGÜ-Kurzkupplung	Nein	Ja
DC-DC-Konverter	Ja	Nein ⁽²⁾

Berücksichtigung der VSC- (MMC-)-HGÜ	Ja	Ja
Berücksichtigung der LCC-HGÜ	Nein	Ja
Kombination Freileitung/Kabel	Ja	Ja
Hybridfreileitungen	Nein	Ja
Hybride HGÜ (Kombination LCC/VSC)	Nein	Ja ⁽³⁾
Vorwiegend VSC-Freileitungen	Ja	Nein ⁽⁴⁾
Versorgung passiver Lasten/Netze	Ja	Ja

Anmerkungen zu Tabelle 4-3: ⁽¹⁾Der Umfang von Multi-Terminal Systemen sollte sich für realistischere Untersuchungen zunächst auf den 3-Terminal- (Stand der Technik) bzw. maximal 4-Terminal-Betrieb beschränken. ⁽²⁾DC-DC-Wandler sind derzeit noch Gegenstand aktueller Forschung und führen zu einer erhöhten Komplexität. Eine Nachbildung mit idealen Transformatoren ist idealisiert und kann weggelassen werden, da dies keinen Mehrgewinn bringt. ⁽³⁾Auch die Implementierung einer hybriden HGÜ (siehe nächster Abschnitt) ist derzeit Gegenstand aktueller Untersuchungen und kann, da für beide Technologien realistische Modelle zur Verfügung stehen, in begrenztem Ausmaße integriert werden. ⁽⁴⁾Die überwiegende Verwendung von VSC-basierten Freileitungen ist, wie bereits oben erwähnt, unrealistisch.

4.2.3.2 Hybride LCC-VSC-HGÜ-Konfigurationen

Die Vorteile der VSC, wie der Betrieb an sehr schwachen Netzen bzw. passiven Lasten, wurden den Nachteilen, wie z.B. den höheren Verlusten der Umrichterstationen, gegenübergestellt. Daraus entstand die Idee, beide Technologien innerhalb einer einzigen HGÜ mitsamt ihren Vorteilen zu vereinen. Im Zuge dieser Arbeit werden 2 Konfigurationen untersucht (siehe Abbildung 4-20):

- 1. LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter:** Eine Konfiguration wie sie sich z.B. zur Versorgung eines Inselnetzes eignen würde, vereinte die Vorteile der LCC, die mit dem Drehstromnetz verbunden wird, mit denen der VSC. Zum Einsatz komme eine bipolare HGÜ mit einer Übertragungsleistung von 2000 MW bei ± 500 kV/2 kA.
- 2. VSC-Gleichrichter und LCC-Wechselrichter:** Die zweite Konfiguration wiederum bestehe aus einem VSC-Gleichrichter, der beispielsweise Offshore installiert sein könnte und einem netzgeführten Wechselrichter. Zum Einsatz komme eine monopolare HGÜ mit einer Übertragungsleistung von 1000 MW bei ± 500 kV/2 kA.

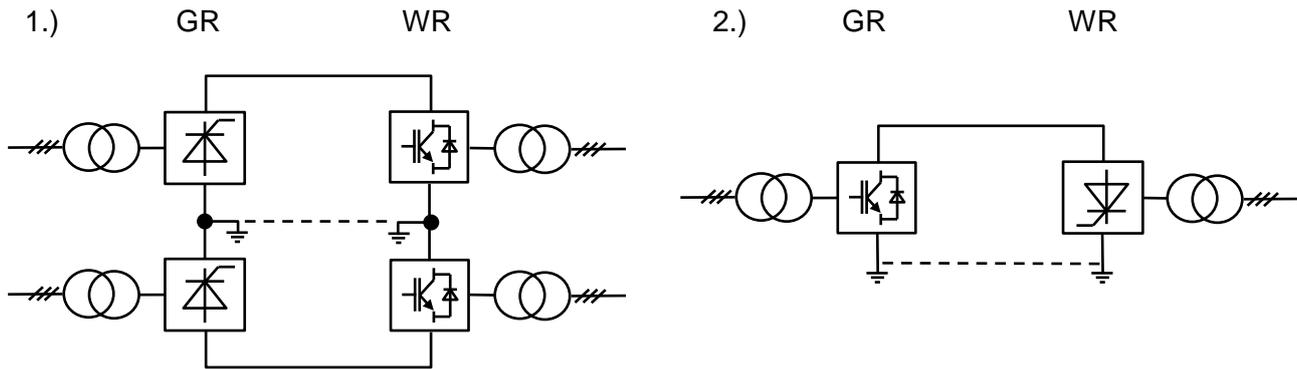


Abbildung 4-20: Zu untersuchende hybride HGÜ-Konfigurationen

Die Parameter für die beiden zu untersuchenden Fälle stimmen mit dem unter Bipolare LCC-HGÜ vorgestellten Modell überein¹².

Zum Einsatz kommt neben dem VSC-MMC Modell die LCC mit Leitregelung und entsprechender Polregelung. Bei der bipolaren Konfiguration ist zu beachten, dass nur eine Gleichrichterregelung zum Einsatz kommt, d.h., die beiden Pole werden synchron geregelt. Bei der monopolaren Konfiguration wurde die VSC als symmetrischer Monopol eingesetzt. Eigentlich liegt die Gleichspannung der VSC zwischen positivem und negativem Pol an. Um dies mit der LCC zu kombinieren, wird ein Pol der VSC wie bei der LCC auf definiertes Potential (Bezugserde) gesetzt. Dies führt dazu, dass die Gleichspannung im nicht geerdeten Pol auf die volle Pol-Pol-Spannung ansteigt, dies muss bei den Einstellungen der VSC-MMC berücksichtigt werden. Die gewählte Regelungsstrategie basiert auf der Tatsache, dass die VSC gleichspannungsseitig nur entweder die Wirkleistung oder die Gleichspannung konstant halten kann. Im Fall 1 werden die LCC-Gleichrichter mit der üblichen Stromregelung betrieben, während die VSC die Gleichspannungsregelung übernimmt. Im untersuchten Fall 2 ist eine geringfügige Anpassung der LCC-Wechselrichterregelung notwendig, hierzu werden die Gleichspannungsregelung sowie die Strommarge der LCC entfernt, damit der Wechselrichter den Strom kontrollieren kann. In Abbildung 4-21 ist die Kennlinie zur Einstellung des Arbeitspunkts für Beispiel 1 dargestellt.

In der Literatur werden andere Herangehensweisen zur Regelung einer hybriden HGÜ erwähnt, z.B. die Regelung der LCC auf konstante Gleichspannung und die Regelung der VSC auf konstante Wirkleistung [23] [62]. Zu beachten ist, dass falls die LCC im Wechselbetrieb eingesetzt wird und es zum unvermeidlichen Wechselrichterkippen in Folge eines AC-Fehlers kommt, so hat dies sehr hohe

¹² Im Folgenden wird aus grammatischen Einfachheitsgründen in ähnlichen Fällen weiter unten für die weitere Erläuterung der Annahmen der Indikativ anstelle des Konjunktives verwendet.

Ströme zur Folge, die zur Blockierung und daraus resultierenden Abschaltung der VSC-Station führen können.

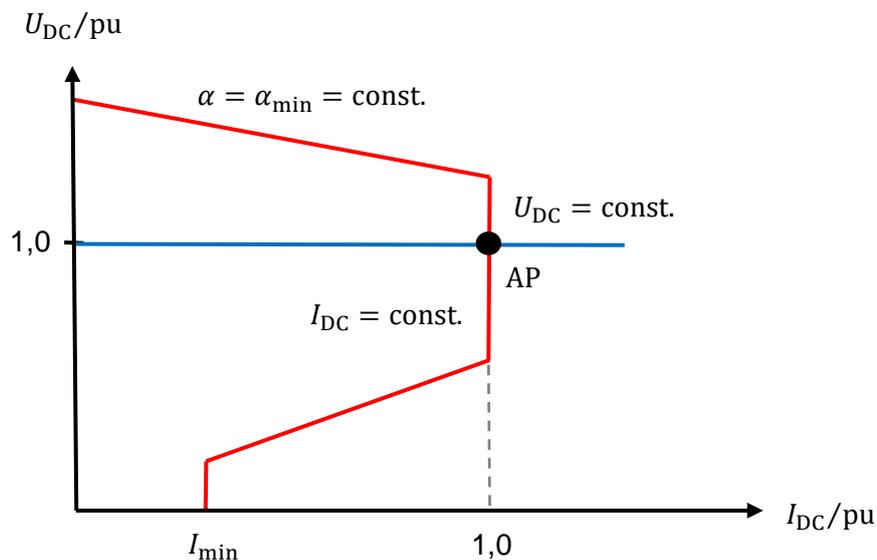


Abbildung 4-21: Statische Kennlinie der hybriden HGÜ am Beispiel von Fall 1 (LCC-Gleichrichter, VSC-Wechselrichter)

4.3 NUMERISCHE BERECHNUNGSERGEBNISSE UND INTERPRETATION

4.3.1 Randbedingungen

Zur Validierung des numerischen VSC-Berechnungsmodelle werden in der Literatur verschiedene Testfälle vorgeschlagen [7] [41] [59]:

- Sprung der Sollwerte der jeweiligen Regelungen (z.B. Sprung des Wirkleistungssollwertes der VSC)
- Erdkurzschluss (1- oder 3-polig) an der Gleichrichter- bzw. Wechselrichtersammelschiene für 5-10 Perioden
- Gleichspannungsseitiger Leiter-Leiter-Fehler (bei Ausführung als Bipol bzw. als symmetrischer Monopol) für 50 ms
- Ausfall einer Station in einem Multi-Terminal-System

Beim VSC-Modell sind für die Validierung folgende Größen auf Grund der eingesetzten Regelung wichtig und zu analysieren:

- Pol-Pol-Gleichspannung der Stationen mit Gleichspannungsregelung oder Statik
- Wirkleistung der Stationen mit Wirkleistungsregelung oder Statik

Zusätzlich können folgende Größen, insbesondere im Fehlerfall, von Interesse sein:

- Speisende Wechselspannung
- Blockiersignal bzw. AC-Leistungsschaltersteuersignal

In vernetzten Multi-Terminal Systemen (z.B. dem CIGRÉ-Test-Grid) kann es zur Untersuchung des gewünschten Lastflusses erforderlich sein, die Leistungen zusätzlich an den jeweiligen DC-Knotenpunkten zu überprüfen.

Gewählt wurde für die numerischen Berechnungen, falls nicht anders angegeben, das VSC-MMC-Modell basierend auf der Schaltfunktion des Arms. Aus Gründen des Berechnungsaufwandes werden die numerischen Berechnungen für das CIGRÉ-Test-Grid nach einer Empfehlung aus [59] mit einer Simulationszeit von 2,5 s bei einer Schrittweite von 40 μ s durchgeführt. Die Schaltverzögerung des AC-Leistungsschalters der VSC-Umrichterstation sei mit 40 ms angenommen. Um die Vergleichbarkeit zu ermöglichen, seien mit Ausnahme des CIGRÉ-Test-Grids, Ereigniseintritte 3 s nach Beginn der Simulation angenommen. Die folgenden Fallstudien wurden im Zuge der Simulation herangezogen:

- CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System
- Hybride LCC-VSC-HGÜ: Untersucht werden folgende 2 Systemkonfigurationen:
 - Bipolare HGÜ mit LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter
 - Monopolare HGÜ mit VSC-Gleichrichter und LCC-Wechselrichter

Durch die Kombination beider Technologien sind sowohl die wesentlichen Größen der LCC (Zündwinkel, Gleichstrom usw.) als auch die der VSC (Gleichspannung usw.) zu untersuchen. Da mit dem VSC-Modell kein kontrolliertes Herunterfahren möglich ist, genügt es, die Simulationszeit auf 5 s zu beschränken.

4.3.2 CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System

4.3.2.1 Fall 1: Stationärer Betrieb und Lastfluss

Das gesamte Test Grid wurde wie in [59] beschrieben und im Abschnitt CIGRÉ-B4-DC-Grid-Test-System dieser Arbeit ergänzt in EMTP-RV aufgebaut und analysiert. In Abbildung 4-22 sind die berechneten Lastflüsse (Wirk- und Blindleistung) mit den Werten aus [59] direkt verglichen. Bei den dargestellten Werten handelt es sich um die Werte im stationären Zustand, nachdem alle Ausgleichsvorgänge zu Beginn der Simulation abgeklungen sind. Die so erhaltene Lastflussberechnung ist die Grundlage für weitere (dynamische) Untersuchungen.

Aus dieser Berechnung lässt sich ableiten, dass die Abweichung der erhaltenen Lastflüsse in Anbetracht der Vorgabe sehr gering ist. Für eine genauere Übersicht über das Testgrid mit Bezeichnung der Stationen, Entfernungsangaben usw. siehe Abbildung 4-18. Weitere Folgerungen aus der Lastflussuntersuchung:

- Das AC-System A liefert elektrische (Wirk-)Leistung
- Das AC-System B konsumiert elektrische (Wirk-)Leistung
- Die Umrichterstation Cb-A1 von DCS3 (spannungsführend) ist am stärksten ausgelastet

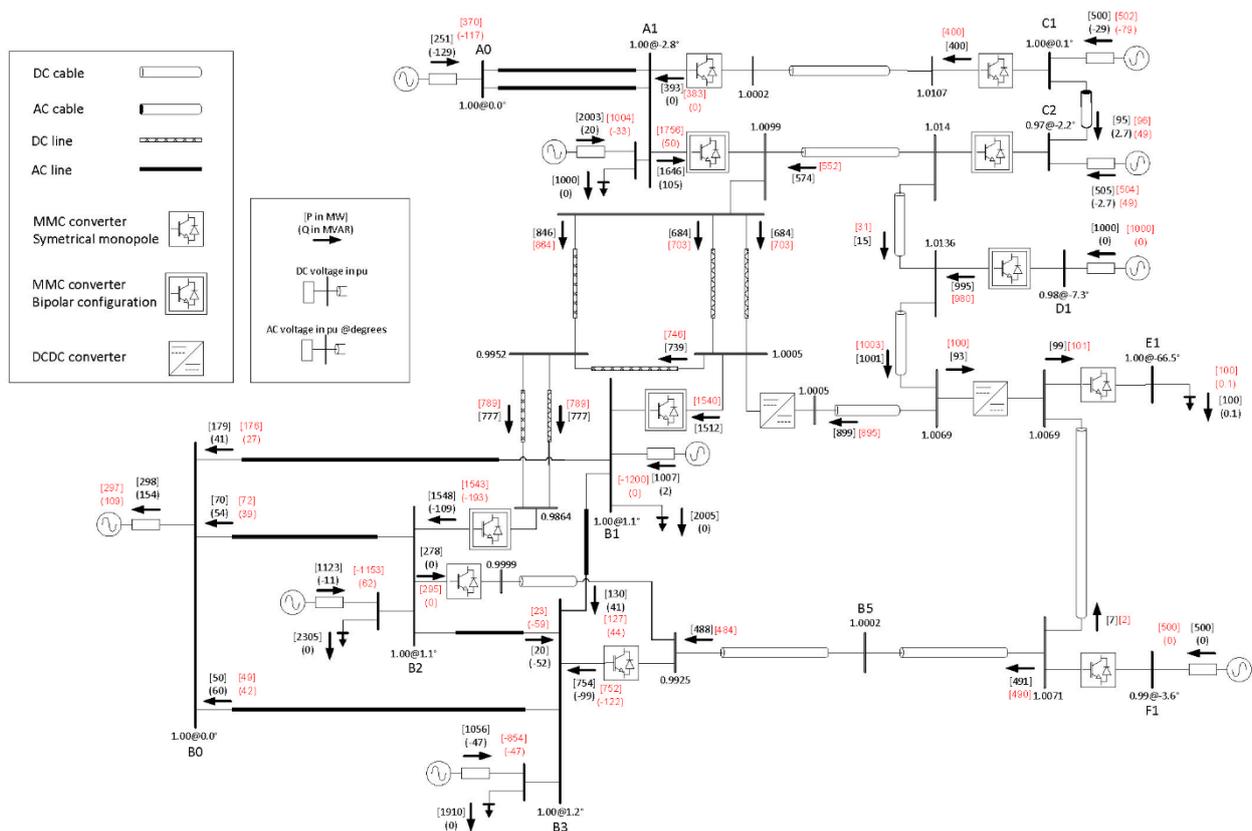


Abbildung 4-22: Vergleich der stationären Lastflussflüsse des nachgebauten CIGRÉ-Testgrids (rot) mit den Vorgaben aus [59]; [Wirkleistung] und (Blindleistung)

4.3.2.2 Fall 2: Ausfall der Umrichterstation Cb-A1

In [59] wird zur Untersuchung der Stabilität als Testfall ein Totalausfall der Station Cb-A1 empfohlen. Dies wird durch gleichzeitige Isolierung der Station nach 1,5 s Simulationsdauer durch ideale Schalter erreicht.

Achtung: In der Literatur wird für die Station die Betriebsart Gleichspannungs- und Wechselspannungsregelung angeführt, dies ist jedoch hier **nicht** möglich, da durch die Isolierung der Station die Wechselspannung komplett verschwindet und dies in der Synchronisierungseinrichtung (PLL) einen Fehler (max. delay exceeded; Überschreitung der maximalen Verzögerungszeit der Phasenregel-schleife), der zum Abbruch der Simulation führt, hervorruft. Dies wurde wie folgt gelöst: Aus der stationären Lastflussberechnung ist bekannt, dass Cb-A1 im stationären Betrieb ca. 100 MVar kon-

sumiert. Zur Nachbildung eines annähernd äquivalenten Verhaltens wird nun statt Wechselspannungsregelung die Blindleistungsregelung mit dem Sollwert von 100 MVar (dies entspricht einem Referenzwert von ca. 0,0438 pu) eingesetzt, damit ist die Simulation durchführbar.

Der Ausfall der Station Cb-A1 ist besonders interessant, da diese den höchsten Wirklastfluss führt und zudem die Gleichspannung des bipolaren 5-Terminal-Systems DCS3 kontrolliert. Bei Ausfall muss sich der Lastfluss ändern, zudem müssen die verbleibenden Stationen im Statik-Modus die Gleichspannung auffangen. Da sich die Leistung abrupt ändert, kommt es zu einem Ausgleichsvorgang, nach dem sich die Gleichspannung auf einen vom stationären Betrieb verschiedenen Wert (in Abhängigkeit der statischen Konstante) einpendelt. Untersucht werden die Wirkleistungen der Umrichterstationen sowie deren Pol-Pol-Gleichspannungen, die in Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 graphisch dargestellt sind.

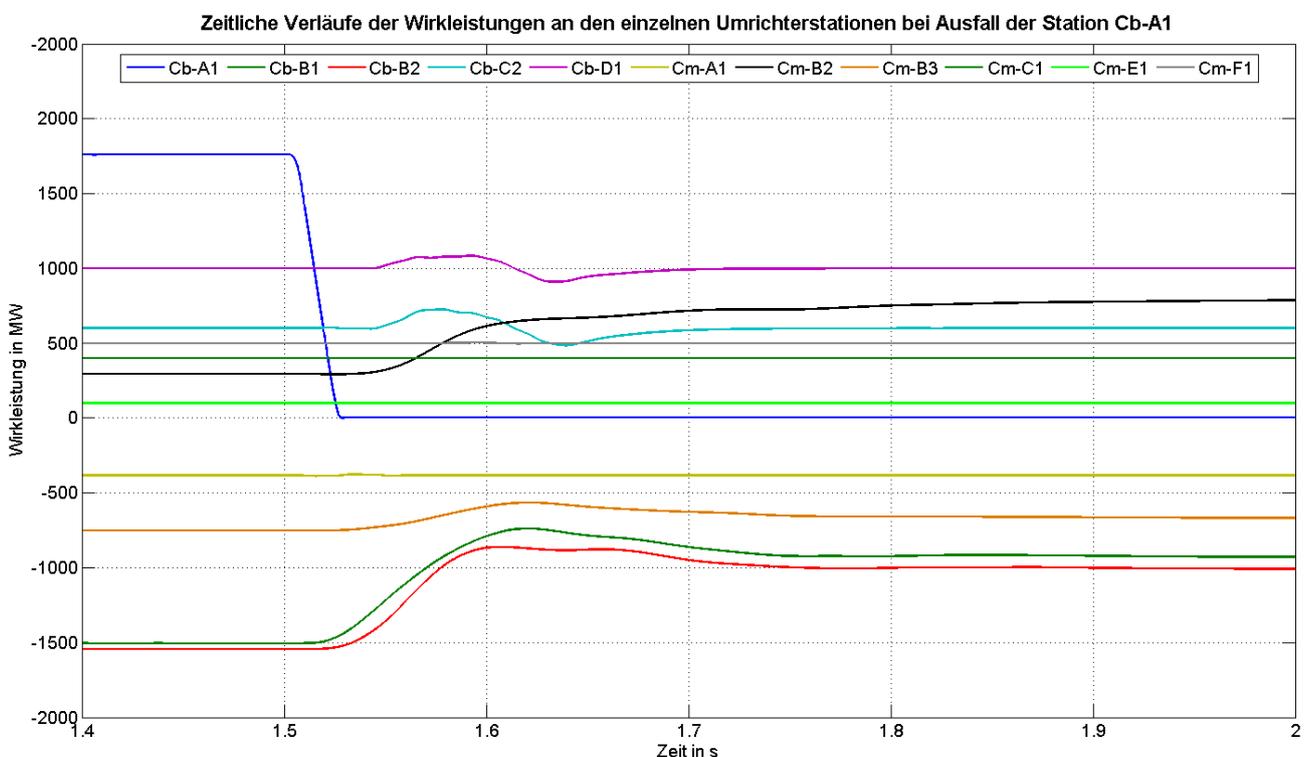


Abbildung 4-23: Zeitliche Verläufe der Wirkleistungen der einzelnen Umrichterstationen für die Variationsberechnung 5-1 (Ausfall der Station Cb-A1)

Nach Ausfall der Station kommt es zunächst zu einem Einbruch der Gleichspannung, bis die Stationen im Statik-Betrieb auf Grund der plötzlichen Leistungsänderung diese auffangen können. Die erhaltenen Ergebnisse dieser Variationsberechnung weisen eine gute Übereinstimmung mit der Literatur auf.

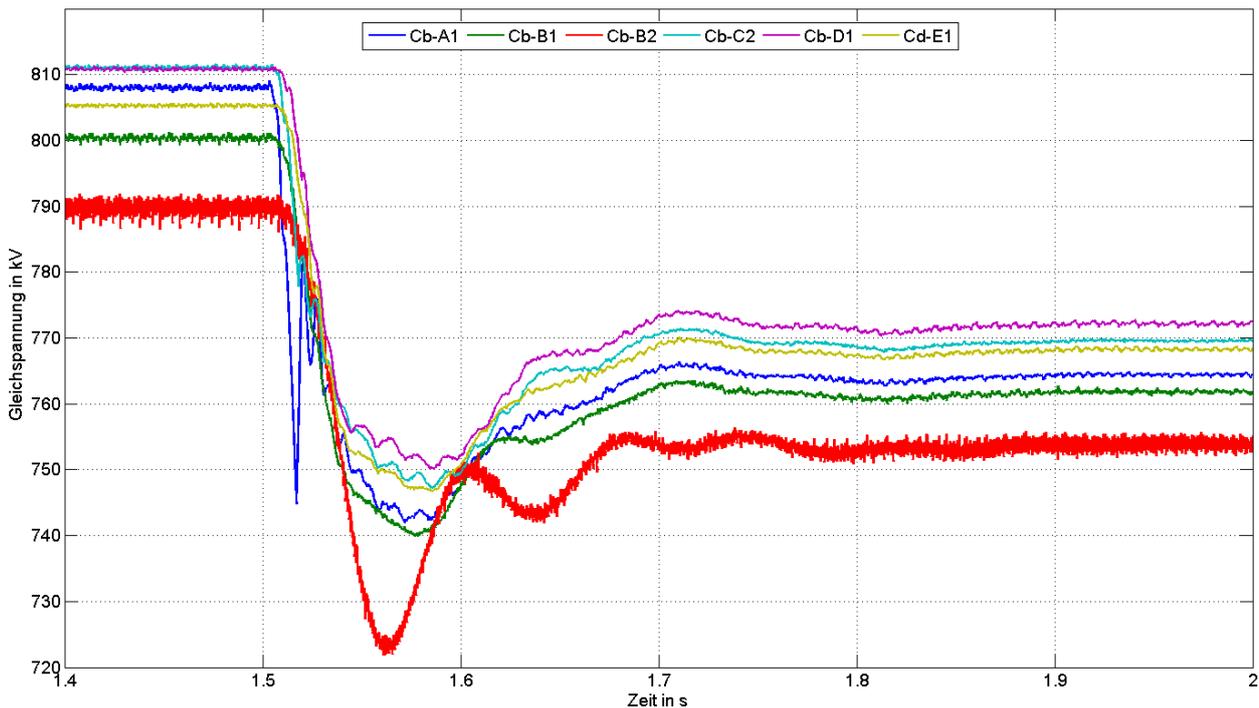
Zeitliche Verläufe der Gleichspannungen im bipolaren System (± 400 kV) an den einzelnen Umrichterstationen bei Ausfall der Station Cb-A1

Abbildung 4-24: Zeitliche Verläufe der Pol-Pol-Gleichspannung der einzelnen Umrichterstationen im DCS3 für die Variationsberechnung 5-1 (Ausfall der Station Cb-A1)

4.3.2.3 Fall 3: Pol-Pol-Fehler an der Umrichterstation Cb-B1

Ein weiterer empfohlener Testfall behandelt das Verhalten des Test Grids bei einem Pol-Pol-Kurzschluss (Leiterschluss) auf der Gleichspannungsseite der Station Cb-B1 im DCS3. Hierzu seien folgende Annahmen zulässig [59]:

- Der Fehler wird nach 1,5 s Simulationsdauer angenommen und nach 5 ms gelöscht.
- Der Fehler wird mittels idealen Schalter simuliert.
- Bei Erreichen des maximalen Überstroms einer Umrichterstation wird diese permanent blockiert und der AC-Leistungsschalter öffnet.
- Das Übersetzungsverhältnis der DC-DC-Wandler sei konstant.

Untersucht werden der Wirkleistungsfluss der einzelnen Stationen, die Pol-Pol-Gleichspannungen sowie das zeitliche Auftreten der Blockiersignale nach Eintritt des Fehlers. Dieser Fall ist nicht wie in der Literatur zu reproduzieren, da hier durch den Pol-Pol-Fehler die Spannung im bipolaren Netz DCS3 komplett zusammenbricht, siehe Abbildung 4-25. Das Ereignisprotokoll ist in Tabelle 4-4 dargestellt, aus diesem ist ersichtlich, dass die Stationen Cb-B2 und Cb-D1 nicht blockiert werden, allerdings ist auf Grund der abgefallenen Gleichspannung keine Energieübertragung mehr möglich.

Zeitliche Verläufe der Gleichspannungen im bipolaren System (± 400 kV) an den einzelnen Umrichterstationen bei einem Pol-Pol-Fehler an Cb-B1

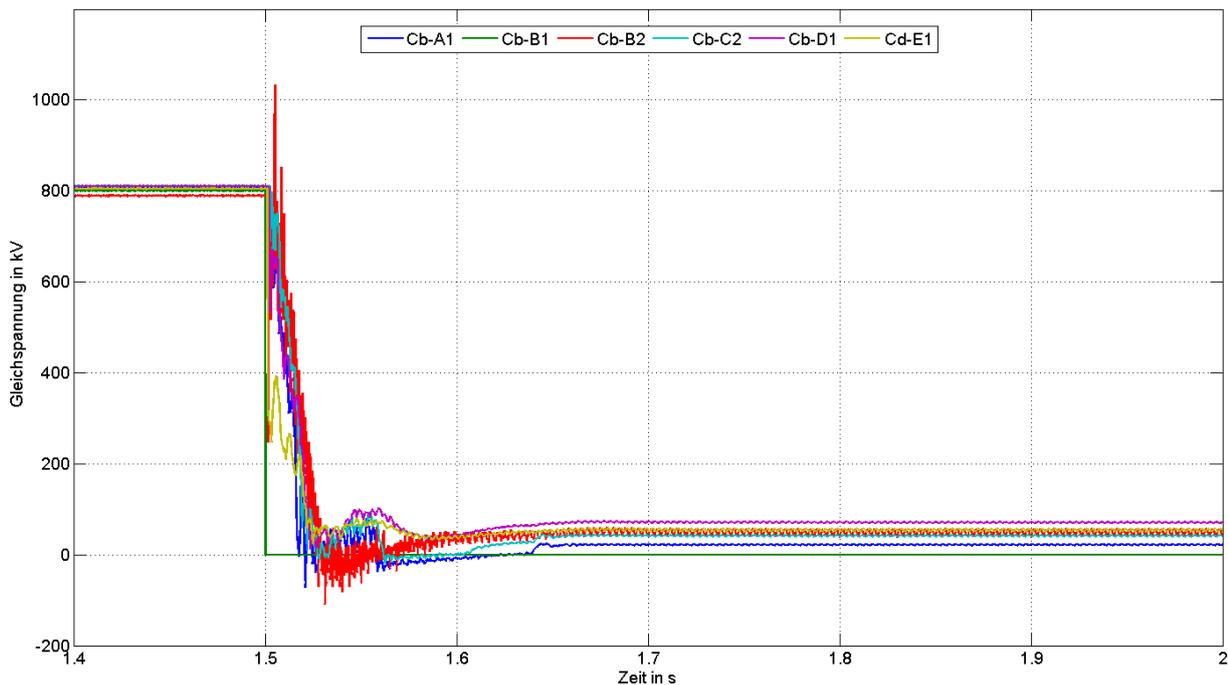


Abbildung 4-25: Zeitliche Verläufe der Pol-Pol-Gleichspannung der einzelnen Umrichterstationen im DCS3 für die Variationsberechnung 5-2 (Pol-Pol-Fehler an Cb-B1)

Tabelle 4-4: Ereignisprotokoll der Variation 5-2 (Pol-Pol-Fehler an Cb-B1)

Ereignis	Eintritt nach Fehlerbeginn in ms
Pol-Pol-Fehlereintritt	0
Ausfall der Station Cb-B1 (Blockierung)	0,8
Fehlerbeseitigung	5
Ausfall der Station Cb-A1 (Blockierung)	15,5
Ausfall der Station Cb-C2 (Blockierung)	18,5

Ein Vergleich des oben angesprochenen Verhalten mit der Literatur lässt eine größere Abweichung feststellen. Mögliche Gründe hierfür werden im Folgenden diskutiert:

- Es werden keinerlei Einstellwerte der Schutzeinrichtungen (z.B. maximaler Kurzschlussstrom usw.) in der Literatur angegeben, möglicherweise sind diese bei den ebenda durchgeführten numerischen Berechnungen überhaupt gänzlich deaktiviert.
- In [59] wird erwähnt, dass der Fehler nach 2 ms erkannt und nach weiteren 3 ms durch DC-Leistungsschalter isoliert wird, allerdings wird nicht erwähnt, wo genau diese zum Einsatz kommen.

4.3.3 Hybride LCC-VSC-HGÜ

4.3.3.1 Fall 1: Kontrollierter Hochlauf und stationärer Betrieb

- **LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter:** Nach Simulationsbeginn wird die VSC-MMC-Umrichterstation in einem pseudostationären Zustand initialisiert, nach etwa 100 ms hat die VSC die Betriebsspannung erreicht¹³. Im Anschluss daran werden die beiden LCC-Gleichrichter deblockiert und die Stromrampe wird vorgegeben. Der Arbeitspunkt der Gleichrichter liegt bei einem Zündwinkel von ca. 20°. In Abbildung 4-26 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.
- **VSC-Gleichrichter und LCC-Wechselrichter:** Ähnlich wie im vorherigen Modell legt die VSC-MMC-Umrichterstation die Gleichspannung nach Simulationsbeginn rasch fest, erst dann fährt die LCC den Gleichstrom hoch und die Leistungsübertragung setzt ein. Die Stromspitze bei Simulationsbeginn des Wechselrichterstroms ergibt sich durch die Form der Initialisierung der VSC. Die Kondensatoren der Submodule werden hierbei als bereits geladen angenommen. Daher ergibt sich bei Deblockierung der LCC durch die Spannungsdifferenz eine Stromspitze. Der Arbeitspunkt des LCC-Wechselrichters liegt im stationären Betrieb bei einem Zündwinkel von ca. 145°. In Abbildung 4-27 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

¹³ Da das Modell mit LCC Gleichrichter und VSC Wechselrichter bipolar ausgeführt ist, wird bei der Untersuchung der Gleichspannung die Pol-Pol-Spannung betrachtet.

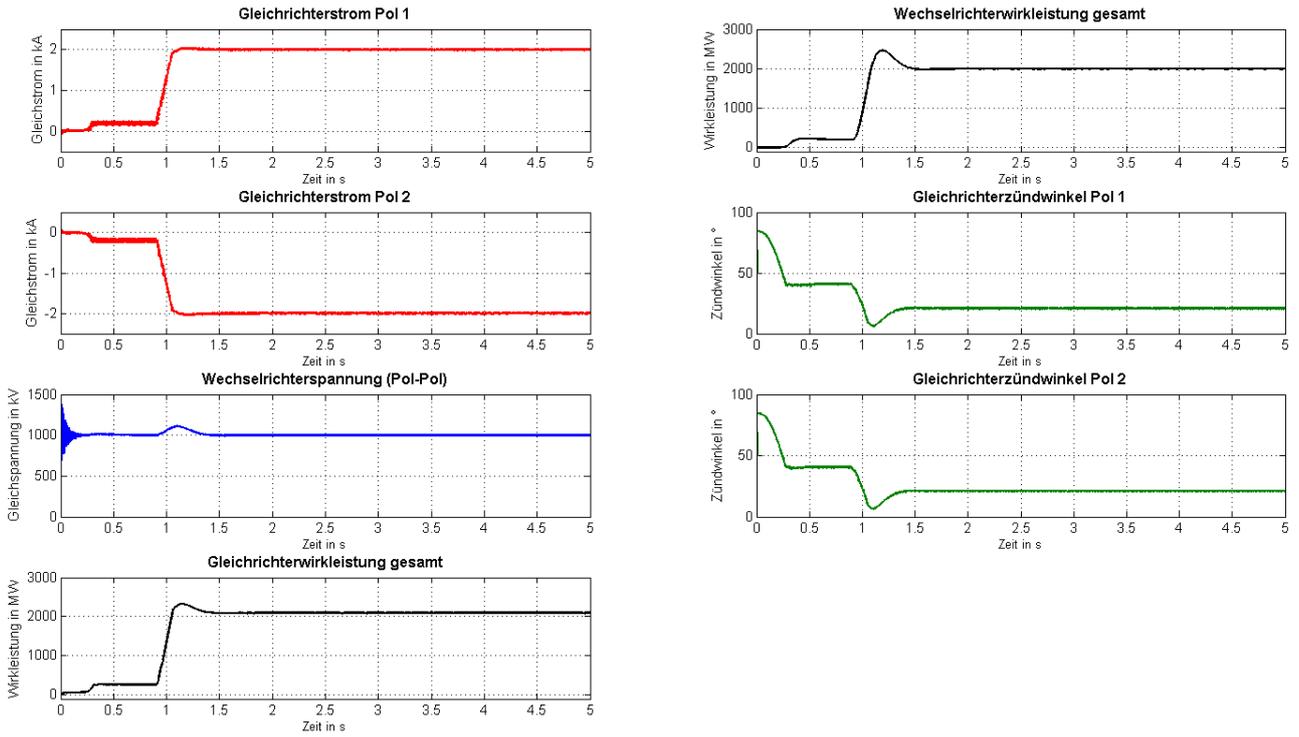


Abbildung 4-26: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 6-1-1 (stationärer Betrieb)

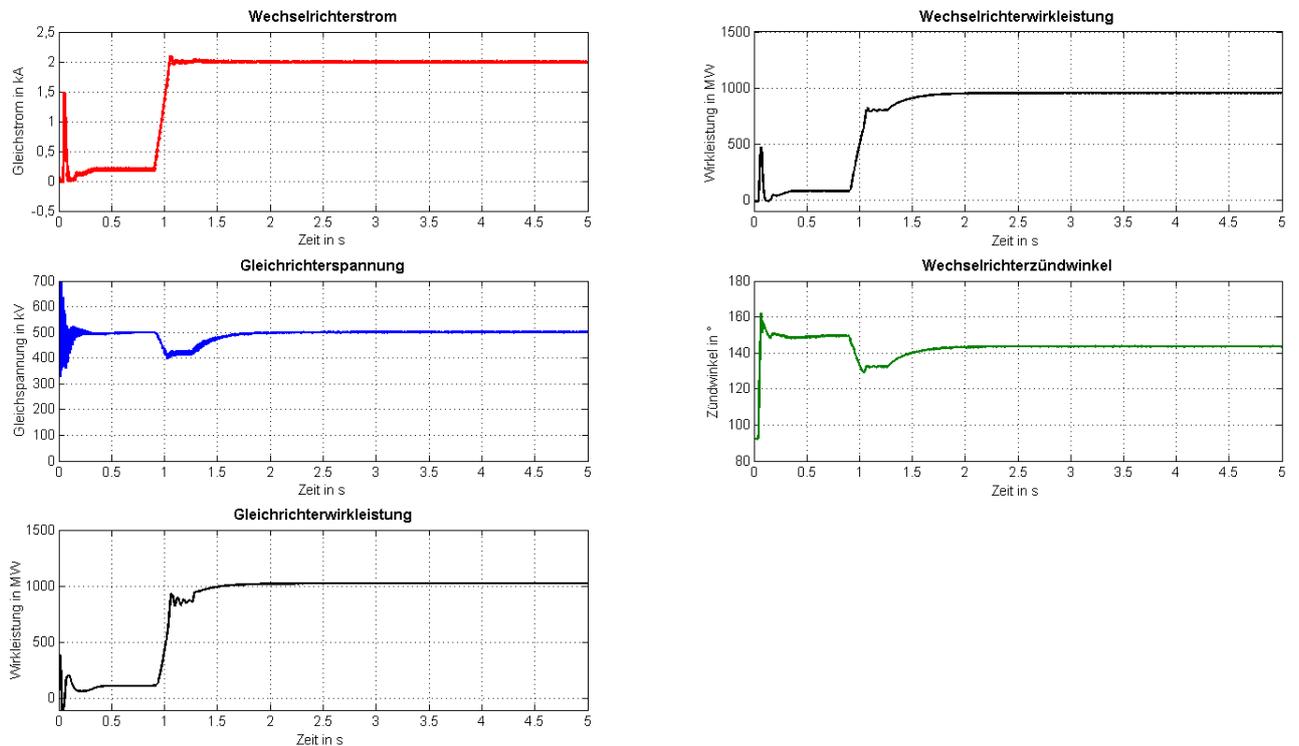


Abbildung 4-27: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 6-2-1 (stationärer Betrieb)

4.3.3.2 Fall 2: Dreipoliger Erdkurzschluss der Wechselrichtersammelschiene

In dieser Untersuchung wird nach 3 s Simulationsdauer ein dreipoliger Erdfehler mit einer Dauer von 100 ms an der Wechselrichtersammelschiene simuliert und analysiert.

- LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter:** Der Fehlereintritt (Einbruch der Netzspannung unter 0,1 p.u.) wird von der Schutzeinrichtung der VSC erkannt und innerhalb von 20 ms nach Registrierung wird die Umrichterstation blockiert. Das abrupte Blockieren der Wechselrichterstation führt zu einer Überspannung in der Größenordnung von 500 kV je Pol. Diese Überspannung bewirkt einen augenblicklichen Einbruch des Gleichstroms auf null, da die LCC-Gleichrichter die Spannung nicht mehr weiter erhöhen können (Aussteuergrenze erreicht). Nach Löschung des Fehlers wird der Strom von den Gleichrichtern wieder hochgefahren, sobald sich die Spannung der VSC wieder auf den stationären Wert eingependelt hat. In Abbildung 4-28 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

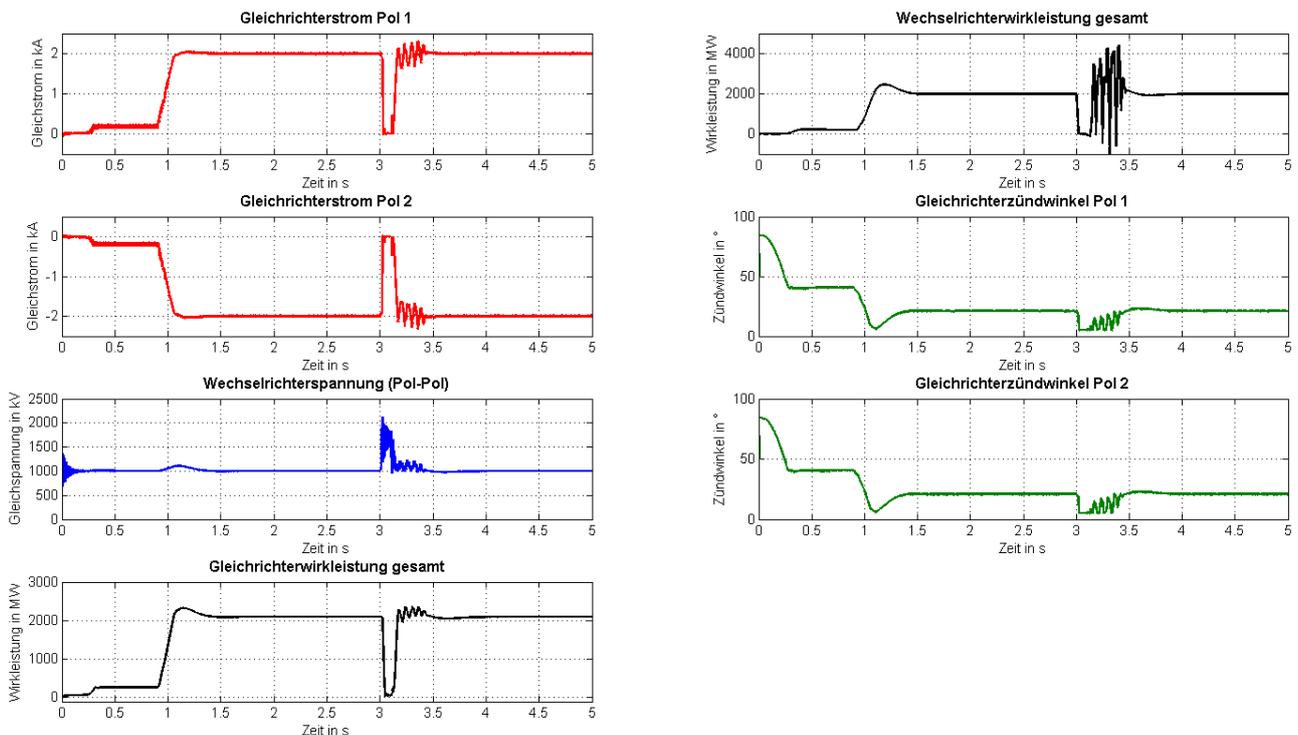


Abbildung 4-28: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 6-1-2 (3-poliger Fehler am WR)

- VSC-Gleichrichter und LCC-Wechselrichter:** In diesem Modell hat der dreipolige Fehler den Totalverlust der Kommutierungsspannung und somit ein Versagen der Kommutierung zur Folge. Der Wechselrichter kann seinen Gleichstrom (und folglich seine Gleichspannung) nicht halten, diese bricht zusammen. Dieser plötzliche Abfall der Spannung am Wechselrich-

terterminal hat einen signifikanten Stromanstieg zur Folge, da sich durch die Spannungsdifferenz der Spannungszwischenkreis der VSC zu entladen beginnt. Der Überstrom erreicht in wenigen Millisekunden den maximal zulässigen Fehlerstrom 12 kA (6 p.u.), woraufhin die Schutzeinrichtung der VSC anspricht und die VSC sofort und permanent blockiert. Gleichzeitig wird der Befehl des Öffnens an den AC-Leistungsschalter geleitet, d.h., in diesem Modell ist im Vergleich zum Hybridmodell mit LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter keine Fault-recovery-Sequence darstellbar. In Abbildung 4-29 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

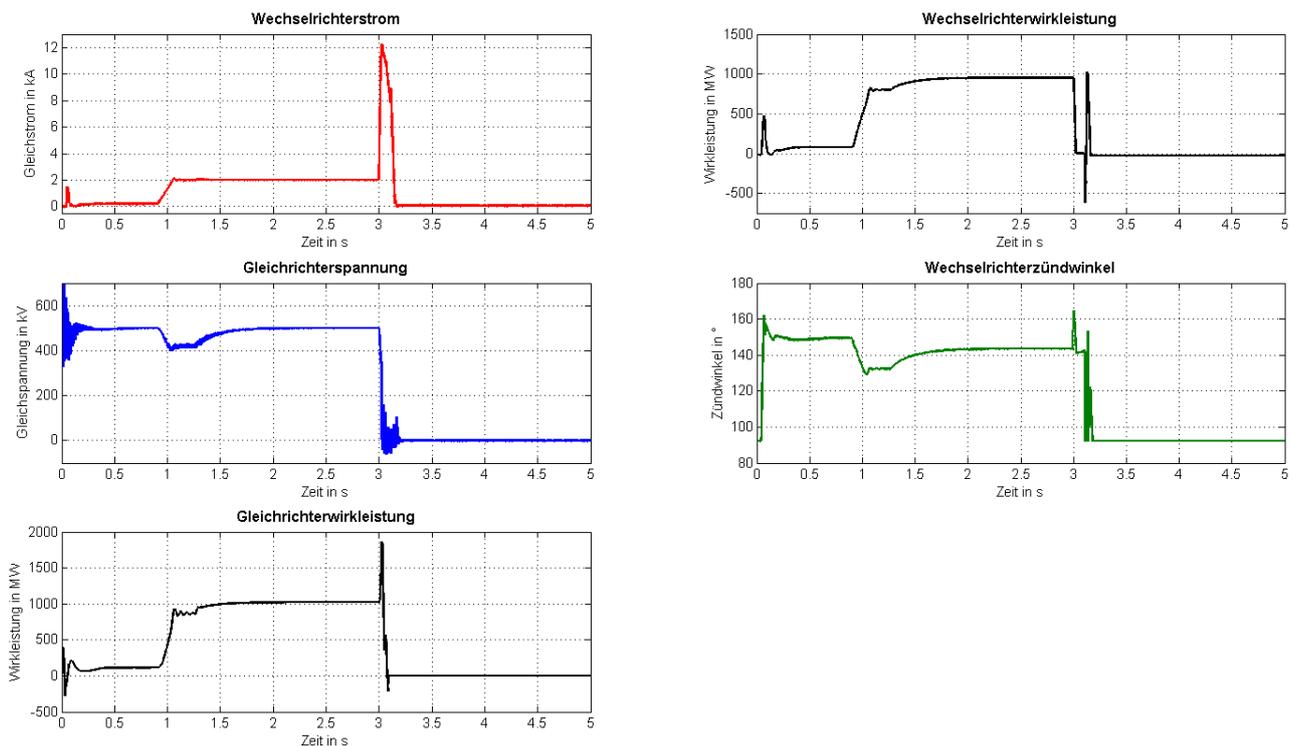


Abbildung 4-29: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 6-2-2 (3-poliger Fehler am WR)

4.3.3.3 Fall 3: Gleichspannungsseitiger Erdkurzschluss (DC-Fault)

In dieser Variationsberechnung werden die Folgen eines Erdfehlers auf der Gleichspannungsseite als Worst-Case Szenario untersucht und diskutiert.

- LCC-Gleichrichter und VSC-Wechselrichter:** In diesem Modell wird, da es sich um eine bipolare Anlage handelt, von einem Pol-Pol-Fehler (Leiterschluss) ausgegangen. Dieser wird für eine Dauer von 50 ms nach 3 s Simulationsdauer mit einem Übergangswiderstand von 1Ω angenommen. Der Fehlerort sei auf Seiten der Gleichrichter angenommen. Nach Eintritt des Fehlers steigt der Strom der LCC-Gleichrichter bis auf einen Wert von 4,5 kA an, bis dieser von der VDCOL abgeregelt wird. Gleichzeitig kommt es außerdem zu einer Entladung

des Spannungszwischenkreises der VSC in die Fehlerstelle hinein. Bei Erreichen des kritischen Stromwertes von 6 p.u. gibt die Schutzeinrichtung der VSC den Befehl der sofortigen Blockierung der Station, allerdings öffnet der AC-Leistungsschalter erst mit 40 ms Zeitverzug und auf Grund der geringen Widerstände zur Strombegrenzung steigt der Fehlerstrom der VSC weiter bis auf ca. 24 kA (12 p.u.) je Pol. Da die VSC nach dem Fehler permanent blockiert bleibt, sei angenommen, dass auch die LCC nach dem Fehler blockiert werde, da die VDCOL sonst versuchen würde, den Stromsollwert wieder zu erhöhen. In Abbildung 4-30 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

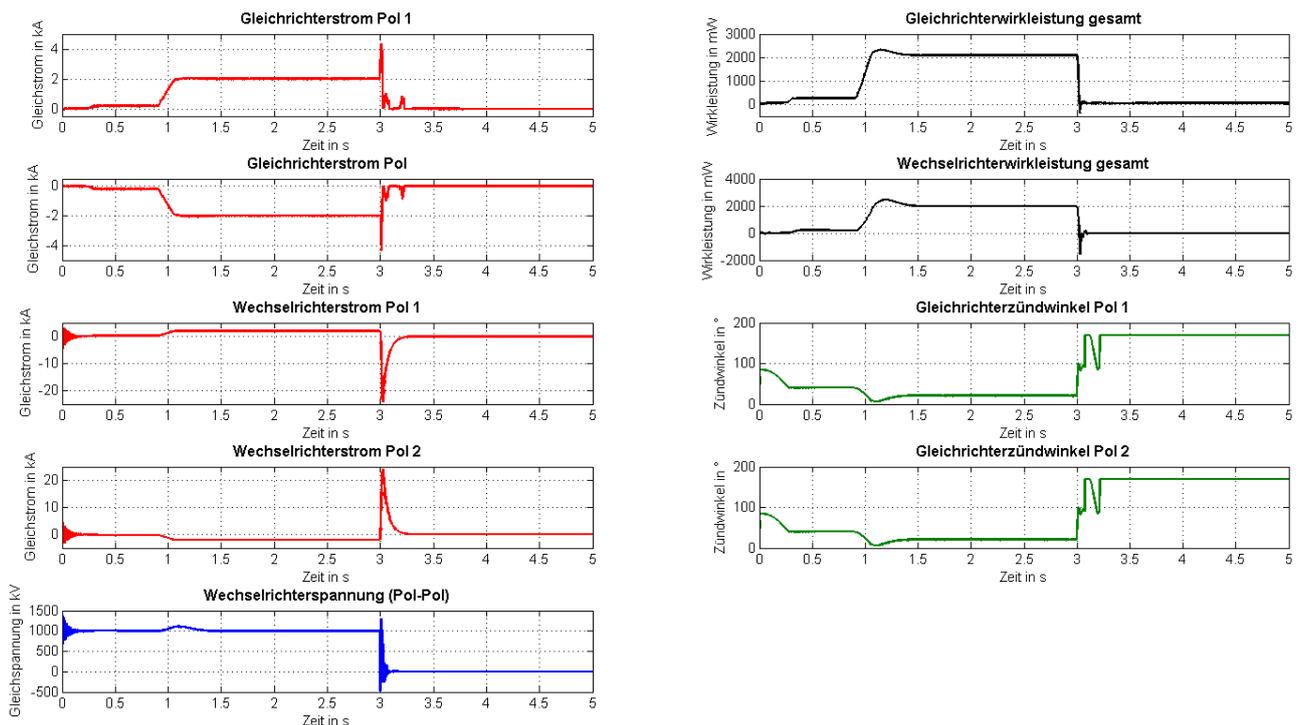


Abbildung 4-30: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 6-1-3 (DC-Fehler)

- VSC-Gleichrichter und LCC-Wechselrichter:** In diesem monopolaren Modell sei der Erdkurzschluss ebenfalls auf der Gleichrichterseite (der VSC) angenommen, Parameter siehe oben. Nach Eintritt des Fehlers bricht der Gleichstrom des LCC Wechselrichters auf null zusammen, da sich der Spannungszwischenkreis der VSC nunmehr über die Fehlerstelle entlädt. Die LCC leistet keinen Beitrag zum Fehlerstrom, da eine Umkehr der Stromrichtung baulich bei der LCC nicht möglich ist. Ähnlich wie oben wird die VSC beim Überschreiten des maximalen Stroms blockiert und abgeschaltet. Die Amplitude des Fehlerstroms liegt in der Größenordnung von 20 kA. In Abbildung 4-31 sind die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen dargestellt.

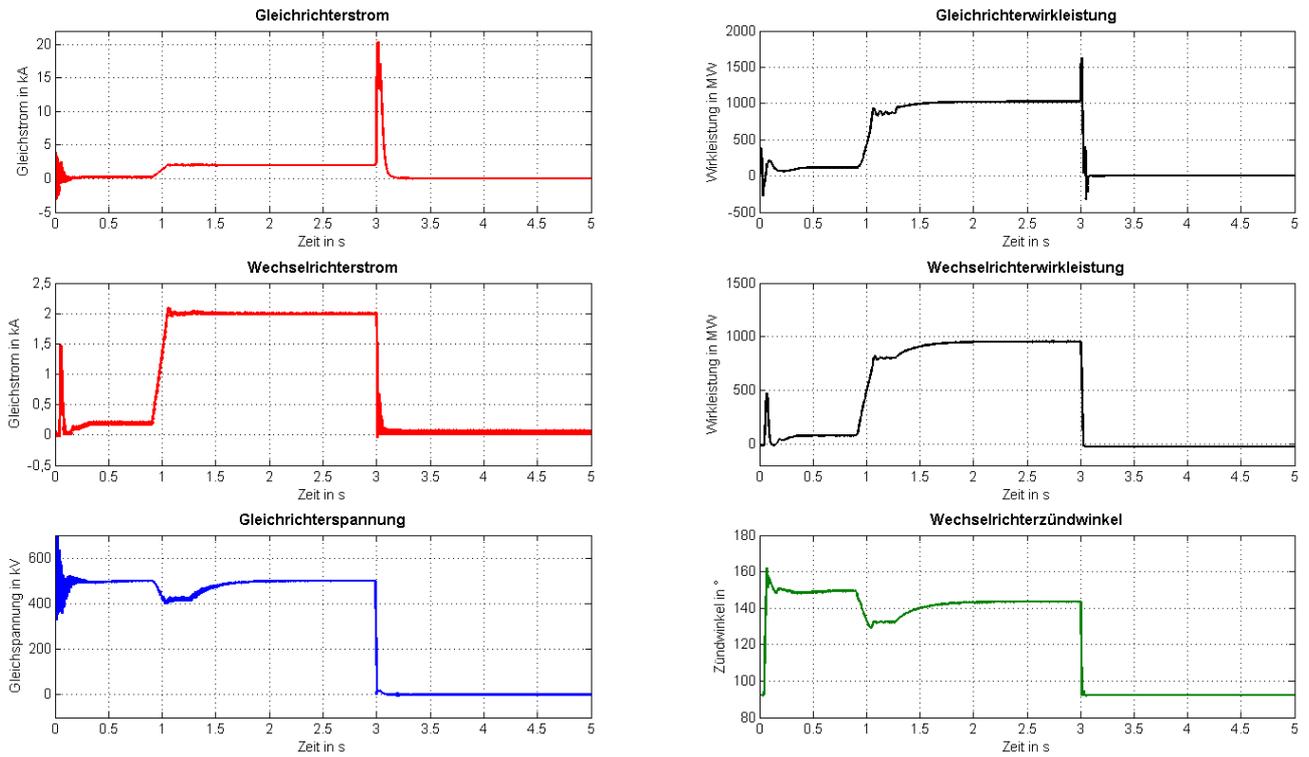


Abbildung 4-31: Zeitliche Verläufe von Gleichstrom, Gleichspannung, Wirkleistung sowie Zündwinkel für die Variationsberechnung 6-2-3 (DC-Fehler)

5 VERGLEICH DER MODELLE

5.1 GEGENÜBERSTELLUNG

Abschließend soll ein Vergleich zwischen dem LCC- und VSC-MMC-Modell in EMTP-RV gezogen werden. In Bezug auf die Realisierungsmöglichkeiten ist das Modell einer netzgeführten HGÜ (wie in der Realität) eingeschränkt in 2 Bereichen, dem Multi-Terminal-Betrieb und dem Betrieb an sehr schwachen Netzen. Zusätzlich kann durch die Abhängigkeit von einer externen Kommutierungsspannung keine passive Last versorgt und auch nicht schwarz gestartet werden.

Vice versa weist das VSC-Modell in Bezug auf die Untersuchungsmöglichkeiten aus Gründen der Einfachheit in der Simulation Einschränkungen auf, so ist im Modell kein kontrolliertes Herunterfahren und Abschalten wie bei der LCC vorgesehen, ebenso wenig ist es möglich, nach einem DC-Fehler in derselben Simulation erneut hochzufahren. Aus denselben Gründen ist mit dem LCC-Modell keine Lastflussumkehr möglich. In Tabelle 5-1 sind die beiden Modelle und ihre Möglichkeiten bzw. Einschränkungen anschaulich gegenübergestellt.

Tabelle 5-1: Direkter Vergleich der Modelle in Bezug auf Realisierungs- und Untersuchungsmöglichkeiten; Anmerkungen, siehe Text

Realisierungsmöglichkeiten	Technologie	
	Netzgeführte HGÜ (LCC)	Selbstgeführte HGÜ (VSC)
Monopolare Ausführung	Ja	Ja
Bipolare Ausführung	Ja	Ja
Punkt-zu-Punkt Betrieb	Ja	Ja
Multi-Terminal Betrieb	Eingeschränkt ⁽¹⁾	Ja
Hybridbetrieb	Ja	Ja
Versorgung passiver Last	Nein	Ja
Schwarzstartfähigkeit	Nein	Ja
Betrieb an sehr schwachen AC-Netzen	Eingeschränkt ⁽²⁾	Ja
Untersuchungsmöglichkeiten	Netzgeführte HGÜ (LCC)	Selbstgeführte HGÜ (VSC)
Stationäre Langzeitstabilität	Ja	Ja
Kontrollierter Hochlauf	Ja	Ja
Kontrolliertes Herunterfahren	Ja	Nein
Lastfluss (stationär)	Ja	Ja

Lastfluss (dynamisch)	Ja	Ja
Fehler (AC/DC-seitig)	Ja	Ja
Fault-recovery-Sequence	Ja	Nein
Test der Regler (Step-Test)	Ja	Ja
Lastflussumkehr	Nein	Ja ⁽³⁾

Anmerkungen zu Tabelle 5-1: ⁽¹⁾Der Umfang von Multi-Terminal-Systemen ist mit der LCC aus Gründen der Komplexität auf den 3-Terminal-Betrieb beschränkt. ⁽²⁾Der Betrieb an schwachen AC-Netzen ist durch das Kurzschlussverhältnis begrenzt, als Faustwert gilt: $SCR \geq 2 \cdot P_{DC}$. ⁽³⁾Die Lastflussumkehr bei der VSC ist durch nur dynamisches Ereignis (z.B. Ausfall einer Station in einem Multi-Terminal-System) möglich, nicht manuell durch Vorgabe durch den Benutzer.

5.2 GRENZEN DES LCC-MODELLS

Folgende Untersuchungen bzw. Realisierungsmöglichkeiten wurden u.a. aus Gründen der Einfachheit nicht umgesetzt:

- Stufenschalter (tap changer) des Stromrichtertransformators: Durch den Stufenschalter wird bei zu niedrigem bzw. hohem Zündwinkel in Folge von Schwankungen der Netzspannung die Eingangsspannung der Ventilbrücken angepasst. Um in der Realität eine Überreaktion und die damit verbundene Abnutzung zu vermeiden, wird die Stufenänderung erst bei länger anstehender Spannungsänderung (Sekunden bis Minuten) umgesetzt. Da der bei der Simulation betrachtete Zeitraum kurz ist (Sekunden), wurde auf den Stufenschalter verzichtet.
- Blindleistungsregelung: In der Realität sind die einzelnen Zweige der AC-Filterbänke je nach Bedarf (in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung) ein- bzw. abschaltbar. Durch die stufenartigen Änderungen der Blindleistung beim Ein- bzw. Ausschalten von Filterzweigen kommt es zu Asymmetrien (Über- bzw. Unterkompensation), vgl. Abbildung 5-1. In der Simulation wurden die Filterparameter als konstant – ausgelegt für Vollast – angenommen.
- Lastumkehr: Zur Umkehr der Leistungsflussrichtung wird durch eine Erhöhung/Senkung des Gleich- bzw. Wechselrichterzündwinkels bei gleicher Stromrichtung die Rolle der Stationen getauscht. Hierfür müssen beide Stationen regelungstechnisch ausgelegt sein (vollwertige Wechselrichterregelung, Schutzeinrichtung usw.), in der Realität existieren HGÜ-Systeme, die Leistungsübertragung nur in eine vordefinierte Richtung zulassen. Aus Gründen der Einfachheit wurde auf eine Einrichtung der Lastumkehr verzichtet.

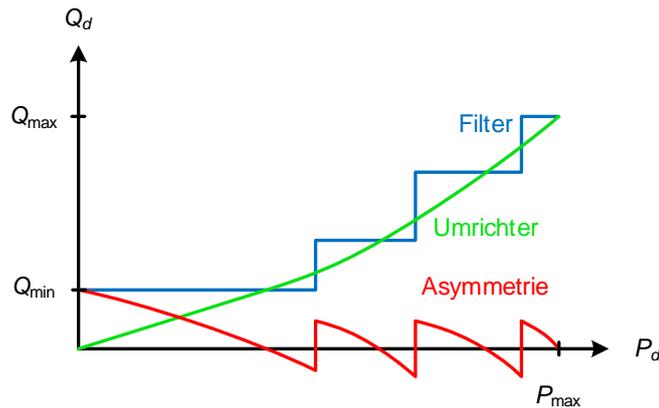


Abbildung 5-1: Blindleistung einer LCC-Umrichterstation sowie der schaltbaren Netzfilter mit resultierender Asymmetrie in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung (Schema) nach [63]

- Löschwinkelmessung: Die Löschwinkelmessung beschränkt sich aus Gründen der Komplexität auf den Prozess der Messung, wie oben beschrieben. Die Messung ließe sich durch eine zusätzliche Interpolation sowie durch eine Berücksichtigung der Zündimpulse weiter verbessern: Mittels Interpolation könnte der exakte Nulldurchgang der Kommutierungsspannung „vorhergesehen“ werden, umgekehrt könnte durch eine Untersuchung der Zündimpulse auch bei Lückbetrieb (diskontinuierlicher Stromfluss durch die Ventile) die Korrektheit der Messung sichergestellt werden [38].

5.3 GRENZEN DES VSC-MODELLS

Folgende Untersuchungen sind mit dem vorliegenden VSC-MMC-Modell aus Gründen der Einfachheit nicht umgesetzt und daher nicht möglich:

- Kontrolliertes Herunterfahren: Ein kontrolliertes Herunterfahren der Station wie z.B. mit LCC-Modell ist nicht vorgesehen.
- Fault-recovery-Sequence: Nach einem Fehler auf der Gleichspannungsseite ist ein erneuter Hochlauf nicht möglich.

Folgende Punkte sind mit dem Modell nur eingeschränkt möglich:

- Temporärer Step-Test: In der Maske der MMC lässt sich die Amplitude und der Beginn eines Step-Tests (z.B. Sprung der Wirkleistung) spezifizieren, allerdings nicht die Dauer des Testfalls.
- Lastflussumkehr: Eine Lastflussumkehr ist beim VSC-Modell nur durch ein dynamisches Ereignis (z.B. Ausfall einer Station in einem Multi-Terminal-System) möglich.

6 ZUSAMMENFASSUNG

Das elektrische Energiesystem befindet sich in Zeiten des Umbruchs, durch den stetig steigenden Energiebedarf und die Abkehr von fossilen Energien und die Zuwendung zu neuen Energien stößt das existierende elektrische Netz an seine Grenzen. Entlastung und Kapazitätssteigerung soll die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bieten, die eine Übertragung ohne Blindleistungs-transport über weite Entfernungen ermöglicht.

Im Zuge dieser Masterarbeit wurden numerische Berechnungsmodelle der zwei wesentlichen HGÜ-Technologien, der netzgeführten sowie der selbstgeführten Technologie, im Simulationsprogramm EMTP-RV entworfen bzw. adaptiert. Anschließend erfolgte eine umfangreiche Validierung und Verifizierung der Modelle anhand von Testfällen, deren Ergebnisse diskutiert und mit der einschlägigen Literatur verglichen wurden. Ferner wurde das CIGRÉ-DC-Test-Grid, dessen Veröffentlichung ursprünglich den Anstoß für diese Arbeit gegeben hatte, in EMTP-RV aufgebaut und analysiert. Ein besonderes Augenmerk dieser Arbeit lag auf der Funktionsweise der Regelungs- und Kontrollstrukturen der beiden HGÜ-Technologien. Die Machbarkeit der Umsetzung einer HGÜ mitsamt Regelung in EMTP-RV wurde im Zuge dieser Arbeit bewiesen.

Das entwickelte LCC-Modell besteht aus einer hierarchischen Regelungsstruktur (Leitregelung sowie Gleich- bzw. Wechselrichterregelung) und externen Komponenten. Die Regelung beherrscht auch anspruchsvolle Testfälle (z.B. Erdkurzschluss der Gleichspannungsseite, kombinierte Fehler usw.). Dieses Modell sowie die entworfenen Reglerstrukturen sind für alle Spannungsebenen und gängigen Punkt-zu-Punkt-Konfigurationen (monopolar, bipolar) einsetzbar. Nach einer Literaturrecherche ist das numerische Berechnungsmodell auch mit dem Betrieb von bis zu drei Stationen parallel (Multi-Terminal) und mit dem Hybridbetrieb mit der VSC kompatibel.

Beim VSC-Modell handelt es sich um das Modell eines modularen Mehrpunktstromrichters (MMC), das bereits sämtliche erforderlichen Komponenten beinhaltet und auf Vorarbeiten der CIGRÉ WG B4.57 basiert. Dieses VSC-Modell ist in theoretisch beliebig erweiterbaren Multi-Terminal-Systemen bzw. Gleichspannungsnetzen einsetzbar, und es erlaubt zudem die Netzführung passiver Lasten.

Im Zuge der Arbeit wurde das CIGRÉ-DC-Test-Grid aufgebaut, dieses basiert ausschließlich auf der VSC-Technologie. Dieses Test-Grid erlaubt die Untersuchung umfangreicher VSC-Netze, allerdings wurden in diesem die LCC-Technologie und weitere Untersuchungsmöglichkeiten durch die strikte Vorgabe der Rahmenbedingungen nicht berücksichtigt. Im Zuge zukünftiger Arbeiten könnte das Test-Grid modifiziert bzw. neu konzipiert aufgebaut werden, um die vorher angesprochenen Punkte zu behandeln.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AP	Arbeitspunkt
APOD	Alternate Phase Opposition Disposition (Modulationsverfahren)
BCA	Balancing Control Algorithm (Algorithmus zur gleichmäßigen Spannungsaufteilung)
CBC	Capacitor Balancing Control (Kondensatorspannungsregelung)
CC	Constant Current (Konstanter Strom)
CCC	Capacitor Commutated Converter (HGÜ mit serienkompensierter Kommutierung)
CCSC	Circulating Current Suppression Control (Kreisstromunterdrückung)
CEA	Constant Extinction Angle (Konstanter Löschwinkel)
CEC	Current Error Control (Stromfehlerregelung)
CV	Constant Voltage (Konstante Spannung)
ESCR	Effective Short Circuit Ratio (Effektives Kurzschlussverhältnis)
FACTS	Flexible AC Transmission System
FCC	Floating Capacitor Converter (Bauform eines Mehrpunktstromrichters)
GFU	Gate Firing Unit (Zünd- und Synchronisierungseinrichtung)
GIL	Gasisolierte Leitung
GR	Gleichrichter
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVAC	High Voltage Alternating Current (Hohe Wechselspannung)
HVDC	High Voltage Direct Current (Hohe Gleichspannung)
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor (Bipolartransistor mit isoliertem Gateanschluss)
LCC	Line-Commutated Converter (Netz- bzw. fremdgeführter Umrichter)
LTT	Light Triggered Thyristor (lichtgezündeter Thyristor)
MCCM	Marginal Current Control Method (Methode der Grenzstromregelung)
MCU	Master-Control-Unit (Leitregelung)
MMC	Modular Multilevel Converter (Modularer Mehrpunktstromrichter)
NLC	Nearest Level Control (Modulationsverfahren für Mehrpunktstromrichter)
NPC	Neutral Point Clamped Converter (Bauform eines Mehrpunktstromrichters)
PCC	Point of Common Coupling (Verknüpfungspunkt mit dem Netz)
PD	Phase Disposition (Modulationsverfahren)
PLL	Phase-Locked Loop (Phasenregelschleife)
POD	Phase Opposition Disposition (Modulationsverfahren)
PSO	Particle Swarm Optimization (Numerisches Optimierungsverfahren)
PWM	Pulsweitenmodulation
SCR	Short Circuit Ratio (Kurzschlussverhältnis)
STATCOM	Static Synchronous Compensator (Statischer Kompensator)
THD	Total Harmonic Distortion (Maß für die Signalverzerrung)
VDCOL	Voltage Dependent Current Order Limit (Spannungsabhängige Strombegrenzung)
VSC	Voltage-Source Converter (Selbst- bzw. spannungsgeführter Umrichter)
WR	Wechselrichter
XLPE	Cross-Linked Polyethylene (Vernetztes Polyäthylen, VPE)

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] T. K. Vrana, S. Denetiere, Y. Yang, J. Jardini, D. Jovcic und H. Saad, „The CIGRE B4 DC Grid Test System,“ *Electra*, Nr. 270, 2013.
- [2] F. Dittmann, *Überwindung der Distanz: 125 Jahre Gleichstromübertragung Miesbach - München / 125 Jahre elektrische Energieübertragung (Geschichte der Elektrotechnik)*, VDE-Verlag, 2011.
- [3] D. Tiku, „history: dc power transmission - mercury-arc to thyristor HVdc valves,“ *ieee power & energy magazine*, 2014.
- [4] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.
- [5] P. Cooper-Hewitt, „Improvements in the Method of and Means for Obtaining Uni-directional Current from a Single-phase or Poly-phase Alternating Current Source.“. US Patent GBD190304168 19030221, 21. 05. 1903.
- [6] U. Lamm, „Mercury-arc valves for high-voltage d.c. transmission,“ *PROC. IEE*, Nr. 111, 1964.
- [7] V. K. Sood, *HVDC and FACTS Controllers - Applications of Static Converters in Power Systems*, Springer, 2004.
- [8] J. Specovius, *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme*, Springer Vieweg, 2017.
- [9] B. E. Danielsson, „HVDC valves with light-triggered thyristors,“ in *POWER SEMICONDUCTOR DEVICES AND CIRCUITS*, Springer Science+Business Media New York, 1992.
- [10] J. Dorn, „Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) - eine Schlüsseltechnologie für unsere Stromversorgung,“ in *Energietag 2016 des Arbeitskreises Energie (AKE) der Österreichischen Physikalischen Gesellschaft*, 2016.
- [11] L. Zehong, G. Liying, Y. Jun, Z. Jin und L. Licheng, „Research Work of ± 1100 kV UHVDC Technology. State Grid Corporation of China.,“ in *CIGRE*, Paris, 2014.
- [12] C. Kim, V. K. Sood, G. Jang, S. Lim und S. Lee, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*, Wiley-IEEE Press, 2009.
- [13] J. Arrillaga, Y. H. Liu und N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*, Wiley, 2007.
- [14] SIEMENS AG, „High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange,“ SIEMENS AG ENERGY SECTOR, Erlangen, Germany, 2011.
- [15] V. K. Sood, „HVDC Transmission,“ in *Power Electronics Handbook, 3rd Edition*, Elsevier Inc, 2011, p. 823ff..

-
- [16] M. P. Bahrman und B. K. Johnson, „The ABCs of HVDC Transmission Technology,“ *IEEE Power & Energy Magazine*, Nr. 5 No. 2, 2007.
- [17] F. Mazzoldi, J. P. Taisne, C. J. Martin und B. A. Rowe, „Adaptation of the control equipment to permit 3-terminal operation of the HVDC link between Sardinia, Corsica and mainland Italy,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 4, Nr. 2, 1989.
- [18] X. Li, Z. Yuan, J. Fu, Y. Wang, T. Liu und Z. Zhu, „Nanao multi-terminal VSC-HVDC project for integrating large-scale wind generation,“ in *PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014 IEEE*, National Harbor, MD, USA, 2014.
- [19] D. V. Hertem, O. Gomis-Bellmunt und J. Liang, *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*, New Jersey: Wiley, 2016.
- [20] U. Schichler, „Betriebsmittel für das Supergrid der Zukunft,“ in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2016.
- [21] D. Jovcic und K. Ahmed, *High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids*, Wiley, 2015.
- [22] N. R. Chaudhuri, B. Chaudhuri, R. Majumder und A. Yazdani, *Multi-terminal Direct-Current Grids Modeling, Analysis, and Control*, New Jersey: Wiley, 2014.
- [23] C. Y. Guo, W. C. Liu und C. J. Zhao, „Research on the control method for voltage-current source hybrid-HVDC system,“ *SCIENCE CHINA Technological Sciences*, Bd. 56, Nr. 11, 2013.
- [24] E. W. Kimbark, *Direct Current Transmission*, Canada: Wiley, 1971.
- [25] K. Krischan, „Stromrichtertechnik, Vorlesungsskriptum,“ Institut für elektrische Antriebstechnik und Maschinen, TU Graz, Graz, 2011.
- [26] CIGRÉ Working Group 04 of Study Committee 14, „Compendium of HVDC Schemes throughout the world,“ E-CIGRÉ, 1987.
- [27] K. R. Padiyar, *HVDC Power Transmission Systems: Technology and System Interactions*, New Delhi: New Age International (P) Limited, 1990.
- [28] CIGRÉ Working Group 14.07, IEEE Working Group 15.05.05, „Guide for Planning DC Links Terminating at AC Systems Location Having Low Short-Circuit Capacity – Part 2: Planning Guidelines,“ *CIGRE TB 115*, 1997.
- [29] S. Golestan, F. D. Freijedo und J. M. Guerrero, „A Systematic Approach to Design High-Order Phase-Locked Loops,“ *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, Bd. 30, Nr. 6, 2015.
- [30] A. R. Devi, *Investigations on the study of Capacitor Commutated Converter HVDC System*, PhD Thesis, Jawaharlal Nehru Technological University Hyderabad, India, 2011.
- [31] J. D. Ainsworth, „Developments in the Phase-Locked Oscillator Control System for HVDC and other large Convertors,“ in *IEE Conference Publication 255 on AC and DC Power Transmission*, 1985.

- [32] OVE EN 60633:2016, *Terminologie für Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ)*, 2016.
- [33] V. K. Sood, „Power Electronics Models in EMTPWorks RV,“ Electrical Equipment Department - Hydro-Quebec (IREQ), 2003.
- [34] J. S. Hess und L. R. Rice, „Three Megawatt HVDC Transmission Simulator,“ *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY AND GENERAL APPLICATIONS*, Bd. 3, Nr. 6, 1967.
- [35] T. Machida, H. Kaminosono, T. Umezu, M. Sugimoto und K. Yokoyama, „Control and Protective System of HVDC Transmission by HVDC Simulator (Thyristor Converter),“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Bde. %1 von %2PAS-90, Nr. 6, 1971.
- [36] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission (2nd Edition)*, Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [37] X. Chen, W. Lin, H. Sun, J. Wen, N. Li und L. Yao, „LCC Based MTDC for Grid Integration of Large Onshore Wind Farms in Northwest China,“ in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, Detroit, 2011.
- [38] S. Casoria, „Mathworks MATLAB Documentation: Simscape Power Systems Examples: Thyristor-Based HVDC Transmission System (Detailed Model),“ [Online]. Available: <https://de.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/thyristor-based-hvdc-transmission-system-detailed-model.html>. [Zugriff am 11. 7. 2017].
- [39] M. Horn, „Regelungstechnik, Vorlesungsunterlagen,“ Institut für Regelungs- und Automatisierungstechnik, TU Graz, 2015.
- [40] L. Zhang und L. Dofnas, „A Novel Method to Mitigate Commutation Failures in HVDC Systems,“ in *Proceedings. International Conference on Power System Technology*, Kunming, China, 2002.
- [41] S. Dennetière, „HVDC models in EMTP-RV,“ in *EMTP-RV user group meeting*, Dubrovnik, 2009.
- [42] M. Szechtman, T. Wess und C. V. Thio, „Premier modèle de référence destiné à des études portant sur le contrôle-commande de réseaux CCHT,“ *Electra*, Nr. 135, 1991.
- [43] N. A. Vovos und CIGRE WG 14.02, „The CIGRE HVDC benchmark model - A new proposal with revised parameters,“ *Electra*, Nr. 157, 1995.
- [44] J. Schwartz, E. Rahimi und H. Zareipour, „A Modified CIGRE HVDC Benchmark Model for 60 Hz Applications,“ in *North American Power Symposium (NAPS), 2014*, Pullman, USA, 2014.
- [45] M. Khatir, S. A. Zidi, M. K. Fellah, S. Hadjeri und M. Flitti, „The Impact Study of a STATCOM on Commutation Failures in an HVDC Inverter Feeding a weak AC System,“ *Journal of ELECTRICAL ENGINEERING*, Bd. 63, Nr. 2, pp. 95-102, 2012.
- [46] M. Khatir, S. A. Zidi und M. K. Fellah, „Dynamic Performance Analysis of an HVDC Link with a CCC-Inverter Feeding a Very Weak AC System,“ *ACTA ELECTROTEHNICA*, Bd. 48, Nr. 3, pp. 201-207, 2007.

- [47] Siemens, „China showcases UHVDC technology: Case study: transformer for 800 kV HVDC Transmission,“ Siemens AG, 2008.
- [48] V. Khatri, „EMTP simulation of an HVDC system operating with weak AC systems, Masters thesis,“ Concordia University, Montreal, 1995.
- [49] A. Yazdani und R. Iravani, Voltage-Sourced Converters in Power Systems - Modeling, Control, and Applications, Hoboken, New Jersey: Wiley, 2010.
- [50] N. Mohan, T. M. Undeland und W. P. Robbins, Power Electronics: Converters, Applications, and Design, 3rd Edition, Wiley, 2002.
- [51] M. Saeedifard, „Modular Multilevel Converters for Medium/High-Power Applications, Lecture Notes,“ Georgia Institute of Technology, School of Electrical and Computer Engineering, Atlanta, 2016.
- [52] I. Mattsson, B. D. Railing, B. Williams, G. Moreau, C. D. Clarke, A. Ericsson und J. J. Miller, „Murraylink – the longest underground HVDC cable in the world,“ in *CIGRÉ session, paper reference B4-103*, Paris, 2004.
- [53] B. D. Railing, J. J. Miller, P. Steckley, G. Moreau, P. Bard, L. Ronström und J. Lindberg, „Cross Sound Cable project – second generation VSC technology for HVDC,“ in *CIGRÉ session, paper reference B4-102*, Paris, 2004.
- [54] L. Harnefors, H. P. Nee, S. Norrga, K. Sharifabadi und R. Teodorescu, Design, control and application of modular multilevel converters for HVDC transmission systems, John Wiley & Sons, 2016.
- [55] H. Saad, J. Mahseredjian und S. Denetière, „VSC-MMC Station Models - Modular Multilevel Converter in EMTP-RV,“ POWERSYS, 2014.
- [56] S. Debnath, J. Qin, B. Bahrani, M. Saeedifard und P. Barbosa, „Operation, Control, and Applications of the Modular Multilevel Converter: A Review,“ *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, Bd. 30, Nr. 1, 2015.
- [57] Q. Tu, Z. Xu und L. Xu, „Reduced Switching-Frequency Modulation and Circulating Current Suppression for Modular Multilevel Converters,“ *IEEE Trans. on Power Delivery*, Bd. 23, Nr. 3, 2011.
- [58] T. H. K. Uhlen, „Control and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC,“ in *Future System Operation*, Lund, 2012.
- [59] CIGRÉ Working Group B4.57, „TB 604 - Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid,“ E-CIGRÉ, 2014.
- [60] CIGRÉ Joined Working Group A3/B4.34, „Technical Requirements and Specifications of State-of-the-art HVDC Switching Equipment,“ E-CIGRÉ, 2017.
- [61] H. Saad und E. (POWERSYS), „YouTube: EMT modeling and simulation of the CIGRE B4 DC Grid System,“ 2016. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=qB3b11FapzA>. [Zugriff am 24. 7. 2017].

- [62] R. Zeng, L. Xu, L. Yao, S. J. Finney und Y. Wang, „Hybrid HVDC for Integrating Wind Farms with Special Consideration on Commutation Failure,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 31, Nr. 2, pp. 789-797, 2016.
- [63] J. Graham, G. Bileedt und J. Johansson, „Power System Interconnections using HVDC Links,“ in *IX SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA*, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [64] X. Zhou, C. Chen, F. Yang und M. Chen, „Optimization Design of Proportional-integral Controllers in High-voltage DC System Based on an Improved Particle Swarm Optimization Algorithm,“ *Electric Power Components and Systems*, Nr. 37:78-90, 2009.
- [65] F. Yang, Z. Xu und J. Zhang, „An approach to select PI parameters of HVDC controllers,“ in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, Montreal, Que., Canada, 2006.
- [66] S. Todd, A. R. Wood und P. S. Bodger, „An s-domain model of an HVdc converter,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 12, Nr. 4, 1997.
- [67] D. Jovcic, N. Pahalawaththa und M. Zavahir, „Analytic modelling of HVDC-HVAC Systems,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. 14, Nr. 2, 1999.
- [68] L. Chetty, Design Synthesis of LCC HVDC Control Systems, PhD Thesis, University of Kwazulu Natal, 2011.
- [69] C. Hahn, A. Semerow, M. Luther und O. Ruhle, „Generic Modeling of a Line Commutated HVDC System for Power System Stability Studies,“ in *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 2014.
- [70] R. S. Geetha, R. Deekshit und G. Lal, „Controllers For A VSC-HVDC Link Connected To A Weak AC System,“ *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, Bd. 10, Nr. 1 Ver. II (Jan – Feb. 2015).
- [71] C. Bajracharya, Control of VSC-HVDC for wind power, Master Thesis, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2008.
- [72] A. Schnettler, „Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023,“ Institut für Hochspannungstechnik RWTH Aachen University, Aachen, 2015.
- [73] R. Calvas, B. D. Noblat, A. Ducluzaux und G. Thomasset, „Berechnung von Kurzschlussströmen - Technisches Heft Schneider Nr. 158,“ Schneider Electric, 1992.

ANHANG A – REGLERENTWURF EINER LCC-HGÜ

In Anhang A ist das zum Reglerentwurf verwendete mathematische Modell einer LCC-HGÜ nach einer Idee von X. Zhou et al. [64] und F. Yang et al. [65] beschrieben. Andere Zugänge zur Modellbildung finden sich u.a. in [66] [67] [68] [69]. Das systemtechnische Blockschaltbild ist in Abbildung A-1 dargestellt.

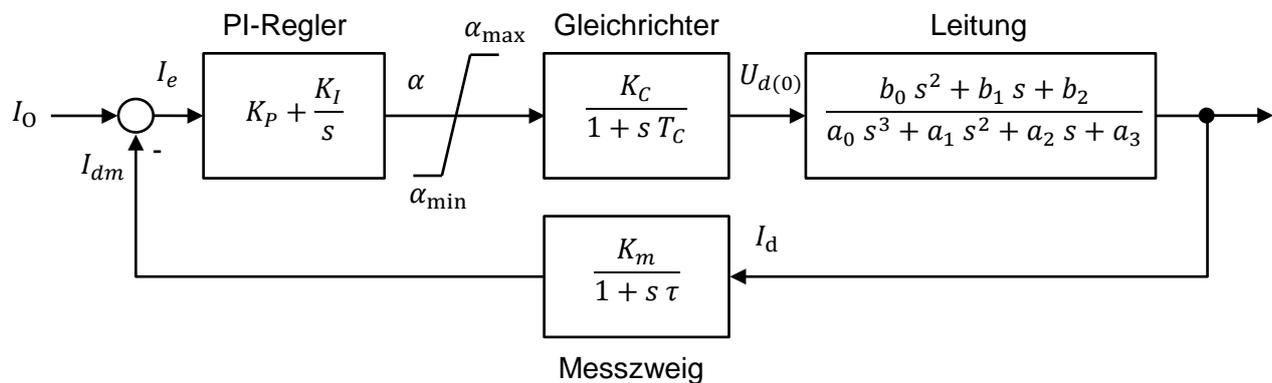


Abbildung A-1: Mathematisches Modell bei Gleichrichter-Stromregelung der LCC-HGÜ nach [65]

Die Blöcke des Modells sind im Folgenden näher beschrieben:

1. Als Regler kommt ein PI-Regler mit der Übertragungsfunktion

$$G_1(s) = K_P + \frac{K_I}{s} \quad (\text{A-1})$$

zum Einsatz.

2. Die Übertragungsfunktion der Gleichrichterstation sei durch ein Verzögerungsglied 1. Ordnung (PT1-Glied) approximiert:

$$G_2(s) = \frac{K_C}{1 + s T_C} \quad (\text{A-2})$$

Der Verstärkungskoeffizient K_C ergibt sich durch Linearisierung im Arbeitspunkt:

$$K_C = - \left. \frac{\Delta U_d}{\Delta \alpha} \right|_{\alpha=\alpha_0} = -U_{d0} \sin(\alpha_0) = -\frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{LL} \sin(\alpha_0) \quad (\text{A-3})$$

Die Zeitkonstante T_c beträgt bei einer Frequenz von 50 Hz und einer 12-pulsigen Brücke 1,667 ms (im 6-pulsigen Fall beträgt sie 3,333 ms). Mit α_0 wird hierbei der Zündwinkel im Arbeitspunkt bezeichnet.

3. Die Leitung sei als T-Ersatzschaltbild angenommen, wobei angenommen wird, dass der Wechselrichter die Gleichspannung konstant hält (vgl. Abbildung A-2).

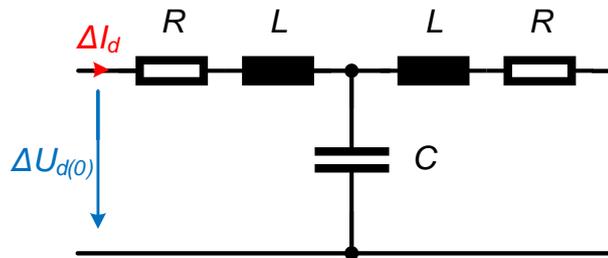


Abbildung A-2: Zu untersuchendes T-Ersatzschaltbild der Leitung

Die Übertragungsfunktion sei von der Ordnung:

$$G_3(s) = \frac{b_0 s^2 + b_1 s + b_2}{a_0 s^3 + a_1 s^2 + a_2 s + a_3} \quad (\text{A-4})$$

Somit gilt:

$$\begin{aligned} G_3(s) &= \frac{\Delta I_d}{\Delta U_{d(0)}} = \frac{1}{R + sL + \frac{1}{\frac{1}{R + sL} + sC}} \\ &= \frac{s^2 LC + sRC + 1}{s^3 L^2 C + 2s^2 RLC + s(R^2 C + 2L) + 2R} \end{aligned} \quad (\text{A-5})$$

4. Der Messzweig (Rückkopplung) sei ebenfalls als PT1-Glied angenommen:

$$G_4(s) = \frac{K_m}{1 + s\tau} \quad (\text{A-6})$$

Die Zeitkonstante τ beträgt typischerweise 1,2 ms bei Strommessung und die Konstante K_m ist der reziproke Wert des Nennstromes.

Somit lässt sich die Übertragungsfunktion des offenen Kreises angeben:

$$L(s) = -G_1(s)G_2(s)G_3(s)G_4(s) \quad (\text{A-7})$$

Dieses Modell kann nun z.B. numerisch optimiert werden [64]. Bei der Modellbildung in EMTP-RV wurde u.a. auch auf dieses Modell zur Auswahl der Reglerparameter zurückgegriffen. Die somit erhaltenen Werte sind allerdings nur als Näherungswerte zu verstehen, d.h., sie eignen sich als

sinnvoller Startwert für die Simulation und genauere Werte werden anschließend durch die weitere Simulation bestimmt.

Beispiel: Mathematisches Modell des CIGRÉ-LCC-Benchmarks (vgl. Abschnitt CIGRÉ-LCC-Benchmark-System)

Bei einer Netzfrequenz von 50 Hz und einem Zündwinkel von 20° im stationären Arbeitspunkt im Gleichrichterbetrieb bei Stromregelung ergibt sich für die Übertragungsfunktion des 12-pulsigen Umrichters:

$$G_2(s) = -\frac{177,15}{1 + 0,00167 s} \quad (\text{A-8})$$

Die Übertragungsfunktion der Leitung berechnet sich zu:

$$G_3(s) = \frac{1,55 \cdot 10^{-5} s^2 + 6,50 \cdot 10^{-5} s + 1}{9,26 \cdot 10^{-6} s^3 + 7,76 \cdot 10^{-5} s^2 + 1,19 s + 5} \quad (\text{A-9})$$

Der Nennstrom beträgt 2 kA, somit lautet die Übertragungsfunktion des Messzweiges:

$$G_4(s) = \frac{0,5}{1 + 0,0012 s} \quad (\text{A-10})$$

Der Verstärkungsanteil des Reglers¹⁴ sollte so gewählt werden, dass dieser auch bei niedrigen Frequenzen (<10 Hz) ausreichend hoch ist, um den Strom konstant zu halten [38].

Mittels MATLAB wird zunächst die Reglerübertragungsfunktion rechnergestützt so bestimmt, dass für ein minimales Überschwingen die Phasenreserve bei der Durchtrittsfrequenz 60° beträgt¹⁵:

$$G_1(s) := 0,00681 + \frac{0,203}{s} \quad (\text{A-11})$$

Daraus ergibt sich zunächst für die Übertragungsfunktion des offenen Kreises:

$$L_1(s) = \frac{5,0 \cdot 10^5 (s + 29,8) (s^2 + 4,2 s + 6,4 \cdot 10^4)}{s (s + 833,3) (s + 598,8) (s + 4,2) (s^2 + 4,2 s + 1,3 \cdot 10^5)} \quad (\text{A-12})$$

¹⁴ Das LCC-Modell erfordert die Übergabe der Reglerparameter in Grad/s, nicht in rad/s (Umrechnung erforderlich, 1 rad \approx 57,296°)

¹⁵ Bei einer Phasenreserve von $\varphi_R = 60^\circ$ ist gemäß der Faustformel \ddot{u} (in %) + φ_R (in °) \approx 70 ein prozentuales Überschwingen von $\ddot{u} = 10\%$ zu erwarten [51]

Betrachtet man die Übertragungsfunktion des geschlossenen Regelkreises (Führungsübertragungsfunktion), so lässt sich die Sprungantwort bestimmen. Das Führungsverhalten des geschlossenen Kreises ist stabil mit geringem Überschwingen (10 %), allerdings erfolgt die Systemantwort sehr langsam (die Einschwingzeit liegt im Sekundenbereich), dies würde das Konzept der schnellen Stromregelung ad absurdum führen, daher werden zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens die Reglerparameter mittels MATLAB durch eine Manipulation der Sprungantwort des geschlossenen Kreises nach eigenen Wünschen wie folgt angepasst:

$$G'_1(s) := 0,7 + \frac{13,5}{s} \quad (\text{A-13})$$

Die Verbesserung des dynamischen Verhaltens, das nun im Bereich von ca. 100 ms liegt, erfolgt jedoch auf Kosten der Phasenreserve und des Überschwingens. In Abbildung A-3 sind die Sprungantworten auf eine 10 %-Stufenänderung des Gleichrichter-Stromsollwertes für beide entworfene Regler dargestellt. In Abbildung A-4 sind zusätzlich die Bode-Diagramme (Betrag und Phase) für die beiden Reglervarianten gegenübergestellt.

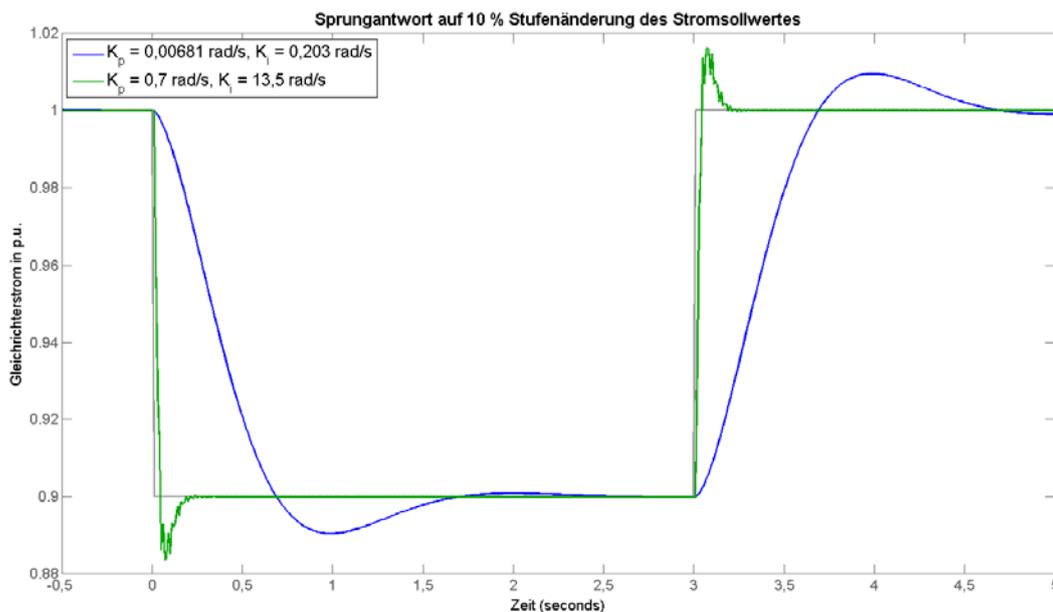


Abbildung A-3: Sprungantworten für eine 10 %-Stufenänderung des Gleichrichter-Stromsollwertes

Wie bereits oben erwähnt, ist die hier beschriebene Modellbildung nur als grobe Näherung zu verstehen, die damit ermittelten Werte dienen als Startwert für die Optimierung durch weitere Simulationen. Mittels des oben beschriebenen, rechnergestützten Entwurfsverfahrens wurden folgende, optimierte Reglerparameter für die Gleichrichterstromregelung bestimmt:

$$K_p = 0,7 \text{ rad/s} \hat{=} 40,12 \text{ Grad/s} \quad (\text{A-14})$$

$$K_i = 13,5 \text{ rad/s} \hat{=} 773,49 \text{ Grad/s}$$

Durch Simulation in EMTP-RV wurde diese für das CIGRÉ-LCC-Benchmark wie folgt weiter optimiert:

$$K'_p = 45 \text{ Grad/s} \text{ und } K'_i = 2500 \text{ Grad/s} \quad (\text{A-15})$$

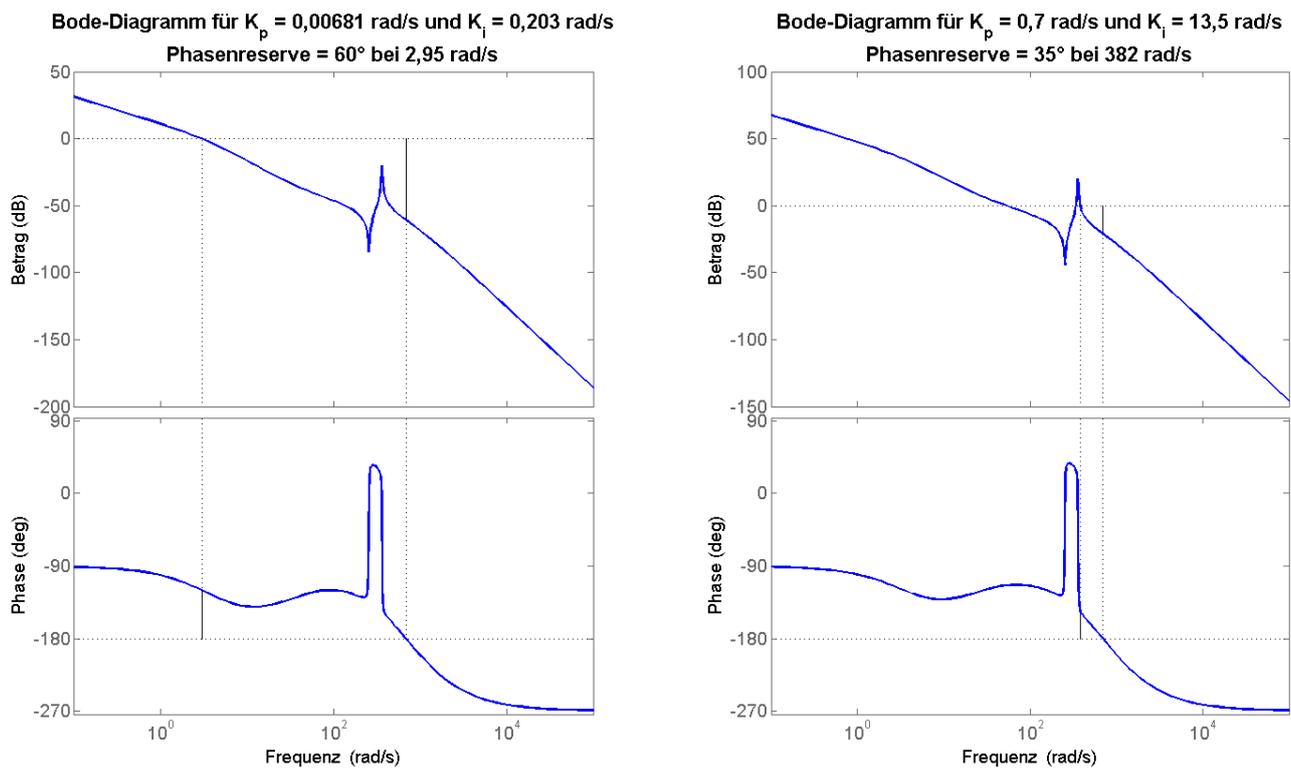


Abbildung A-4: Bode-Diagramme (Betrag und Phase) für verschiedene Reglerparameter

ANHANG B – ÜBERGABEPARAMETER DER REGELUNGEN DES LCC-HGÜ-MODELLS

In Anhang B sind die Eingabeparameter der drei Regelungen des LCC-Modells tabellarisch aufgelistet.

1. HGÜ-Leitregelung (Master-Control-Unit, MCU)

In Tabelle B-1 sind die Eingabeparameter der HGÜ-Leitregelung aufgelistet.

Tabelle B-1: Eingabeparameter der MCU

Bezeichnung	Anmerkung
Initialisierung	
Vdc_ref	Spannungssollwert in p.u.
T_start	Beginn der Initialisierung in sec
T_stop	Stopzeit in sec
T_MCU_deblock	Deblockierzeit in sec.
slp_start_stop	Steilheit der Stromrampe (p.u./sec) während der Initialisierung
min_ref	Höhe der Stromrampe während der Initialisierung in p.u.
Hochlauf	
T_up	Beginn Stromrampe (aufwärts) zum Erreichen des Arbeitspunktes in sec
T_down	Beginn Stromrampe (abwärts) in sec
slp_up_down	Steilheit der Stromrampe während des Hochlaufs in p.u./sec
max_ref	Höhe der Stromrampe in p.u. (wird zu min_ref addiert)
Testfälle	
Step_V	Amplitude des Step-Tests der Gleichspannung in p.u.
SV_strt	Beginn des Testfalls (Gleichspannung) in sec
SV_end	Ende des Testfalls (Gleichspannung) in sec
Step_I	Amplitude des Step-Tests des Gleichstroms in p.u.

SI_strt	Beginn des Testfalls (Gleichstrom) in sec
SI_end	Ende des Testfalls (Gleichstrom) in sec

2. Gleichrichterregelung

In Tabelle B-2 sind die Eingabeparameter der HGÜ-Leitregelung aufgelistet.

Tabelle B-2: Eingabeparameter der Gleichrichter-Regelung

Bezeichnung	Anmerkung
Allgemeine Einstellungen	
Tidc	Stromfilter-Zeitkonstante in sec
Tudc	Spannungsfiler-Zeitkonstante in sec
f_nom	Netzfrequenz in Hz
alpha_ini	Zündwinkel zu Beginn der Simulation in Grad
SI/Per-Unit Konversion	
Vac_nom	Nennwechselspannung (verkettet) in V
Vdc	Nenngleichspannung in V
Idc	Nenngleichstrom in A
Schutzeinrichtung	
Ref_1	Referenzwert für niedrige AC-Spannung in p.u.
Ref_2	Referenzwert für niedrige DC-Spannung in p.u.
VDCOL	
Vdc_seuil	Schwellwert der Gleichspannung in p.u.
Vdc_min	Minimale Gleichspannung in p.u.
Idc_min	Minimaler Gleichstrom in p.u.
Idc_min_abs	Minimaler Absolutwert des Gleichstroms in p.u.
Idc_max_abs	Maximaler Absolutwert des Gleichstroms in p.u.
T_up	Hochlaufzeit des Stromsollwertes in sec
Zündwinkelbegrenzung	
alpha_min	Minimaler Zündwinkel in Grad
alpha_max	Maximaler Zündwinkel in Grad
rate_lim	Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit bei forced_alpha
Stromregler	

Kp_r	Proportionalteil des PI-Reglers in Grad/sec
Ki_r	Integralteil des PI-Reglers in Grad/sec
Kp-Linearisierung	
Lin_On	Aktivierung der Linearisierung (1=ein, 0=aus)
min_lin	Bereich der Linearisierung (Zündwinkel in Grad)
max_lin	Bereich der Linearisierung (Zündwinkel in Grad)
GFU	
Pulse_width	Breite der Zündimpulse
type_transfo_2	Schaltgruppe des Stromrichtertransformators: 0=Yd1, 1=Yd11
Kp	Proportionalteil des PI-Reglers der PLL in rad/s/V
Ki	Integralteil des PI-Reglers der PLL in rad/V
lim_low	Anstiegsbegrenzung der PLL
lim_up	Anstiegsbegrenzung der PLL
max_delay	Maximaler Delay der PLL in sec

3. Wechselrichterregelung

In Tabelle B-3 sind die Eingabeparameter der HGÜ-Leitregelung aufgelistet.

Tabelle B-3: Eingabeparameter der Wechselrichter-Regelung

Bezeichnung	Anmerkung
Allgemeine Einstellungen	
Tidc	Stromfilter-Zeitkonstante in sec
f_nom	Netzfrequenz in Hz
alpha_ini	Zündwinkel zu Beginn der Simulation in Grad
SI/Per-Unit Konversion	
Vac_nom	Nennwechselspannung (verkettet) in V
Vdc	Nenngleichspannung in V
Idc	Nenngleichstrom in A
Schutzeinrichtung	
Ref_1	Referenzwert für niedrige AC-Spannung in p.u.

AB_Gain	Schutz gegen Wechselrichterkippen (Verringerung max. Zündwinkel) in Grad
AB_Level	Schwellwert zur Erkennung 3-phasiger Fehler
Z_Gain	Schutz gegen Wechselrichterkippen (Verringerung max. Zündwinkel) in Grad
Z_Level	Schwellwert zur Erkennung 1-phasiger Fehler
Tss	Filterzeitkonstante in sec
Tfn	Filterzeitkonstante in sec ($1/f_{nom}$)
Tfilt_tc	Filterzeitkonstante in sec
VDCOL	
Vdc_seuil	Schwellwert der Gleichspannung in p.u.
Vdc_min	Minimale Gleichspannung in p.u.
Idc_min	Minimaler Gleichstrom in p.u.
Idc_min_abs	Minimaler Absolutwert des Gleichstroms in p.u.
Idc_max_abs	Maximaler Absolutwert des Gleichstroms in p.u.
T_up	Hochlaufzeit des Stromsollwertes in sec
Löschwinkelmessung	
Ith_min	Minimaler Thyristorstrom in p.u. (Beginn Detektionsphase)
type_transfo_1	Schaltgruppe des Stromrichter-Transformators (1=Yy0, 2=Yd1, 3=Yd11)
type_transfo_2	Schaltgruppe des Stromrichter-Transformators (1=Yy0, 2=Yd1, 3=Yd11)
T1G	Pulsbreite Monoflop 1 in sec
T2G	Pulsbreite Monoflop 2 in sec
Zündwinkelbegrenzung	
alpha_min	Minimaler Zündwinkel in Grad
alpha_max	Maximaler Zündwinkel in Grad
rate_lim_p	Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit bei forced_alpha (positive Flanke)
rate_lim_n	Begrenzung der Anstiegsgeschwindigkeit bei forced_alpha (negative Flanke)
Stromregler	
Kp_I	Proportionalteil des PI-Reglers in Grad/sec
Ki_I	Integralteil des PI-Reglers in Grad/sec
Idc_marg	Marginalstrom in p.u.

Spannungsregler	
Kp_V	Proportionalteil des PI-Reglers in Grad/sec
Ki_V	Integralteil des PI-Reglers in Grad/sec
Vdc_marg	Spannungsmarge für CEC in p.u.
Löschwinkelregler	
Kp_G	Proportionalteil des PI-Reglers in Grad/sec
Ki_G	Integralteil des PI-Reglers in Grad/sec
gamma_ref	Minimaler Löschwinkel in Grad
Gam_marg	Löschwinkel­marge für CEC in Grad
Kp-Linearisierung	
Lin_On	Aktivierung der Linearisierung (1=ein, 0=aus)
min_lin	Bereich der Linearisierung (Zündwinkel in Grad)
max_lin	Bereich der Linearisierung (Zündwinkel in Grad)
GFU	
Pulse_width	Breite der Zündimpulse
type_transfo	Schaltgruppe des Stromrichtertransformators: 0=Yd1, 1=Yd11
Kp	Proportionalteil des PI-Reglers der PLL in rad/s/V
Ki	Integralteil des PI-Reglers der PLL in rad/V
lim_low	Anstiegsbegrenzung der PLL
lim_up	Anstiegsbegrenzung der PLL
max_delay	Maximaler Delay der PLL in sec

ANHANG C - WEITERE KOMPONENTEN DES LCC-MODELLS

In Anhang C werden die Übergabeparameter weiterer für den korrekten Betrieb des LCC-Modells erforderlicher Komponenten aufgelistet.

1. Thyristorbrücke

In Tabelle C-1 sind die Eingabeparameter der 12-pulsigen Thyristorbrücke aufgelistet.

Tabelle C-1: Eingabeparameter der Thyristorbrücke

Bezeichnung	Anmerkung
Thyristormodell	
Vig	Minimale Zündspannung in V
Ihold	Haltestrom in A
tdeion	Sperrverzögerungszeit in sec
Ron	Durchlasswiderstand R_{on} in Ohm
L_di_dt	Sättigungsdrossel L_{dt} in H
Schaltentlastung (RLC-Snubber)	
Rsnubber	Snubberwiderstand R_{sn} in Ohm
Csnubber	Snubberkapazität C_{sn} in F
Lsnubber	Snubberinduktivität L_{sn} in H

Während die Parameter wie Haltestrom und minimale Zündspannung optional sind, ist eine Sperrverzögerungszeit >0 s notwendig, um Wechselrichterkippen zu modellieren, da falls in dieser Zeit die Ventilspannung die Polarität ändert, wird das Ventil sofort wieder leitend.

2. Netzfilter

In Tabelle C-2 sind die Eingabeparameter der Netzfilterbank aufgelistet.

Tabelle C-2: Eingabeparameter der Netzfilterbank

Bezeichnung	Anmerkung
Allgemeine Einstellungen	
Vnom	Nennwechselspannung (verkettet) in V
fnom	Netzfrequenz in Hz
Filterspezifikationen	
VARnom	Gesamte Blindleistung der Filterbank in VAR
Q_11	Güte des Single Tuned Filters (11. Harm.)
Q_13	Güte des Single Tuned Filters (13. Harm.)
Q_24	Güte des Hochpassfilters

ANHANG D - REGLERENTWURF EINER VSC-HGÜ

In Anhang D ist die Vorgehensweise beim Reglerentwurf einer VSC-HGÜ näher beschrieben. Im Modell, das im Zuge dieser Arbeit vorgestellt wurde, werden die Reglerparameter automatisiert berechnet. Die folgenden Ausführungen dienen der Vollständigkeit und stellen eine ausgewählte Möglichkeit dar. Beim Reglerentwurf eines selbstgeführten Umrichters wird bevorzugt auf Einstellverfahren im Frequenzbereich, wie die Methode des Betragsoptimums (Modulus Optimum) bzw. das Verfahren des symmetrischen Optimums, zurückgegriffen [70] [71].

Reglerentwurf der Inner Control:

Durch die Entkopplung (Feed-Forward) der dq-Achsen verhält sich die innere Stromregelung, die in Abschnitt VSC-(MMC-)HGÜ-Regelung beschrieben wurde, wie zwei voneinander unabhängige Regelkreise. Die beiden Regler sind identisch können baugleich ausgeführt werden. Als Regler werden hierbei PI-Regler eingesetzt. In Abbildung D-1 ist das äquivalente (dq-entkoppelte) Blockdiagramm für die d-Komponente schematisch nach *R.S. Geetha et al.* dargestellt [70]. Der Einfachheit halber wird beim Entwurf auf Per-Unit-Größen zurückgegriffen.

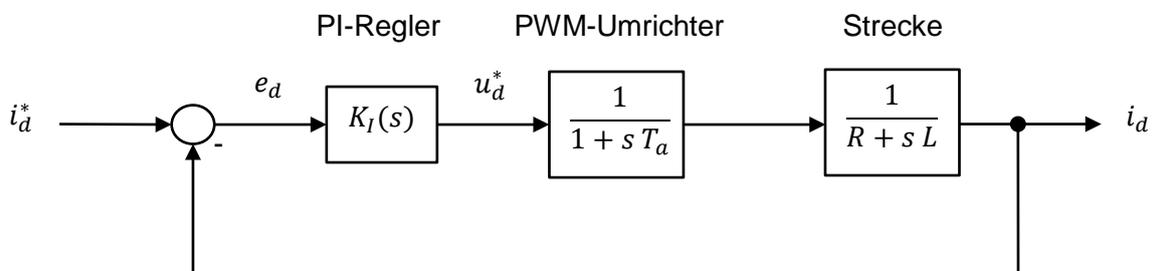


Abbildung D-1: Äquivalentes Blockdiagramm der inneren Stromregelung (nur d-Komponente dargestellt) nach [70]

Als Regler wird ein PI-Regler eingesetzt:

$$K_I(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (\text{D-1})$$

Hierbei bezeichnet $T_i = K_p / K_i$ die Nachstellzeit des Integrators. Die Zeitverzögerung, die durch das Schalten der Leistungselektronik des Umrichters verursacht wird, sei mittels PT1-Glied (im Blockschaltbild als PWM-Umrichter bezeichnet) angenommen:

$$G_1(s) = \frac{1}{1 + s T_a}, \quad \text{mit } T_a = \frac{1}{2 f_{sw}} \quad (\text{D-2})$$

Mit f_{sw} wird hierbei die Schaltfrequenz bezeichnet. Die Übertragungsfunktion der Strecke ist wie folgt gegeben:

$$G_2(s) = \frac{1}{R + s L} \quad (\text{D-3})$$

Die Größen R und L sind hierbei in Per-Unit einzusetzen. Folglich berechnet sich die Übertragungsfunktion des offenen Kreises zu:

$$L(s) = K_p \left(\frac{1 + s T_i}{s T_i} \right) \left(\frac{1}{1 + s T_a} \right) \left(\frac{1}{R + s L} \right) \quad (\text{D-4})$$

Der Proportionalfaktor K_p des Reglers ist in obiger Gleichung D-4 ebenfalls als Per-Unit Größe zu verstehen.

Beim Verfahren des Betragsoptimums wird die Übertragungsfunktion des *geschlossenen* Regelkreises so dimensioniert, dass für einen möglichst großen Frequenzbereich (im Idealfall für alle Frequenzen) $|F(s)| \equiv 1$ gilt [71]. Aus diesem Wunsch folgt für die Dimensionierung des PI-Reglers (alle Werte in p.u.):

$$\begin{aligned} T_i &= \tau = \frac{L}{R} \\ K_p &= \frac{\tau R}{2 T_a} \end{aligned} \quad (\text{D-5})$$

Folglich ergibt sich für die Führungsübertragungsfunktion des geschlossenen Kreises:

$$F(s) = \frac{1}{2 s^2 T_a^2 + 2 s T_a + 1} \quad (\text{D-6})$$

Dieses Übertragungsverhalten entspricht einem PT2-Glied. Die natürliche Kreisfrequenz (Kennfrequenz) ω_n bzw. die Dämpfung ζ dieses PT2-Glieds beträgt:

$$\omega_n = \frac{1}{T_a \sqrt{2}} \quad \text{und} \quad \zeta = \frac{1}{\sqrt{2}} \quad (\text{D-7})$$

Typische Werte für die Zeitkonstante der inneren Stromregelung liegen zwischen 3-5 ms, d.h., die innere Stromregelung ist eine sehr schnelle, dynamische Regelung [49].

Reglerentwurf der Outer Control:

Die Vorgehensweise beim Reglerentwurf der Outer Control sei im Folgenden am Beispiel der Gleichspannungsregelung nach *C. Bajracharya* in [71] dargestellt. Der Einfachheit halber wird wiederum auf die Per-Unit-Rechnung zurückgegriffen.

Der Regler sei vom Typ PI:

$$R(s) = K_{p,v} + \frac{K_{i,v}}{s} = K_{p,v} \left(\frac{1 + s T_{i,v}}{s T_{i,v}} \right) \quad (\text{D-8})$$

Hierbei bezeichnet $T_{i,v} = K_{p,v} / K_{i,v}$ die Nachstellzeit des Integrators. Die innere Stromregelung sei als PT1-Glied mit der äquivalenten Zeitkonstante $\tau_{eq} = 2 T_a$ approximiert:

$$G_1(s) = \frac{1}{1 + s \tau_{eq}} \quad (\text{D-9})$$

Für die Strecke gelte bei Vernachlässigung von Störeingangsgrößen:

$$G_2(s) = \left(\frac{u_d}{U_{DC}} \right) \left(\frac{\omega C}{s} \right) \quad (\text{D-10})$$

Mit u_d wird hierbei d-Komponente der Netzspannung in p.u., mit U_{DC} die Gleichspannung in p.u., mit ω die Nennfrequenz des Netzes und mit C die gleichspannungsseitig wirksame Kapazität in p.u. bezeichnet. Die Übertragungsfunktion des offenen Regelkreises lautet somit:

$$L(s) = K_{p,v} \left(\frac{1 + s T_{i,v}}{s T_{i,v}} \right) \left(\frac{1}{1 + s \tau_{eq}} \right) \left(\frac{u_d}{U_{DC}} \right) \left(\frac{\omega C}{s} \right) \quad (\text{D-11})$$

Das Blockschaltbild der Gleichspannungsregelung ist in Abbildung D-2 schematisch dargestellt.

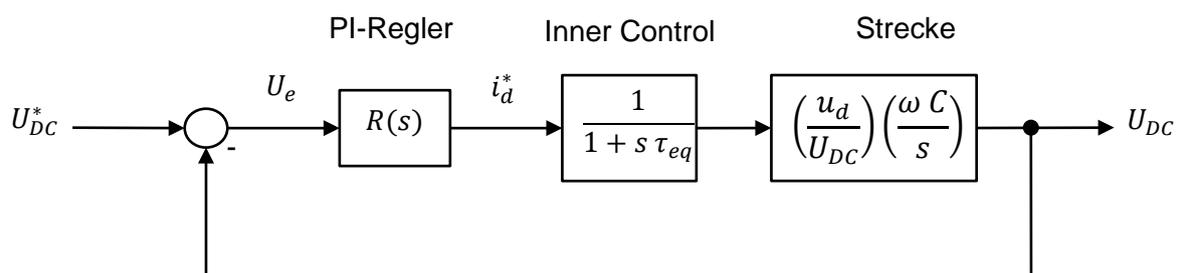


Abbildung D-2: Schematische Darstellung der Gleichspannungsregelung (Störeingangsgröße vernachlässigt) nach [71]

Wie in obiger Gleichung D-11 ersichtlich ist, besitzt die Übertragungsfunktion des offenen Kreises bereits 2 Polstellen bei $s = 0$ (2 Integratoren). Mit jedem Integrator im offenen Kreis wird jedoch die

Phase um -90° abgesenkt, daher kann das Verfahren des Betragsoptimums hier aus Stabilitätsgründen (grenzstabiler Regelkreis) nicht eingesetzt werden. Deshalb wird zum Entwurf der Regler der Outer Control das Verfahren des symmetrischen Optimums, ebenfalls ein regelungstechnisches Einstellverfahren im Frequenzbereich, herangezogen. Bei diesem Verfahren kommt der Phasengang des optimierten, offenen Kreises symmetrisch zur Durchtrittsfrequenz zu liegen (Name), gleichzeitig wird die Phasenreserve bei der Durchtrittsfrequenz maximiert [71].

Durch die Symmetrie im Frequenzgang lässt sich folgender Zusammenhang mit der äquivalenten Zeitkonstante der inneren Stromregelung τ_{eq} herstellen:

$$T_{i,v} = a^2 \tau_{eq}, \text{ mit } a > 1 \quad (\text{D-12})$$

Mit a wird hierbei die symmetrische Distanz von $1/T_{i,v}$ bzw. $1/\tau_{i,v}$ zur Durchtrittsfrequenz bezeichnet. Häufig wird $a = 2$ gewählt. Für den Proportionalbeiwert in p.u. ergibt sich folglich:

$$K_{p,v} = \frac{T_C}{K \sqrt{T_{i,v} \tau_{eq}}} = \frac{T_C}{a K \tau_{eq}} \quad (\text{D-13})$$

Dabei bezeichnet T_C die Reaktanz der gleichspannungsseitigen, wirksamen Kapazität in p.u. und K das Verhältnis von d-Komponente der Netzspannung zur Gleichspannung in p.u.:

$$T_C = \frac{1}{\omega C} \quad \text{bzw.} \quad K = \frac{u_d}{U_{DC}} \quad (\text{D-14})$$

In Analogie zum hier vorgestellten Fall des Reglerentwurfs der Gleichspannungsregelung können auch die PI-Regler der Wirk- bzw. Blindleistungsregelung mittels symmetrischen Optimums entworfen werden, für nähere Information sei auf die einschlägige Literatur verwiesen [70] [71].

ANHANG E - ÜBERGABEPARAMETER DER REGELUNGEN DES VSC-MMC-HGÜ-MODELLS

In Anhang E sind die Eingabeparameter der Regelung des VSC-Modells tabellarisch aufgelistet, siehe Tabelle E-1:

Tabelle E-1: Eingabeparameter der VSC-MMC

Bezeichnung	Anmerkung
Allgemeine Einstellungen	
Type of model	Detaillierungsgrad (1-4)
Configuration	Ausführungsform (monopolar/bipolar)
Rated power	Nennscheinleistung der Umrichterstation in MVA
AC primary voltage	Primärspannung des Stromrichtertransformators in kV
AC secondary voltage	Sekundärspannung des Stromrichtertransformators in kV
Frequency	Netzfrequenz in Hz
DC pole-to-pole voltage	Nenngleichspannung (Pol-Pol) in kV
Transformer reactance	Reaktanz des Stromrichtertransformators in p.u.
Transformer resistance	Resistanz des Stromrichtertransformators in p.u.
MMC arm Inductance	Arminduktivität der MMC in p.u.
Capacitor energy in each Submodule (SM)	Elektrische Energie der Submodulkondensatoren in kJ/MVA
Number of submodules per arm	Anzahl der Submodule je Arm der MMC
Conduction losses of each IGBT/diode	Durchlasswiderstand der IGBTs/Dioden in Ohm (nicht im voll detaillierten Modell gültig)
Connect star point reactor	Erdung des Sternpunktes (1=geerdet, 0=isoliert)
Exclude transformer magnetization branch model	Wenn gesetzt, wird die Sättigung des Stromrichtertransformators nicht berücksichtigt
Initialisierungseinstellungen	
Initialization time	Initialisierungszeit in sec. (nur bei Lastflussberechnung)

LF_Pref	Referenzwert der Wirkleistung für die Lastflussberechnung in p.u.
LF_Qref	Referenzwert der Blindleistung für die Lastflussberechnung in p.u.
Hochlauf	
Start-up Sequence	Wenn nicht gesetzt, wird aus einem pseudo-stationären Zustand gestartet
Closing time of ac breaker	Zeitpunkt des Schließens des AC-Leistungsschalters in sec.
Closing time of ac converter breaker	Zeitpunkt des Schließens des Umrichter-Leistungsschalters in sec.
Deblocking time of SMs	Zeitpunkt der Deblockierung der Submodule in sec.
Ramping Start time dc voltage reference	Zeitpunkt des Beginns der Gleichspannungssollwerttrampe in sec.
Time to switch from Vdc-Control to P-control	Zeitpunkt des Umschaltens von Gleichspannungs- zu Wirkleistungsregelung in sec.
Start time ramping of active power reference	Zeitpunkt des Beginns der Wirkleistungssollwerttrampe in sec.
Regelungsparameter und -einstellungen	
Type of Outer Control	Regelungsstrategie der Outer Control
Reference	Referenzwert der Regelung in p.u.
Time constant	Zeitkonstante der Regelung in sec
Step value	Amplitude des Step-Test Regelung in p.u.
Step time	Beginn des Step-Test der Regelung in sec.
Xpcc	Netzimpedanz in p.u. am Anschlusspunkt (nur falls Vac/f- oder AC-Regelung gewählt)
Droop value	Statikkonstante in sec. (nur falls Statik gewählt)
Inner Current Control Time constant	Zeitkonstante der inneren Stromregelung in sec.
Priority is given to	Vorgabe einer Präferenz bei Erreichen des maximalen Stroms (Id/Iq-Limiter)
Maximum rated current	Maximaler Nennstrom in p.u.
Maximum Id reference	Maximaler Strom der d-Komponente in p.u.
Maximum Iq reference	Maximaler Strom der q-Komponente in p.u.
Activate Protection system	Wenn gesetzt, werden Schutzeinrichtungen in die Simulation eingebunden
DC current maximum limit protection	Maximal zulässiger Fehlerstrom in p.u.