

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement





Technischer Bericht

Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung

Auftraggeber:

Österreichs Energie DI Ursula Tauschek Projekt-Nr. 11.062

Auftragnehmer:

Technische Universität Graz Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement

Bericht Nr./Datum:

TU 18221, 20.12.19



Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung	2
3	Mittelspannung-Gleichstromübertragung (MGÜ)	3
	3.1 Vorteile der MGÜ	3
	3.2 Erhöhung der Übertragungskapazität durch Umstellung von AC- auf DC-Betrieb	4
	3.3 Umrichter-Technologien	5
	3.4 Modularer Multilevel Converter	5
4	Verfügbare MGÜ-Produkte	7
	4.1 Einleitung	7
	4.2 Siemens	7
	4.3 ABB	8
	4.4 General Electric	. 10
	4.5 Miba	.11
5	MGÜ-Projekte	. 13
	5.1 Angle-DC (UK)	. 13
	5.2 Wenchang 1 (China)	. 14
	5.3 Wenchang 2 (China)	. 15
	5.4 Weitere MGÜ-Projekte	. 16
	5.5 Mögliche Anwendungen in Österreich	. 16
	5.5.1 Einleitung	. 16
	5.5.2 Kupplung von Verteilnetzen	. 16
	5.5.3 Kupplung von Teilnetzen in einem Verteilnetz	. 17
	5.5.4 Anbindung von erneuerbaren Erzeugung	. 18
	5.6 Anforderungen seitens österreichischer Netzbetreiber	. 18
6	MGÜ-Verhalten im Netz	. 19
	6.1 Kurzschlussberechnung	. 19
	6.1.1 Kurzschlossstrombeitrag von Umrichtern	. 19
	6.1.2 Untersuchte Netztopologie	. 19
	6.1.3 Auswirkungen auf das Schutzsystem	.21
	6.2 Lastflussberechnung	.21
	6.2.1 Modellierung der MGÜ in der Lastflussrechnung	.21
	6.2.2 Untersuchte Netztopologie und Ergebnisse	.22
7	Kabel und Garnituren für MGÜ	23
	7.1 Besonderheiten von extrudierten Kabeln für Gleichspannung	.23
	7.2 Prüfungen gemäß CIGRE TB 496 bzw. IEC 62895	.27
	7.2.1 Übersicht	.27

	7.2.2 Präqualifikationstest	27
	7.2.3 Typprüfung	29
	2.3 Durchgeführte Kabelprüfungen	
	7.3.1 Übersicht	
	7.3.2 Experiomentelle Untersuchungen an einem AC-Kabelsystem	31
	7.3.2.1 Übersicht	31
	7.3.2.2 Präqualifikationstest	31
	7.3.2.3 Typprüfung	
	'.4 Kabelberechnungen	35
	7.4.1 Feldberechnung	35
	7.4.2 Berechnung der Kabelerwärmung gemäß IEC 60287 und FEM-Simulati	on 37
8	Ausblick	40
9	usammenfassung	41
Lit	raturverzeichnis	42
Ar	ang	45
	Anhang 1: Siemens, MGÜ-Foliensatz	
	Anhang 2: ABB, MGÜ-Foliensatz	
	Anhang 3: General Electric, MGÜ-Foliensatz	
	Anhang 4: Miba, MGÜ-Foliensatz	

1 Einleitung

Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien wie zum Beispiel Photovoltaik oder Windkraft kommt es im österreichischen Verteil- und Transportnetz zu einer Änderung des Erzeugungssystems. Hier kann ein Wandel von der klassischen zentralen Stromerzeugung hin zu einer dezentralen Stromerzeugung beobachtet werden. Durch die weitgehend geografisch abgelegenen Standorte muss die Energie über lange Distanzen transportiert werden. Den daraus resultierenden Herausforderungen kann mit dem Einsatz einer Gleichstromübertragung auf allen Spannungsebenen vorteilhaft begegnet werden. Die Implementierung einer Gleichstromübertragung in der Mittelspannungsebene kann bei der Lösung bestehender Herausforderungen einen wertvollen Beitrag leisten. Die Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ) kann dabei unter anderem zur Erhöhung der Übertragungsleistung bestehender Strecken (Freileitung, Kabel), zur Kopplung von zwei Mittelspannungsnetzen oder zur flexiblen Lastflusssteuerung im Mittelspannungsnetz genutzt werden.

Durch die Möglichkeit bereits vorhandene Drehstrom-Übertragungsstrecken auf den Betrieb mit Gleichstrom (DC) umzustellen ergeben sich Vorteile hinsichtlich der übertragbaren Leistung. Grundlegende physikalische Bedingungen sind der Grund, dass der Übertragungskapazität einer Mittelspannungs-Drehstromübertragung (MDÜ) Grenzen gesetzt sind. Hierbei limitieren Effekte wie der Skin-Effekt, kapazitive Ladeströme sowie induzierte Zusatzverluste die übertragbare Leistung einer gegebenen Kabelstrecke. Als wesentlicher Einflussparameter für die Übertragungskapazität einer Strecke gilt neben der Strombelastbarkeit die Betriebsspannung.

2 Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung

Das von der TU Graz bereits in 2017 gestartete Forschungsprojekt "MGÜ@Netz" wurde in Phase 1 im Zeitraum 01/2019 bis 10/2019 von Österreichs Energie unter der Projekt-Nummer 11.062 ("Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung") gefördert, wobei die Bearbeitung durch das Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) und das Institut für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN) der Technischen Universität Graz gemeinsam erfolgte. Es war das Ziel, prinzipielle technische Fragestellungen zum Thema MGÜ zu klären und mögliche Anwendungsfälle in Österreich zu identifizieren. Während des Forschungsprojektes wurden im Rahmen von mehreren Workshops mit österreichischen Netzbetreibern Forschungsfragen formuliert und mögliche Anwendungsfälle identifiziert. Durch die Einbindung von Industrieunternehmen wurden die vorhandenen MGÜ-Lösungen und zukünftige Technologien beleuchtet. Durch Simulationen und Netzberechnungen wurden Fragen bzgl. Lastfluss und Kurzschlussströmen geklärt. Experimentelle Untersuchungen an Standard-VPE-AC-Mittelspannungskabelsystemen legen die grundsätzliche Verwendbarkeit für den Einsatz in MGÜ-Anwendungen dar.

Im Projektzeitraum wurden dazu insgesamt vier Workshops durchgeführt. Die nachfolgenden Institute der TU Graz und Netzbetreiber sowie die FH Wels haben an den Workshops teilgenommen:

- TU Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS)
- TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN)
- Energie AG
- Energienetze Steiermark GmbH
- Kärnten Netz GmbH
- Netz Niederösterreich GmbH
- Netz Oberösterreich
- Österreichs Energie
- Salzburg Netz GmbH
- TIWAG Netz
- Wiener Netze GmbH
- FH Wels

Darüber hinaus haben folgende Industrieunternehmen an jeweils einem Workshop teilgenommen und ihre jeweilige MGÜ-Technologie vorgestellt:

• Siemens, ABB, General Electric, Miba

Im Rahmen des geförderten Forschungsprojekts wurden am IHS und IEAN zwei studentische Arbeiten und zwei Dissertationen unterstützt sowie drei Publikationen erstellt und teilweise bereits auf internationalen Konferenzen in Form eines Vortrags präsentiert:

- Bachelorarbeit Buchegger (IHS)
- Masterarbeit Ratheiser (IHS)
- Dissertation Buchner (IHS)
- Dissertation Rainer (IEAN)
- Buchner, Schichler: Application of extruded MVAC Cables for DC Power Transmission. JiCable, Versailles, Frankreich, Report A8-4, 2019
- Buchner, Schichler: Review of CIGRE TB 496 regarding Prequalification Test on extruded MVDC Cables. NordIS, Tampere, Finnland, 2019
- Rainer, Renner, Buchner, Schichler: Medium Voltage DC Transmission: a new Approach for the Power System. CIGRE SEERC Conference, Vienna, Austria, 2020

3 Mittelspannung-Gleichstromübertragung (MGÜ)

3.1 Vorteile der MGÜ

Die grundsätzlichen Vorteile einer Energieübertragung mit Gleichspannung (DC) anstelle von Wechselspannung (AC) können wie folgt zusammengefast werden:

- keine kapazitiven Ladeströme
- kein Skin-Effekt
- keine induzierten Zusatzverluste (Proximity-Effekt)

In der Vergangenheit wurden bzw. aktuell werden einige Pilotprojekte durchgeführt, bei denen die Gleichspannungsübertragung auch in der Mittelspannungsebene eingesetzt wird. Ausgewählte Projekte werden im Kapitel 5 betrachtet. Durch die Implementierung von MGÜ-Anlagen in das Mittelspannungsnetz kann eine Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. eine verbesserte Lastflussregelung erzielt werden.

Die Verwendung und Implementierung von MGÜ bringt einige Vorteile mit sich [1, 2]:

- Verbesserter Lastfluss, ohne Gefahr die Komponenten zu überlasten.
- Präzise Kontrolle des Lastflusses, der Spannung und der Wirkleistung an beiden Enden der MGÜ.
- Beitrag zur Spannungshaltung im Fehlerfall auf der Wechselspannungsseite.
- Schnelle Regelung der Spannung und des Lastflusses.
- Die Installation von Konverter-Stationen zur Verwendung bereits bestehender Infrastruktur ist ggf. zeitlich schneller möglich als die Installation neuer Leitungen.
- Durch übergeordneten Regelstrategien können die Verluste optimiert werden.
- Bessere Ausnutzung bestehender Komponenten.

Die durch den Leiterwiderstand verursachten Leiterverlusten müssen hinsichtlich der Erwärmung eines Kabels bzw. einer Freileitung sowohl bei dem Betrieb mit AC als auch mit DC berücksichtigt werden. Der Einsatz von extrudierten Standard-AC-Kabeln für die MGÜ kann gemäß dem aktuellen Stand der Forschung wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen. Die Verwendung von Standard-Komponenten wird in mehreren Publikationen beschrieben [3 - 7]. In diesem Zusammenhang sind die zuverlässige Verfügbarkeit und die hohe Qualität der kommerziell verfügbaren AC-Kabelsysteme vorteilhaft zu erwähnen.



Bild 1: MGÜ-Varianten mit extrudierten AC-Kabeln [8]

Durch die Umrüstung bereits verlegter und in Betrieb befindlicher AC-Übertragungsstrecken auf DC-Betrieb können Kabelstrecken mit höherer Übertragungsleistung betrieben und somit Verlegearbeiten bzw. Genehmigungsverfahren für neue Kabelanlagen vermieden werden bzw. Kabelsysteme mit einpoligem Fehler weiter betrieben werden.

3.2 Erhöhung der Übertragungskapazität durch Umstellung von AC- auf DC-Betrieb

Die zuvor genannten grundsätzlichen Vorteile einer DC-Energieübertragung führen zu der Möglichkeit der Erhöhung des Betriebsstromes I_{DC} wodurch die übertragbare Leistung leicht erhöht wird. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität kann bei der Umstellung eines Übertragungssystems von Wechselspannung auf Gleichspannung durch Anpassung der Betriebsspannung U_{DC} erfolgen. Zusätzlich nimmt, entsprechend Gleichung (1), die realisierte MGÜ-Topologie (bipolare MGÜ: m = 2) Einfluss auf die Leistungsfähigkeit einer MGÜ-Verbindung [5].

$$\frac{P_{\rm DC}}{P_{\rm AC}} = \frac{m \cdot U_{\rm DC} \cdot I_{\rm DC}}{\sqrt{3} \cdot U_{\rm AC} \cdot I_{\rm AC} \cdot \cos\varphi} \tag{1}$$

Die aus Gleichung (1) folgende mögliche Erhöhung der Übertragungskapazität ist in Tabelle 1 mit beispielhaften Zahlenwerten für die DC-Betriebsspannung U_{DC} dargestellt. Als Vergleichssystem wird ein 12/20-kV-AC-Kabelsystem mit verschiedenen Leistungsfaktoren cos φ herangezogen.

UDC	$P_{\rm DC}/P_{\rm AC}$ (cos φ = 0,85)	$P_{\rm DC}/P_{\rm AC}$ (cos φ = 1,00)
16,3	1,11	0,94
20,0	1,36	1,15
30,0	2,04	1,73
50,0	3,40	2,89
70,0	4,75	4,04

Tabelle 1: Erhöhung der Übertragungskapazität in Abhängigkeit der DC-Nennspannung U_{DC} und des Leistungsfaktors cos φ (m = 2, U_{AC} = 20 kV, I_{AC} = I_{DC})

Wird die DC-Nennspannung eines Standard-AC-Kabels an den Scheitelwert der einphasigen AC-Spannung ($\sqrt{2} \cdot U_{AC}/\sqrt{3}$ =16,3 kV) angelehnt, ergibt sich je nach betrachtetem Leistungsfaktor cos φ des Referenzfalls eine kaum nennenswerte Erhöhung (+ 11 %) bei cos φ = 0,85 bzw. sogar eine Verschlechterung bei cos φ = 1,00 (- 6 %). Wie in Tabelle 1 zu erkennen ist, kann bei einer Erhöhung der Übertragungsspannung auf U_{DC} = 55 kV, je nach betrachtetem Leistungsfaktor cos φ , eine signifikante Erhöhung der Übertragungskapazität um den Faktor 2,89 bzw. 3,40 beobachtet werden. Die Erhöhung der Übertragungskapazität aufgrund der möglichen Stromerhöhung wird in dieser Betrachtung nicht miteinbezogen. Der durch die Abwesenheit des Skin-Effekts kleinere Leiterwiderstand wird erst bei vergleichsweise großen Querschnitten bemerkbar. So kann bei einem Querschnitt von A = 630 mm² der DC-Nennstrom um etwa 9 % gegenüber dem AC-Nennstrom gesteigert werden, ohne dass es zu einer unzulässigen Kabelerwärmung kommt.

3.3 Umrichter-Technologien

Das vorhandene Übertragungs- und Verteilnetz basiert auf der Wechselspannungstechnik. Um eine Gleichstromübertragung in ein bestehendes AC-Netz einzubinden sind entsprechende Umrichter bzw. Konverter notwendig. Die Aufgabe von Konvertern ist die AC/DC- bzw. DC/AC-Wandlung. Für diese Aufgabe werden Halbleiterelemente wie zum Beispiel Dioden, Thyristoren und Transistoren eingesetzt. Generell sind heute für die Gleichstromübertragung zwei Umrichter-Technologien etabliert: Selbstgeführte Umrichter (Voltage Source Converter, VSC) und fremdgeführte Umrichter (Line Commutated Converter, LCC). Bei der LCC-Technologie, welche auf Thyristoren basiert, kann eine Änderung der Lastflussrichtung nur durch einen Polaritätswechsel der Spannung erfolgen, da bauteilbedingt der Strom stets nur in eine Richtung fließen kann. Die VSC-Technologie hingegen setzt auf IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor). Hier ist die Polarität der Spannung immer dieselbe. Eine Umkehr des Lastflusses wird durch die Umkehr der Stromflussrichtung erreicht [9].

a) Fremdgeführte LCC-HGÜ





Bild 2: Gleichstromübertragung mit unterschiedlichen Umrichter-Technologien [9]

3.4 Modularer Multilevel Converter

Obwohl bereits im Jahre 2002 von Marquardt erdacht [10] und über die Jahre weiterentwickelt [11], gewinnt die MMC-Technologie erst jetzt an Bedeutung. Klare Vorteile gegenüber bisherigen Konverter-Technologien rücken den MMC immer stärker in den Fokus der Hersteller und setzen diesen in einem breiter werdenden Feld an Anwendungsgebieten ein. Die Vorteile sind die Modularität, die Skalierbarkeit für Spannung und Leistung, die Kurzschlusstoleranz, die Möglichkeit des transformerlosen Anbindung, und die hohe Qualität der ausgegebenen Spannung. Prinzipiell ist ein MMC für ein dreiphasen System über drei Beine mit dem AC Netz verbunden. Jedes Bein ist in Arme unterteilt. Die Arme die mit der positiven DC Spannungsseite verbunden sind, sind die oberen Arme. Jene Arme die mit der negativen DC Spannungsseite verbunden sind, sind die unteren Arme. Jeder Arm besteht aus einer Gruppe von IGBT Modulen. Aufgrund von Spannungsdifferenzen zwischen den Armen, besitzt jeder Arm noch eine Induktivität *L* zur Begrenzung von Ausgleichsströmen [12].



Bild 3: Prinzipieller Aufbau einer dreiphasigen MMC [12]

Die Anzahl und der Aufbau der IGBT-Module hängt vom Anwendungsfall ab. Die Module können dabei als Halbbrücke, Vollbrücke oder komplexere Schaltungsvarianten realisiert werden, die je nach Anwendungsfall die benötigten Eigenschaften aufweisen (z. B. Abregeln bei DC Fehlern, Vier-Quadranten-Betrieb). Aktuelle Publikationen zeigen, dass MMC an Bedeutung gewinnt [13 - 15]. Bisherige VSC-Umrichter mit zwei bis drei Stufen pro Arm benötigen ein häufiges Schalten (Pulsweitenmodulation), um eine sinusförmige Spannung zu erzeugen. Die Arme werden dazu sehr häufig komplett ein- und ausgeschaltet. Beim MMC erfolgt ein gezieltes Schalten einzelner Module wodurch sich ein stufenhafte Abbildung der Sinuskurve ergibt. Durch diese Schaltverhalten reduziert sich die Schaltfrequenz drastisch.



Bild 4: Funktionsprinzip verschiedener VSC Technologien. Zweistufige, dreistufige und mehrstufige (MMC) Variante [16]

4 Verfügbare MGÜ-Produkte

4.1 Einleitung

Die nachfolgende Auflistung von MGÜ-Produkten soll einen neutralen Vergleich zwischen den Industrieunternehmen ermöglichen, weshalb in diesem Kapitel keine Bewertung der einzelnen Produktlösungen vorgenommen wird. Die einzelnen Industrieunternehmen hatten im Rahmen des Forschungsprojektes die Gelegenheit ihre eingesetzte Technologie zu präsentieren.

4.2 Siemens

Das vorgestellte Produktportfolio von Siemens "MVDC plus®" bedient sich an der HVDC-PLUS-Technologie und wird wie diese als modular Multilevel IGBT Voltage Source Converter gebaut. Siemens setzt bei dem MGÜ-Produktportfolio auf ein standardisiertes Design mit vordefinierter Nennleistung mit drei festen Ausbaustufen, um die Kosten im Vergleich zu HVDC PLUS zu reduzieren. Die erreichbaren maximalen Leistungen der drei Varianten sind in Tabelle 2 aufgelistet. Ein Vier-Quadranten-Betrieb ist möglich.

Туре	DNDC-24	DNDC-30	DNDC-48			
# IGBT Sub-Modules / converter module	24	30	48			
DC voltage at rectifier	+/-24 kVdc	+/-30 kVdc	+/-50 kVdc			
Insulation Class, LIWL	36kV/170kV	36kV/170kV	52kV/170kV			
Rated DC current (maximum)	1.5kAdc	1.5kAdc	1.5kAdc			
Active power transfer (maximum)	70MW	149MW				
Reactive power / station (maximum)	32MVar 40MVar 66MVar					
DC-link (max Resistance at max. power)	2Ω 3Ω 4Ω					
P-/Q-Control	√					
Voltage control	✓					
STATCOM operation	✓					
AC fault ride through	(✔)					
DC fault ride through	0					

Tabelle 2: Siemens MGÜ-Produktportfolio (Anhang 1)

Die maximale Übertragungslänge ergibt sich durch den ohmschen Spannungsabfall entlang der DC-Leitung. Es darf nur zu einem bestimmten Spannungsabfall zwischen den beiden Umrichter-Stationen kommen. Zum Vergleich kann dafür der ohmsche Widerstand angegeben werden. Der Wert des maximal erlaubten Widerstandes variiert mit der DC-Nennspannung.

Durch eine höhere Anzahl an seriellen IGBT-Modulen wird eine höhere DC-Spannung erzielt. Die Stromtragfähigkeit der IGBT ist mit 1,5 kA_{DC} für alle Ausbaustufen aufgrund der verwendeten Bauteile gegeben. Durch den Spannungspegel und den erreichbaren maximalen Strom ergibt sich Nennleistungen von 70 MW, 90 MW und 149 MW. Der typische zugehörige Platzbedarf ist in Tabelle 3 angegeben.

Nennleistung	Länge x Breite
70 MW	54 m x 30 m
90 MW	60 m x 30 m
149 MW	66 m x 30 m

|--|

Auf Anfrage wurde festgestellt, dass eine transformatorlose Anbindung an das Netz nicht gedacht ist. Der Transformator soll dabei hauptsächlich zur Entkopplung der Umrichter vom Netz im Hinblick auf nicht unterdrückte Gleichströme dienen. Zusätzlich wurde unverbindlich mitgeteilt, dass die Verfügbarkeit bei ca. 98,5 % liegt. Durch die modulare Bauweise können auch bei Siemens defekte Module ausgewechselt werden.



Bild 5: Komponenten einer Siemens-MGÜAnlage (Anhang 1)

Siemens sieht in der MGÜ-Technologie den Vorteil der Erhöhung der Übertragungskapazität und die Möglichkeit der gezielten Lastflusssteuerung. Zusammenfassend bietet Siemens Lösungen für folgende Punkte an:

- Anbindung von Inseln und weit entfernten Gebieten
- Integration und Stabilisierung von schwachen Netzen
- Vorhandene Infrastruktur aufwerten
- Anbindung von dezentraler Erzeugung

4.3 ABB

Die Produktentwicklung im Bereich der MGÜ-Technologie bei ABB wurde mit dem Blick auf neue Möglichkeiten in verschiedenen Bereichen des Netzbetriebes gestartet. Zentrale Punkte sind dabei die Verbindung von Netzen, die Verbesserung der Netzqualität, die dezentrale Energieerzeugung, neue Netze in neuen Märkten und alternde Infrastruktur in bestehenden Netzen sowie die Möglichkeit eines bidirektionalen Leistungsflusses. Als weiteren Anwendungsfall stellt sich ABB die Anbindung von Produktionsanlagen aus den USA (60 Hz Nennfrequenz) vor. Dafür könnte in einem Industriebetrieb ein eigenes 60-Hz-System aufgebaut werden. Zur Realisierung stehen dabei Produkte von 1 - 100 MVA zur Verfügung die entsprechend der Größe der verbauten Einheiten einen unterschiedlichen Funktionsumfang aufweisen. Für MGÜ-Anwendungen wurde die Plattform PCS6000 SCF vorgestellt. Das Funktionsprinzip ist ein MMC-VSC und es ist ein Vier-Quadranten-Betrieb möglich. Die Basis

eines PCS6000 SCF Umrichters sind 20-MVA-Konverter-Blöcke und es können bis zu acht dieser Blöcke parallelgeschaltet werden. Es ergibt sich damit ein Leistungsbereich von 20 bis 160 MW.



Bild 6: PCS6000 SFC Produktplattform bestehend aus Konverter-Teil, Steuerung (Ctrl) und Kühlung (Cl) (Anhang 2)

Die Konverter selbst bestehen aus IGCT(integrated gate-commutated thyristor)-Einheiten. Vorteile dieser Technologie sind die grundsätzlich hohe Stromtragfähigkeit (1300 A) mit einer Schaltspannung von 2,5 kV. Je nach benötigter Spannungsebene werden mehrere Einheiten in Serie gestapelt. Die Blöcke werden mit Hilfe einer Wasserkühlung gekühlt. Die Wasser-kühlung ist hier mit einem geschlossenen Wasserkreis ausgestattet. Auf Anfrage wurde eine geschätzte Größe von 25 m x 25 m für eine 20-MVA-Station angegeben. Die Verfügbarkeit der MGÜ wird mit 99,5 % exklusive Wartungzeiten angegeben. Ein transformatorloser Betrieb (direkter Anschluss der Umrichter an das Netz) ist mit einer Serienimpedanz möglich, wird jedoch aufgrund eines gegebenenfalls auftretenden Nullsystems nicht empfohlen. Ein Fehler auf der DC-Seite kann dank einer Vollbrückenschaltung abgeschaltet werden. Durch den modularen Aufbau können defekte Module ausgetauscht werden. ABB kann bereits Erfahrung durch den Einsatz der verwendeten Konverter-Technologie im Bahnbetrieb vorweisen (Schweiz, Deutschland und Australien).



Bild 7: PCS6000 SFC Layout für eine 20 MVA Station (Anhang 2)

4.4 General Electric

Aufgrund langjähriger Erfahrung im Bereich der Antriebs- und Bahnumrichter, baut die Lösung von GE auf dieser Technologie auf. Dabei werden bestehende Umrichter aus der Produktlinie für den MGÜ-Einsatz modifiziert.



Bild 8: GE Umrichter-Produktpalette (Anhang 3)

Als Beispiel für eine MGÜ-Anwendung wurde das Projekt "Angle DC" in Großbritannien herangezogen. Dabei kommen je Seite 12 Umrichter von GE der Kategorie MV7303 zum Einsatz die über zwei Yd1d1d1d1d1d1d1-Transformatoren ans Netz angeschlossen wurden. Die Transformatoren dienen zur galvanischen Trennung des positiven und negativen Beines des Umrichters. Jedes Teilmodul hat somit einen eigenen Transformatorschenkel.

GE gibt die Maße für eine Anlage dieser Leistungsklasse (40 MVA) mit ca. 20 m x 20 m bzw. 17 m x 22,5 m an. Jede Umrichter-Station besteht dabei aus dem oben beschriebenen Transformator, 12 identischen IGBT-Modulen, dem Kühlsystem, zwei DC-Drosseln, einer DC-Schaltanlage und einer Kontrolleinheit.



Bild 9: Lösungsvorschlag von GE für einnen MGÜ-Konverter (Anhang 3)

4.5 Miba

Miba arbeitet derzeit an der Entwicklung einer eigenen MGÜ-Lösung auf der Basis des intern entwickelten "Multilevel Cubes". Der Multilevel Cube nutzt IGBT mit einer Spannung von 3,3 kV oder 4,5 kV und einem maximalen Strom von 1200 A bis 2400 A. Der Cube besteht aus vertikal gestapelten Modulen die in sich geschlossen aus den elektronischen Komponenten, einer Kühlung und einer Kapazität bestehen. Die Basisvariante wird als Vollbrücke realisiert und ermöglicht einen Vier-Quadranten-Betrieb. Zurzeit wird das MGÜ-System mit Transformator geplant, eine transformatorlose Anschlussmöglichkeit ist jedoch für die Zukunft vorgesehen.



Bild 10: Frontansicht eines MMC-Submoduls von Miba [17] (Anhang 4)

Diese Module werden dann in ein Rack geschoben, wo sich die AC- und DC-Anschlüsse sowie die Verbindung zur Kühlung befinden. Miba erwartet sich durch diese Konstruktionsweise eine einheitliche Bauweise für verschiedene Leistungsklassen und eine schnelle Austauschbarkeit von Modulen. Auf Anfrage bezüglich des Platzbedarfes gab Miba eine Fläche von ca. drei 20"-Containern für eine durchschnittliche MGÜ-Anlage an.



Bild 11: Miba Multilevel Cube Rack mit Submodulen [17] (Anlage 4)

5 MGÜ-Projekte

5.1 Angle-DC (UK)

Hintergrund: Auf der Insel Anglesey an der Nordwestküste von Wales ist in den letzten Jahren ein erheblicher Anstieg an erneuerbarer Energieerzeugung festzustellen, für den bis 2020 sogar eine Verdopplung vermutet wird. Zusätzlich ist ein Trend zu mehr Verbrauch festzustellen, jedoch produziert die Insel meist mehr elektrische Energie als verbraucht wird, weshalb ein Export zum Festland notwendig wird. Das führt jedoch zu Stabilitätsproblemen, da die vorhandene 33-kV-Verbindungsstrecke zwischen der Insel und dem Festland an ihrer Kapazitätsgrenze ist. Auch die Transformatoren kommen bei Ausfällen bereits an ihre thermischen Grenzen [18]. Damit die thermischen Grenzen des 33-kV-Netzes nicht überschritten werden, ist eine Lastflussregelung mit dem parallelen 400-kV-Netz durchzuführen, da unkontrollierte Lastflüsse die Leitungen überbeanspruchen könnten (Bild 12) [3].



Bild 12: Verbindungen des 33-kV-Netzes (grün) mit dem 132-kV-Netz (schwarz) und das parallele 400-kV-Netz (blau) mit Verbindung des Angle-DC Projekts: roter Kreis [3]

Projekt: Um die notwendige Erhöhung der Übertragungskapazität zu erreichen, wird hier die Umrüstung einer bestehenden 33-kV-AC-Verbindungsleitung auf eine Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ) durchgeführt. Da es sich hier um ein langjährig im Betrieb befindliches Übertragungssystem handelt, welches aus verschiedenen Kabeltypen (Öl-Papier-Harz isolierte Kabel, Massekabel und VPE-Kabel) besteht, wurde die Nenn-Gleichspannung auf ±27 kV (Spitzenwert der 33-kV-Wechselspannung) festgelegt. In Anbetracht des Alters der Kabelstrecke wurde die maximale Leitertemperatur auf 50 °C und auf einen entsprechenden Leiterstrom von I_{Leiter} = 188 A, beschränkt (Bild 13). Dies hat eine Erhöhung der Übertragungskapazität um ca. 23 % zur Folge [3, 18, 19].



Bild 13: Erhöhung der Übertragungskapazität durch Umrüstung von AC auf DC [19]

Die verwendeten Umrichter sind auf der VSC-Technologie aufgebaut, wodurch im Betrieb keine Polaritätswechsel der Spannung auftreten. Weitere Aspekte die während des Projekts behandelt werden:

- Sind die vorhandenen 90 cm langen Porzellanisolatoren für die Beanspruchung mit Gleichspannung ausreichend?
- Kommt es aufgrund von Verschmutzung (Salzablagerungen aufgrund der Küstennähe) zu Kriechströmen oder im schlimmsten Fall zu Überschlägen?

Darüber hinaus soll die elektromagnetische Beeinflussung von Steuerleitungen in der Nähe von DC-Kabeln untersucht werden [3].

Ergebnis: Die Projektumsetzung läuft bis April 2020, wobei jetzt bereits die ersten Ergebnisse aufgelistet werden können [3]:

- Erfolgreiche Implementierung bzw. geplante Umrüstung von AC auf DC und Verwendung von bereits vorhanden Verbindungsstrecken, wobei sich die Freileitungen in verschmutzter Umgebung befinden und die Kabel unterschiedliche Isoliersysteme und Betreibsalter aufweisen.
- Einstieg neuer Unterstützer in das Thema MGÜ und die Adaptierung von fachfremden Technologien.
- Identifikation der MGÜ-Anwendung in Verteilnetzen, um operative Engpässe zu beseitigen (es wurden bereits ca. 25 mögliche Anwendungsfälle für Großbritannien identifiziert, wo MGÜ zu Verbesserungen im Verteilnetz führen können).
- Erfahrungsgewinn während der ersten Jahre des Projekts.

5.2 Wenchang 1 (China)

Hintergrund: Das Wenchang Projekt ist in China im Jahr 2010 gestartet. Bei dem Projekt handelt es sich um zwei Offshore-Bohrplattformen von CNOOC. Die beiden Plattformen wurden durch drei 29,2 km lange Einzelleiter-Seekabel mit Energie versorgt. Durch Schalthandlungen kam es zu transienten Spannungen, wodurch die Isolation eines Kabels beschädigt wurde und somit die Plattformen nur durch Dieselgeneratoren mit Energie versorgt werden konnten. Die Verwendung der Dieselgeneratoren war für den Betreiber aufgrund der hohen Kosten für Betrieb und Wartung, Luftverschmutzung und Geräuschentwicklung, limitierte Kapazität und Energieverlust nicht zufriedenstellend. Mögliche Lösungsansätze bestanden darin die bestehenden Übertragungseinheiten in eine MGÜ-Strecke umzuwandeln und mit Gleichspannung zu betreiben oder alternativ zur bestehenden Leitung zusätzliche Seekabel und Dämpfungseinheiten für transiente Schaltspannungen zu installieren [20].

Projekt: Die beiden intakten Phasen der Wechselspannungsverbindung wurden als Plus- und Minuspol einer bipolaren MGÜ-Anlage benutzt. Das beschädigte dritte Kabel dient hingegen als Erdrückleiter. Von der Plattform "19-1A", zu welcher eine Wechselspannungsverbindung zur Energieversorgung existiert, wird die Plattform "14-3A" über das MGÜ-Netz mit elektrischer Energie versorgt. Auf der Plattform "14-3A" wird dann die Gleichspannung wieder in Wechselspannung umgewandelt und zwei weitere Plattformen über das bestehende Wechselspannungsnetz betrieben. Die Übertragung auf der Gleichspannungsseite erfolgt mit einer DC-Spannung von ± 15 kV und einer Leistung von 8 MVA [20].

Ergebnis: Seit der Inbetriebnahme 2013 bis zur Veröffentlichung der Ergebnisse im Jahr 2015 verlief der Betrieb ohne Auffälligkeiten [20].



Bild 14: Bipolare MGÜ-Verbindung der Plattformen, 19-1A" (links) und "14-3A" (rechts) [20]

5.3 Wenchang 2 (China)

Hintergrund: Ein weiteres Projekt der Ölbohrfirma CNOOC ist 2010 in Wenchang gestartet worden. Die Ölplattformen wurden bis dahin mit einem VPE-AC-Dreileiterkabel mit elektrischer Energie versorgt. Die Nennspannung des Kabels betrug 35 kV und ist auf eine Übertragungsleistung von 3 MW ausgelegt. Die Dicke der VPE-Isolation beträgt 10,5 mm und der Kupferleiter ist mit einem Querschnitt von 120 mm² ausgeführt. Das Seekabel mit einer Länge von 40 km wurde im November 2008 in Betrieb genommen. Sechs Monate nach Inbetriebnahme kam es in einer der drei Phasen zu einem Durchschlag. Nach der Reparatur wurde im Februar 2010 eine Spannungsprüfung durchgeführt, wobei es wieder zum Durchschlag der Kabelstrecke kam. Alle weiteren elektrischen und mechanischen Untersuchungen blieben unauffällig und die Ursache für den Fehler ist unklar. Es wurde jedoch vermutet, dass der Fehler aufgrund zu großer mechanischer Belastung bei der Verlegung entstanden ist [4].

Projekt: Die MGÜ-Anlage wurde als bipolare Übertragungsstrecke (Fehlerhaftes Kabel als Rückleiter) mit VSC-Technologie ausgeführt. Dadurch können zusätzliche Belastungen aufgrund von Polaritätswechseln vermieden werden. Zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Kabelstrecke wurden im Vorfeld Typprüfungen der beiden für Plus- und Minuspol verwendeten Einzelleiter nach CIGRE TB 496 (bzw. nach CIGRE TB 219) mit jeweils 30 m Kabel durchgeführt. Die DC-Nennspannung wurde aufgrund der mangelnden Erfahrung sowie aus Sicherheitsgründen sehr konservativ mit \pm 10 kV gewählt. Nach der bestandenen Typprüfung wurde das Kabelsystem 2011 als \pm 10-kV-MGÜ eingesetzt [4].

Ergebnis: Bei der Veröffentlichung der Ergebnisse im Jahr 2017 ist die Strecke bereits 4 Jahre lang bei ± 10 kV in Betrieb. Eine weitere Erhöhung der Betriebsspannung auf 15 kV ist geplant [4].





5.4 Weitere MGÜ-Projekte

Es gibt weltweit weitere Beispiele bei denen MGÜ-Anlagen zur Anwendungen kommen.

- Bei dem Projekt Troll A wird eine Offshore-Öl- und -Gas-Plattform mit einem 70 km langen extrudierten DC-Kabel mit ±60 kV Gleichspannung und 80 MVA versorgt [21].
- Zwischen USA und Mexiko in Eagle-Pass wird aufgrund von Stabilitätsproblemen eine "Back-to-Back"-Verbindung mit VSC-Technologie und 36 MVA betrieben [22].
- In Michigan, USA im Mackinac Projekt wird eine "Back-to-Back"-Verbindung ähnlich dem Projekt Eagle-Pass zur Lastflussregelung verwendet [23, 24].
- Als weiteres Projekt sei das Projekt Western Power Distribution genannt, wobei ebenfalls eine "Back-to-Back"-Verbindung im Verteilnetz zur Anwendung kommt [25].
- Ein MGÜ-Verteilnetz entsteht auf dem Campus der RWTH Aachen, wobei die DC-Verbindung eine bidirektionale MGÜ mit einer Spannung von ± 2,5 kV darstellt [26].

5.5 Mögliche MGÜ-Anwendungen in Österreich

5.5.1 Einleitung

Durch die bereits beschriebenen breitgefächerten Vorteile einer MGÜ-Verbindung ergeben sich eine Vielzahl von unterschiedlichen Anwendungsfälle, die in Zusammenarbeit mit österreichischen Netzbetreibern im Rahmen von Workshops definiert wurden. Neben der bereits beschriebenen Erhöhung der Übertragungskapazität einer bestehenden Leitung lassen sich Probleme lösen, die in Zukunft von besonderer Bedeutung sein können.

5.5.2 Kupplung von Verteilnetzen

Durch eine MGÜ-Verbindung besteht die Möglichkeit zwei 110-kV-Verteilnetze miteinander zu kuppeln (Bild 16). Dies ist bisher aufgrund von Grenzen bei der Kurzschlussleistung, den Spannungswinkeldifferenzen zwischen den Netzen und durch Limitationen aufgrund des Netzbetriebes (Sternpunktbehandlung, Erdschlusslöschung) nicht leicht realisierbar. Die MGÜ-Kopplung ermöglicht dabei einen gezielten Lastfluss zwischen den Verteilnetzen und kann damit zur Stabilität beider Netze beitragen. Zusätzlich kann durch die Netzkopplung die Versorgungssicherheit aufgrund der zusätzlichen Netzanbindung erhöht werden. Da beide MGÜ-Umrichter-Stationen auch zur Blindleistungsregelung verwendet werden können, kann

durch einen günstig gewählten Standort die Spannungsstabilität in den benötigen Bereichen verbessert werden.



MVDC KOPPLUNG

Bild 16: Koppelung zweier Verteilnetze

5.5.3 Kupplung von Teilnetzen in einem Verteilnetz

Ein weiteres Szenario ist die Kupplung zweier Verteilnetze mit stark unterschiedlicher Laststruktur. Gibt es in einem Verteilnetz zwei Gebiete, wie beispielhaft Bild 15 in dargestellt, ein erzeugerlastiges Teilnetz und ein Teilnetz mit hauptsächlich Verbrauchern, so kann aufgrund von zu hohen Spannungswinkeldifferenzen und der daraus resultierenden Lastflüsse keine direkte Kopplung beider Teilnetze mit klassischen Mitteln hergestellt werden.

Die MGÜ-Kopplung bietet dabei massive Vorteile. Offensichtlich ist, dass die Transformatoren beider Netzgebiete entlastet werden und die Übertragungsfähigkeit erhöht wird ohne die Kurzschlussleistungen der Teilnetze zu erhöhen. Die freigewordenen Kapazitäten können dann zu einer Erhöhung der Einspeiseleistung im roten Teilnetz führen, die sonst nur durch zusätzliche Transformatorleistung möglich wäre.



Bild 17: Kopplung zweier Teilnetze

5.5.4 Anbindung von erneuerbaren Erzeugung

Dezentrale erneuerbare Erzeugung kann sich weit entfernt von Lastzentren befinden. Große Windkraftanlagen werden dort errichtet, wo das größte Potential besteht und zudem der notwendige Platz vorhanden ist. Typische Beispiele sind Windkraftanlagen im alpinen Raum mit langen Mittelspannungskabelstrecken bis zu dem nächsten 110-kV-UW. Die dadurch entstehenden langen Übertragungswege führen zu hohen Verlusten und signifikanten Spannungsüberhöhungen im Leerlauf aufgrund der Kabelkapazitäten. Mit einer MGÜ-Anbindung kann die Übertragungsfähigkeit gesteigert werden bei gleichzeitiger Möglichkeit die Übertragungsverluste zu reduzieren. Diese Variante gewinnt insbesondere dann an Bedeutung, wenn eine direkte modulare Ankopplung der Maschinen über den DC-Zwischenkreis erfolgen kann [14].



Bild 18: Windparkanbindung mit Hilfe einer MGÜ

5.6 Anforderungen seitens österreichischer Netzbetreiber

Die Diskussionen mit österreichischen Netzbetreibern im Rahmen der Workshops ergab, dass die derzeit am Markt angebotenen Produkte in vielen Punkten nicht den benötigten Kriterien für einen möglichen Anwendungsfall in Österreich entsprechen. Es ist so, dass die angebotenen Leistungsklassen tendenziell über den eventuell benötigten Leistungen liegen. Für viele Netzbetreiber wären Leistungen im Bereich von 5 – 30 MW denkbar. Da bei den MGÜ-Anlagen zum Teil auf bestehende Komponenten der HGÜ-Anwendungen zurückgegriffen wird, weisen die Module vergleichsweise hohe Nennströme auf. Auf der anderen Seite kann diese strommäßige Überdimensionierung positiv hinsichtlich der Bereitstellung von Kurzschlussleistung im Fehlerfall gesehen werden.

Konsens unter den Netzbetreibern herrscht außerdem, dass der Platzbedarf von MGÜ-Anlagen im Vergleich zu Mittelspannungs-Drehstromlösungen zu hoch ist. Dies ist unter anderem der Verwendung von Stromrichtertransformatoren geschuldet. Technologisch bieten diese Transformatoren den Vorteil, eine vollkommene Gleichstrom-Entkopplung zwischen Drehstromsystem und MGÜ zu gewährleisten. Hier ist die Industrie aufgefordert, mit Hilfe geeigneter Regelverfahren unerwünschte Gleichströme auf der Drehstromseite zu verhindern und transformatorlose MGÜ-Systeme anzubieten.

Die auf Anfrage von den Herstellern genannten unverbindlichen Preise für MGÜ-Anlagen übersteigen zudem bei weiten die erwarteten Kosten. Es kristallisiert sich also deutlich heraus, dass MGÜ derzeit nicht als Alternative zur Drehstromtechnik in Standardanwendungen zu sehen ist. Eine kommerziell vertretbare Anwendung ist nur in Spezialfällen gegeben, wenn technische Rahmenbedingungen (z. B. Regelbarkeit, Erdschlusslöschung etc.) oder unüberwindbare Probleme im Genehmigungsverfahren klassische Drehstromlösungen nicht zulassen.

6 MGÜ-Verhalten im Netz

6.1 Kurzschlussberechnung

6.1.1 Kurzschlossstrombeitrag von Umrichtern

Das Kurzschlussverhalten für MGÜ-Anlagen kann sinngemäß analog zu dem Kurzschlussverhalten von umrichtergespeister Erzeugung definiert werden. In den Regelwerken

- VDE-AR-N 4110: technische Anschlussregeln Mittelspannung [27]
- VDE-AR-N 4120: technische Anschlussregeln Hochspannung [28]

ist das Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern durch eine "Blindstromstatik", dem sogenannten "k-Faktor", sehr genau spezifiziert. In Bild 19 ist der geforderte Kurzschlussstrombeitrag in Abhängigkeit des Spannungseinbruches festgelegt. Damit wird für Kurzschlussströme unterhalb des maximalen Stroms des Umrichters (typischerweise 10-30% über dem Nennstrom) eine Innenimpedanz (Kurzschlussimpedanz) definiert. Wird der maximale Strom erreicht, wird dieser durch entsprechende Reglerfunktionen begrenzt.



Bild 19: Blindstromstatik (k-Faktor) für die Blindstromeinspeisung gemäß [27]

6.1.2 Untersuchte Netztopologie

Für die in Bild 20 dargestellte Netzkonfiguration (Netzverstärkung durch MGÜ) wird beispielhaft der Kurzschlussstrom an unterschiedlichen Fehlerorten für unterschiedliche Betriebsszenarien berechnet. Ausgangspunkt ist eine bestehende 110-kV-Stichleitung mit 40 km Länge. Am Ende dieser Leitung wird über einen 40-MVA-Transformator ein Mittelspannungsnetz (25 kV) versorgt. Exemplarisch wurden 2 Abzweige mit zwei dazugehörigen Verteilnetztransformatoren (25/0,4 kV) modelliert, wobei ein Transformator nahe am Umspannwerk steht, der andere Transformator an einem längeren 20-kV-Kabel angeschlossen ist und die Situation für die Station mit der kleinsten Kurzschlussleistung darstellt.



Bild 20: Untersuchte Netzkonfiguration

Für die Simulation wurde für die MGÜ mit einer Nennleistung von 40 MW und einem k-Faktor von 2 implementiert. Unter der Annahme, dass der maximale Strom auf der Drehstromseite bei 1 kA liegt, ergibt sich für Restspannungen zwischen 46% und 100 % eine äquivalente Kurzschlussleistung von 80 MVA (Bild 21). Bei kleineren Spannungen wird der Strom auf den maximalen Strom von 1 kA begrenzt. Die über die Drehstromleitung anstehende Kurzschlussleistung beträgt etwa 240 MVA.



Bild 21: Kennlinie des Umrichters im Kurzschlussfall

Folgende Fehlerorte werden untersucht:

- 25-kV-Sammelschiene im UW
- 25-kV-Muffe in der Nähe des UW
- Nahe Trafostation, Fehler auf 25 kV
- Nahe Trafostation, Fehler auf 400 V
- Entfernte Trafostation, Fehler auf 25 kV
- Entfernte Trafostation, Fehler auf 400 V

Netztopologisch wurden folgende Szenarien untersucht:

- AC- und MGÜ-Leitung im Parallelbetrieb
- nur AC-Leitung in Betrieb
- nur MGÜ in Betrieb

In der folgenden Tabelle sind die zu erwartenden Kurzschlussströme bei einem 3-poligen Fehler angeführt. Die Werte gelten für die Fehlerstelle und nur für den Fehlerfall im 400 V-Netz wurden die entsprechenden Ströme auf der 25-kV-Spannungsebene ausgewertet. Zusätzlich sind für den alleinigen Betrieb der MGÜ die Spannungen während des Fehlers im UW angeführt.

Fehler	AC+DC parallel	nur	AC	nur DC		
25-kV-Sammelschiene im UW	6602 A	5604 A	0 kV	1000 A	0 kV	
25-kV-Muffe in der Nähe des UW	4709 A	4016 A	7,1 kV	1000 A	1,4 kV	
Entfernte Trafostation, Fehler auf 25 kV	755 A	740 A	21,7 kV	639 A	16,4 kV	
Entfernte Trafostation, Fehler auf 400 V	289 A	285 A	23,7 kV	260 A	21,5 kV	
Nahe Trafostation, Fehler auf 25 kV	2014 A	1873 A	16.6 kV	1000 A	7,3 kV	
Nahe Trafostation, Fehler auf 400 V	335 A	330 A	20,6 kV	295 A	18,8 kV	

Tabelle 4: Kurzschlussströme und Spannungen auf der 25-kV-UW-Sammelschiene im Fehlerfall

6.1.3 Auswirkungen auf das Schutzsystem

Es zeigt sich, dass für Fehler im UW bzw. in der Nähe der Kurzschlussstrom bei alleinigem Betrieb der MGÜ deutlich unter den Fehlerströmen bei Betrieb mit der AC-Leitung aber nur geringfügig über den maximalen Betriebsströmen liegen. Hier ist der klassische Überstromschutz für eine selektive Fehlererkennung und Abschaltung nicht geeignet. Allerdings liegt durch die relativ niedrige verbleibende Spannung ein eindeutiges Kriterium zur Erkennung des Kurzschlusses vor.

Bei Fehlern in den Netzausläufern und auf der Niederspannungsseite unterscheiden sich die Fehlerströme bei Betrieb mit der AC-Leitung oder der MGÜ nicht mehr signifikant. Das bestehende Schutzsystem (Überstromschutz) kann - evtl. mit geringfügigen Anpassungen in der Parametrierung - prinzipiell weiterverwendet werden.

6.2 Lastflussberechnung

6.2.1 Modellierung der MGÜ in der Lastflussrechnung

Die Implementierung der MGÜ in Lastflussberechnungen erfolgt am einfachsten durch entsprechende Ersatzeinspeisungen an den Anschlusspunkten der Umrichter. Für die Wirkleistungen der beiden Stationen gilt, dass die Summe der Wirkleistungen auf der Drehstromseite (positive Zählrichtung von Drehstrom in Richtung Gleichstrom) abzüglich der Umrichter- und Gleichstromleitungsverluste Null ergibt. Die Blindleistungen der beiden Stationen kann im Rahmen der freien Leistungskapazität beliebig und unabhängig voneinander gewählt werden.

6.2.2 Untersuchte Netztopologie und Ergebnisse

Für die Kopplung zweier 110-kV-Verteilnetze wurde beispielhaft eine 100-MW-MGÜ-Verbindung installiert und die Auswirkungen auf einzelne Leitungen und die Übergabestellen zwischen 220 kV und den 110 kV-Netzen untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt. Angeführt wird die auf die aktuelle MGÜ-Leistung bezogene Lastflussänderung, die durch die MGÜ bewirkt werden kann. Diese Prozentwerte sind in erster Näherung unter Vernachlässigung der Verluste unabhängig vom Arbeitspunkt, die resultierenden Lastflüsse können also näherungsweise linear einem Basislastfluss überlagert werden.

Durch geeignete Wahl des Arbeitspunktes können

- gezielt Netzelemente entlastet werden
- Durchzüge reduziert oder vermieden werden
- Netzverluste minimiert werden



Bild 22: Topologie des untersuchten 110-kV-Netzes; die Pfeile bezeichnen die Zählrichtung für den Lastfluss

Tabelle 5: Beeinflussung des Lastflusses ausgewählter Netzelemente,
Darstellung in % der aktuellen MGÜ-Leistung

Netzelement	UW 1	UW 2	UW 3	Ltg. 1	Ltg. 2	Ltg. 3	Ltg. 4
Beeinflussung	-85 %	-14 %	100 %	-23 %	54 %	41 %	59 %

7 Kabel und Garnituren für MGÜ

7.1 Besonderheiten von extrudierten Kabeln für Gleichspannung

Im Gegensatz zur Belastung mit Wechselspannung, bei der das elektrische Feld im Allgemeinen durch die Geometrie bzw. bei geschichteten Dielektrika durch die Verhältnisse der Permittivitäten bestimmt wird, wird das elektrische Feld bei einer Gleichspannungsbelastung durch die Geometrie und die elektrische Leitfähigkeit des Isoliermaterials bestimmt. Die elektrische Leitfähigkeit der Isolierung in extrudierten Kabeln besitzt neben ihrer Feldstärkeabhängigkeit auch eine starke Temperaturabhängigkeit. Dadurch ergeben sich mehrere technische Effekte, welche bei der Belastung mit AC nicht relevant sind. Weitere Besonderheiten sind die Ausbildung von Raumladungen und der Thermische Durchschlag [29, 30]:

Feldinversion: Die elektrische Feldverteilung bei einer Gleichspannungsbeanspruchung ist neben den geometrischen Gegebenheiten aucxh von der temperatur- bzw. feldstärkeabhängigen elektrischen Leitfähigkeit des Isoliermaterials abhängig. Die Temperaturabhängigkeit ausgewählter Isoliermaterialien ist in Bild 23 beispielhaft dargestellt.



Bild 23: Spezifischer Widerstand ausgewählter Materialien in Abhängigkeit von der Temperatur [31]

Die Temperatur- bzw. Feldstärkeabhängigkeit der Leitfähigkeit von VPE kann prinzipiell aus empirischen Daten abgeleitet werden. In der Literatur ist jedoch aufgrund der Vielzahl der eingesetzten Isoliermaterialien keine einheitliche Formel zu finden. Dieser Umstand wird in Tabelle 6 durch die Auflistung ausgewählter empirischer Formeln verdeutlicht.

Formel	Referenz
$\sigma(T, E) = \sigma_{ref} \cdot \left(\frac{E}{E_{ref}}\right)^{\nu} \cdot e^{\alpha(T - T_{ref})}$	[32]
$\sigma(T, E) = A \cdot e^{-\frac{E_a}{k_B T}} \cdot \frac{\sinh(B E)}{ E }$ $\sigma(T, E) = A \cdot e^{-\frac{\varphi \cdot q}{k_B T}} \cdot \frac{\sinh(B E)}{ E }$	[32, 33]
$\sigma(T,E) = \sigma_0 \cdot e^{a(T-T_0)+b(E-E_0)}$	[31]
$\sigma(T,E) = \frac{A}{E} \cdot e^{-\frac{B}{k_B T}} \cdot \sinh\left(\frac{C}{T}E\right)$ $\sigma(T,E) = A \cdot e^{-\frac{B}{k_B T}} \cdot e^{\left(\frac{C}{T}\sqrt{E}\right)}$ $\sigma(T,E) = \sqrt{N_{eff}N_D}e\mu \cdot e^{\left(\frac{\phi}{k_B T}\right)} \cdot e^{\left(\beta_{PF}\sqrt{E}\right)}$	[34]

Tabelle 6: Empirische Formeln zur Beschreibung der Leitfähigkeit von VPE

Die statische elektrische Feldverteilung (nach Abklingen aller transienten Vorgänge) einer koaxialen Zylinderanordnung unter Gleichspannungsbeanspruchung als Funktion des Radius *r* ergibt sich aus Formel (2) [35]:

$$E(r) = U \cdot \frac{r^{\delta - 1} \cdot e^{-\beta \cdot E}}{\int_{R_i}^{R_a} r^{\delta - 1} \cdot e^{-\beta \cdot E} dr}$$
(2)

wobei sich der Faktor $\boldsymbol{\delta}$ wie folgt ergibt:

$$\delta = \frac{\alpha \cdot \Delta T}{\ln\left(\frac{R_a}{R_i}\right)} \tag{3}$$

In den genannten Gleichungen ist *U* die angelegte Gleichspannung, β der Feldstärkekoeffizient, α der Temperaturkoeffizient, ΔT die Temperaturdifferenz, R_a der Außenradius und R_i der Innenradius einer koaxialen Zylinderanordnung. Diese Gleichungen können numerisch berechnet werden. Zum Vergleich wird die Formel zur Berechnung der Feldstärkeverteilung einer koaxialen Zylinderanordnung unter AC-Beanspruchung dargestellt [35].

$$E(r) = \frac{U}{r \cdot \ln\left(\frac{R_a}{R_i}\right)} \tag{4}$$

Die sich aus den Gleichungen 2 und 3 ergebende elektrische Feldverteilung ist stark temperatur- bzw. Feldstärkeabhängig und in Bild 24 exemplarisch für ein DC-Kabel dargestellt.



Bild 24: Elektrische Feldverteilung bei Gleichspannungsbeanspruchung über den Radius r bei verschiedenen Temperaturdifferenzen ΔT [35]

Daraus ist zu erkennen, dass es ab einer Temperaturdifferenz von $\Delta T = 10$ K zu einer Inversion des elektrischen Feldes kommt, wobei die höchste auftretende Feldstärke nicht mehr am Innenleiter, sondern am Außenleiter auftritt. Während bei $\Delta T = 5 - 10$ K eine Vergleichmäßigung der Feldstärke stattfindet wird bei zunehmender Temperaturdifferenz ΔT die maximale Feldstärke am Außenleiter, verglichen mit dem Fall $\Delta T = 0$ K, immer größer.

Aufgrund der beschriebenen Abhängigkeiten der elektrischen Leitfähigkeit sind Gleichspannungskabel in Bezug auf die radiale Temperaturverteilung in der Anwendung eingeschränkt und es müssen die Feldverteilungen für die im Betrieb auftretenden Temperaturen und Feldstärken betrachtet werden [30].

Raumladungen: Dielektrika besitzen freie Ladungsträger, welche bei Wechselspannung aufgrund der periodischen Änderungen des elektrischen Feldes nicht in Effekt treten, da die Bewegung der Ladungsträger dem Wechselfeld folgt und die freien Ladungsträger somit im Mittel an ihrer Position bleiben. Bei Beanspruchung mit einem elektrischen Gleichfeld hingegen, kommt es hauptsächlich in der Nähe des Innenleiters sowie des Schirms bzw. an Grenzflächen in Kabelgarnituren zu einer Anhäufung von Ladungsträgern. Das ursprüngliche Feld wird durch die Ansammlung von Raumladungen stark beeinflusst. Somit ist die elektrische Feldverteilung nicht mehr nur durch die zuvor beschriebe Gleichungen bestimmt, sondern insbesondere durch die Anhäufung der Raumladungen [36]:

$$E_{\rm res} = E_0 + E_{\rm S} \tag{5}$$

wobei E_{res} das resultierende elektrische Feld ist welches sich aus der Überlagerung der ungestörten Feldverteilung E_0 und dem Feld aufgrund der Raumladungen E_s ergibt.

Besonders nach Polaritätswechseln, wie es bei dem Einsatz an LCC-Konvertern vorkommt, kann es durch die Anwesenheit von Raumladungen zu einer unverhältnismäßig hohen Feldstärke und somit zum Durchschlag der Isolation kommen. Grundsätzlich kann die Entstehung von Raumladungen durch die folgenden zwei Ursachen zusammengefasst werden [30]:

- Ladungsträgerinjektion von den Elektroden in das Dielektrikum
- Ionisierung von Unreinheiten oder Vernetzungsspaltprodukten

Die Ladungsträgerinjektion findet im Falle eines Kabels an den Grenzflächen Innenleiter/Isolation und Schirm/Isolation beim Überschreiten eines Feldstärkeschwellwertes statt. In der Literatur werden Schwellwerte für die Ladungsträgerinjektion in VPE von 10 - 20 kV/mm angegeben [30, 37]. Die auf diese Weise eingebrachten Ladungen weisen dieselbe Polarität auf, wie jene Elektrode von der die Ladungen injiziert wurden und werden daher Homo-Ladungen genannt (Bild 25a) [29, 30].

Jene Raumladungen welche durch die Ionisierung von beispielsweise Unreinheiten oder Vernetzungsspaltprodukten entstehen befinden sich zunächst im Isoliermedium und werden von der Elektrode mit der jeweils entgegengesetzten Polarität entsprechend der Coulombkraft angezogen. Somit sammeln sich positive Ladungen an der Anode und negative Ladungen an der Kathode. Die auf diese Weise entstandenen Raumladungen werden Hetero-Ladungen genannt (Bild 25b). Die Ladungsträgergeneration durch Ionisierung startet bereits bei niedrigen Feldstärken vergleichen zur Ladungsträgerinjektion [29, 30].



Bild 25: Veranschaulichung von Homo-Ladungen (a) und Hetero-Ladungen (b) [29]

Durch die Integration der Ladungsdichte ρ geteilt durch $\varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r$ über den Weg *x* ergibt sich, entsprechend der Gleichung 6, die elektrische Feldverteilung *E* aufgrund der Raumladungsdichte.

$$E(x) = \frac{1}{\varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r} \int_0^x \rho(x) \, dx \tag{6}$$

Das aus Homo-Ladungen resultierende elektrische Feld ist in Bild 26a bzw. das aus Hetero-Ladungen resultierende elektrische Feld in Bild 26b dargestellt.



Bild 26: Elektrische Feldverteilung aufgrund von Homo-Ladungen (a) und Hetero-Ladungen (b) [29]

In den vergangenen Jahren wurden mehrere Möglichkeiten zur Messung von Raumladungen entwickelt, wobei sich die folgenden drei Verfahren als am geeignetsten darstellen [29]:

- PEA pulsed electroacoustic method
- TSM thermal step method
- PWP pressure wave propagation

Exemplarisch wird hier die Messung nach dem PEA Prinzip erläutert: Eine Isolierstoffprobe wird mit Gleichspannung und gleichzeitig mit elektrischen Impulsen im ns-Bereich beansprucht. Im Isolierstoff vorhandene Ladungen werden durch den elektrischen Impuls zu mechanischen Schwingungen angeregt. Die so erzeugte akustische Welle kann mit Hilfe eines piezoelektrischen Sensors, welcher eine mechanische Druckschwankung in eine elektrische Spannung umwandelt, gemessen werden und durch einen geeigneten Kalibrations- bzw. Umrechnungsprozess in eine Raumladungsverteilung umgerechnet werden [29, 32]. Zur Veranschaulichung ist in Bild 27 das exemplarische Ergebnis einer Raumladungsmessung dargestellt.



Bild 27: Ergbnis einer Raumladungsmessung (a) und das resultierende elektrische Feld (b) bei An- bzw. Abwesenheit von Raumladungen [32]

Thermischer Durchschlag: Eine weitere Besonderheit bei Isoliersystemen für Gleichspannung stellt der thermische Durchschlag bzw. das thermische Versagen dar. Da ein Isolierstoff einen endlich großen Widerstand hat fließt bei angelegter Gleichspannung ein endlich kleiner Strom durch das Isoliermedium. Im Allgemeinen ist die Leitfähigkeit eines Dielektrikums mehr oder weniger temperatur- bzw. feldstärkeabhängig (Tabelle 6). Durch die temperaturabhängige Leitfähigkeit ergibt sich bei einer gegebenen Anordnung bei höherer Temperatur ein geringerer Widerstand [29, 30].

Liegt eine thermische Stabilität vor, herrscht ein Gleichgewicht zwischen der durch den Isolationsstrom und den Leiterstrom zugeführten und der in die Umgebung abgegebenen

Wärme. Bei Isolierstoffen sehr geringer Leitfähigkeit kann eine thermische Instabilität ausgeschlossen werden [38]. Liegt eine thermische Instabilität vor ergibt sich durch die anliegende Spannung ein steigender Strom, welcher zu einer weiteren Erwärmung des Isoliermediums führt und somit zu einer weiteren Verringerung des elektrischen Widerstandes. Der so immer weiter steigende Isolationsstrom führt zu einer immer höheren Erwärmung und letztendlich zum Wärmedurchschlag des Dielektrikums [29, 30]. Um ein thermisches Versagen bzw. einen thermischen Durchschlag frühzeitig zu erkennen bzw. eine Verschlechterung der Isolierstoffeigenschaften festzustellen kann während einer Langzeitprüfungen der Leckstrom durch die Isolierung eines Kabelsystems gemessen werden [39].

7.2 Prüfungen gemäß CIGRE TB 496 bzw. IEC 62895

7.2.1 Übersicht

Kabelprüfungen an DC-Kabeln sind als Empfehlung in der CIGRE Technischen Broschüre 496 bzw. normativ in der IEC 62895 festgelegt. Neben dem Präqualifikationstest und der Typprüfung sind hier auch andere Prüfungen angeführt (Entwicklungstest, Routinetest, Stückprüfung und Test nach der Installation) auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen wird. Die angeführten Tests werden in [40] wie folgt beschrieben:

Präqualifikationstest: Test, der vor einer kommerziellen Anwendung eines Kabelsystems gemacht werden muss, um die Langzeitperformance des Kabelsystems zu demonstrieren. Dieser Test muss für das jeweilige Kabelsystem nur einmal erfolgen, so lange keine signifikannten Änderungen am Material, dem Fertigungsprozess oder dem Kabeldesign erfolgen.

Typprüfung: Test, der vor einer kommerziellen Anwendung des Kabelsystems gemacht werden muss, um die Performancecharakteristik des Kabelsystems für die geforderte Anwendung zu demonstrieren. Dieser Test muss erst dann wiederholt werden, falls Änderungen am Kabel oder den Garnituren erfolgen, d. h Änderungen in Bezug auf Materialien, Fertigungsprozess oder das Kabeldesign.

7.2.2 Präqualifikationstest

Der Präqualifikationstest (PQ-Test) stellt einen wesentlichen Test zum Nachweis der Qualifikation eines Kabelsystems dar und zielt darauf ab, die Langzeitperformance eines Kabelsystems nach der Entwicklung zu prüfen [40]. Die Dauer dieses Tests beläuft sich in Summe auf mindestens ein Jahr und besteht aus einer Langzeitspannungsprüfung, welche eine Lebensdauer von 40 Jahren wiederspiegelt, und einer Prüfung mit überlagerten Impulsspannungen. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben gibt es zwei wesentliche Konverter-Technologien. Die sich aus der Funktionsweise ergebenden Betriebszustände hinsichtlich der Polaritätswechsel führen zu unterschiedlichen Anforderungen bei der Prüfung der Kabel. Anzumerken ist, dass ein Kabel welches für die Verwendung an LCC-Konvertern präqualifiziert ist auch für die Verwendung an VSC-Anlagen präqualifiziert ist, nicht jedoch umgekehrt. In Tabelle 7 bzw. Tabelle 8 werden die jeweiligen Prüfprogramme angeführt.

	LC	LC	LC+PR	HL	HL	ZL	LC	LC	LC+PR	S/IMP
Anzahl der	30	30	20	40	40	120	30	30	20	
Zyklen/Tage	Zyklen	Zyklen	Zyklen	Tage	Tage	Tage	Zyklen	Zyklen	Zyklen	
Drüfenennung	+	-	+/-	+	-	-	+	-	+/-	$U_{P2,O}$
Fruispannung	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11.*

Tabelle 7: Prüfprogramm e	eines PQ-Tests für LCC-Konverter
---------------------------	----------------------------------

LC = Lastzyklus, PR = Polaritätswechsel, ZL = Nullast, HL = Hochlast, S/IMP = Überlagerung mit Impulsspannungen *optional

	LC	LC	HL	HL	ZL	LC	LC	S/IMP
Anzahl der Zyklen/Tage	40 Zyklen	40 Zyklen	40 Tage	40 Tage	120 Tage	40 Zyklen	40 Zyklen	
Drüfenennung	+	-	+	-	-	+	-	$U_{P2,O}$
Pruispannung	U _{TP1}	U _{P1} *						

 Tabelle 8: Prüfprogramm eines PQ-Tests für VSC-Konverter

LC = Lastzyklus, ZL = Nullast, HL = Hochlast, S/IMP = Überlagerung mit Impulsspannungen *optional

Die einzelnen Prüfspannungen sind wie folgt definiert, wobei U_0 die DC-Nennspannung ist:

- $U_{\text{TP1}} = 1,45 \cdot U_0$
- $U_{\text{TP2}} = 1,25 \cdot U_0$
- $U_{\rm P2,O} = 1,2 \cdot U_0$
- $U_{\rm P1} = 2, 1 \cdot U_0$

Die verschiedenen Tests lassen sich wie folgt beschreiben:

LC: Lastzyklus mit Aufheizen und Erwärmung des Kabelsystems mit einer Dauer von mindestens 24 Stunden (mindestens 8 Stunden Aufheizperiode und mindestens 16 Stunden Abkühlperiode). Während der letzten beiden Stunden sollte die Innenleitertemperatur mindestens die maximal zulässige Temperatur $\geq T_{cond,max}$ und die Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenleiter die maximal zulässige Temperaturdifferenz $\geq \Delta T_{max}$ erreicht haben.

LC+PR: Lastzyklus wie oben beschrieben, aber mit Polaritätswechsel alle 8 Stunden, angefangen mit positiver Polarität. Der letzte Polaritätswechsel soll mit dem Ende des 24-Stunden-Lastzyklus übereinstimmen.

HL: Diese Beanspruchung besteht aus einer kontinuierlichen Spannungs- und Strombelastung. Innerhalb der ersten 8 Stunden sollen die max. zulässige Leitertemperatur $\geq T_{cond,max}$ und die Temperaturdifferenz $\geq \Delta T_{max}$ erreicht werden und für den Rest des Tests erhalten bleiben.

ZL: Diese Beanspruchung besteht in einer kontinuierlichen Spannungsbelastung ohne Kabelerwärmung.

Zwischen zwei Tests mit entgegengesetzter Polarität wird eine Pause von mindestens 24 Stunden ohne Spannungsbelastung jedoch mit Strombelastung empfohlen.

S/IMP: Als abschließende Prüfung erfolgt eine Prüfung mit zusammengesetzten Prüfspannungen. Zuvor muss das System mit der Gleichspannung U_0 der entsprechenden Polarität und Strombelastung entsprechend den Spezifikationen eines HLs für mindestens 10 Stunden konditioniert werden. Das Kabelsystem muss 10 positiven (- U_0 /+ $U_{P2,O}$) und 10 negativen (+ U_0 /- $U_{P2,O}$) überlagerten Schaltstoßimpulsen standhalten (Bild 28, oben). Falls erforderlich, muss dieser Test ebenfalls mit 10 positiven und 10 negativen überlagerten Blitzstoßimpulsen durchgeführt werden (Bild 28, unten).



Bild 28: Darstellung überlagerter Prüfspannungen im PQ-Test [41]

7.2.3 Typprüfung

Die Typprüfung stellt einen wesentlichen Test zum Nachweis der Qualifikation eines Kabelsystems dar und zielt darauf ab, die Performancecharakteristik eines Kabelsystems nach der Entwicklung zu prüfen [40]. Die Dauer dieser Prüfung beläuft sich in Summe auf mindestens 30 Tage und besteht aus einer Langzeitspannungsprüfung, welche durch, im Vergleich zum PQ-Test, erhöhte Prüfpegel ebenfalls eine Lebensdauer von 40 Jahren wiederspiegelt und einer Prüfung mit überlagerten Impulsspannungen. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben gibt es zwei wesentliche Konverter-Technologien. Die sich aus der Funktionsweise ergebenden Betriebszustände hinsichtlich der Polaritätswechsel führen zu unterschiedlichen Anforderungen bei der Prüfung der Kabel. In Tabelle 9 bzw. Tabelle 10 werden die jeweiligen Prüfprogramme angeführt.

	LC	LC	LC+PR	48h-LC	S/IMP
Anzahl der Zyklen	8 Zyklen	8 Zyklen	8 Zyklen	3 Zyklen	
Drüfenennung	-	+	±	+	U _{P2,O}
Pruispannung	U _T	Ūτ	U _{TP1}	U _T	U P1*

Tabelle 9: Prüfprogramm einer Typprüfung für LCC-Konverter

LC = Lastzyklus, PR = Polaritätswechsel, S/IMP = Überlagerung mit Impulsspannungen, *optional

Tabelle 10: Prüfprogramm	einer Typprüfung	für VSC-Konverter
--------------------------	------------------	-------------------

	LC	LC	48h-LC	S/IMP
Anzahl der Zyklen	12 Zyklen	12 Zyklen	3 Zyklen	
Drüfenennung	-	+	+	$U_{\rm P2,O}/U_{\rm P2,S}$
Fruispannung	UT	UΤ	UT	U P1*

LC = Lastzyklus, S/IMP = Überlagerung mit Impulsspannungen, *optional

Die einzelnen Prüfspannungen sind wie folgt definiert, wobei U_0 die Nennspannung ist:

•
$$U_{\rm T} = 1,85 \cdot U_0$$

•
$$U_{\text{TP1}} = 1,45 \cdot U_0$$

• $U_{P2,O}$, $U_{P2,S}$, U_{P1} = projektspezifisch

Der Prüfungen 48h-LC und S/IMP lassen sich wie folgt beschreiben:

48h-LC: Lastzyklus mit Aufheizen und Erwärmung mit einer Dauer von 48 Stunden (mindestens 24 Stunden Aufheizperiode und mindestens 24 Stunden Abkühlperiode). Während der letzten 18 Stunden sollte die Innenleitertemperatur mindestens die maximal zulässige Temperatur $\geq T_{\text{cond,max}}$ und die Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenleiter die maximal zulässige Temperaturdifferenz $\geq \Delta T_{\text{max}}$ erreicht haben.

S/IMP: Als abschließende Prüfung erfolgt eine Prüfung mit zusammengesetzten Prüfspannungen. Zuvor muss das System mit der Gleichspannung U_0 der entsprechenden Polarität und Strombelastung entsprechend den Spezifikationen eines HLs für mindestens 10 Stunden konditioniert werden. Ein für den Einsatz an LCC-Konvertern gedachtes Kabelsystem muss je 10 positiven (- U_0 /+ $U_{P2,O}$) und 10 negativen (+ U_0 /- $U_{P2,O}$) überlagerten Schaltstoßimpulsen standhalten (Bild 28, oben). Ein für den Einsatz an VSC-Konvertern gedachtes Kabelsystem muss neben den zuvor genannten überlagerten Schaltstoßimpulsen auch jeweils 10 unipolar überlagerten Schaltstoßimpulsen (± U_0 /± $U_{P2,S}$) beider Polaritäten standhalten (Bild 29). Falls erforderlich, muss dieser Test ebenfalls mit 10 positiven und 10 negativen überlagerten Blitzstoßimpulsen durchgeführt werden (Bild 29).



Bild 29: Darstellung überlagerter Prüfspannungen für eine VSC-Typprüfung [41]

Die Typprüfung wird mit einer zweistündigen DC-Prüfung abgeschlossen.

7.3 Durchgeführte Kabelprüfungen

7.3.1 Übersicht

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden verschiedene experimentelle Untersuchungen durchgeführt. Eine Übersicht über die Forschungsaktivität kann Tabelle 11 entnommen werden.

Kabelsystem (LCC-Anwendung)	PQ-Test U _{DC} = 55 kV	Typprüfung <i>U</i> _{DC} = 40 kV
12/20-kV-AC-VPE-Kabel 150 mm ²	bestanden	bestanden
12/20-kV-Muffe	bestanden	bestanden
12/20-kV-Kabelendverschluß	bestanden	nicht getestet

Tabelle 11:	Übersicht	zu experimentellen	Untersuchungen
			0

Anzumerken ist hier, dass alle verwendeten Systemkomponenten (Kabel, Muffen und Endverschlüsse) handelsüblichen AC-Standardlösungen entsprechen und keinerlei Adaptionen hinsichtlich der Feldsteuerungseigenschaften bei Gleichspannungsbeanspruchung durchgeführt wurden.

7.3.2 Experimentelle Untersuchungen an einem AC-Kabelsystem

7.3.2.1 Übersicht

Die Prüflinge des Kabelsystems wurden mit handelsüblichen Komponenten gefertigt, welche im Folgenden beschrieben werden.

Kabel: Bei dem untersuchten Kabel handelt es sich um ein handelsübliches extrudiertes 12/20 kV-VPE-AC-Kabel mit der Bezeichnung NA2XS(F)2Y 1x150 RM/25.

Muffe: Die im Kabelsystem verwendeten Muffen sind handelsübliche Standard-12/20-kV-AC-Verbindungsmuffen in Warmschrumpftechnik mit einer resistiven Feldsteuerung.

Endverschluss: Die im Kabelsystem verwendeten Kabelendverschlüsse sind handelsübliche Standard-12/20-kV-AC-Innenraumendverschlüsse in Aufschiebetechnik mit geometrischer Feldsteuerung.

Das Kabelsystem wurde mit Prüfprogrammen für den Einsatz an LCC-Konvertern getestet. Die erwähnten Beziehungen zwischen Leitertemperatur $\vartheta_{\text{Leiter}}$ und Leiterstrom I_{Leiter} wurden im Rahmen von Vorversuchen ermittelt.

7.3.2.2 Präqualifikationstest

Prüfling: Für die Untersuchungen im Zuge des Präqualifikationstestes des Kabelsystems wurden zwei Kabelsegmente mit einer Länge von je 10 m verwendet. Die Enden der Kabel wurden mit den oben angeführten Kabelendverschlüssen versehen und ein Kabelsegment wurde mit einer Muffe ausgestattet. Mit den genannten Komponenten wurde eine 20 m lange Prüfschleife erstellt.

Prüfparameter und Prüfprogramm: Für den PQ-Test des Kabelsystems wurde dem aus Standard-12/20-kV-AC-Komponenten bestehenden Kabelsystem die DC-Nennspannung $U_{DC} = 55$ kV und die Leitertemperatur $\vartheta_{Leiter} = 78$ °C zugeordnet. Diese Leitertemperatur entspricht einem Leiterstrom $I_{Leiter} = 440$ A eines in Luft verlegten Kabelsystems. Das Kabelsystem wurde mit dem Prüfprogramm für den Einsatz an LCC-Konvertern geprüft (Tabelle 12). Eine Anpassung hinsichtlich der Zeitparameter für das Aufheizen bzw. Abkühlen wurde, aufgrund der bei Mittelspannungskabeln im Vergleich zu Hochspannungskabeln geringeren thermischen Zeitkonstanten, teilweise durchgeführt (4 h Aufheizen, 8 h Abkühlen anstatt 8/16 Stunden). Die Gesamtdauer von einem Jahr wurde durch zusätzliche Zyklen erreicht. Die verwendeten Prüfspannungspegel entsprechen den Vorgaben der CIGRE TB 496.

In Tabelle 12 kann mit der Prüfung Nr. 4 eine zusätzliche Prüfung mit überlagerten Spannungen erkannt werden. Diese wurde nach den ersten Prüfzyklen durchgeführt, um eine unzulässige thermische bzw. elektrische Alterung des Kabelsystems sicher auszuschließen.

Prüfaufbau: Die DC-Prüfspannung wurde während der Prüfungen Nr. 1 – 6 und Nr. 8 – 11 durch eine 800-kV-DC-Prüfquelle (HIGHVOLT GPM 30/800, Bild 30) bzw. während Prüfung Nr. 7 mit einem 100-kV-AC-Prüftransformater und entsprechenden Gleichrichterelementen erzeugt. Der notwendige AC-Heizstrom wurde mit Hilfe eines Heiztransformators bereitgestellt.

Nr.	Test	Anzahl der Zyklen oder Tage	Heizstrom I _{Leiter}	Prüfspannung <i>U</i> _{Dc}
1	LC	10 Zyklen mit 8/16 h 20 Zyklen mit 4/8 h		+ 80 kV
2	LC	10 Zyklen mit 8/16 h 20 Zyklen mit 4/8 h		- 80 kV
3	LC + PR	40 Zyklen mit 4/8 h, jeder 2. Zyklus: 3 x PR (4 h)	440 A	± 69 kV
4	S/IMP			DC/SI, bipolar: 55 kV/ 66 kV
5	HL	40 Tage		+ 80 kV
6	HL	40 Tage		- 80 kV
7	ZL	120 Tage	0 A	- 80 kV
8	LC	80 Zyklen mit 4/8 h		+ 80kV
9	LC	80 Zyklen mit 4/8 h		- 80 kV
10	IC+PR	40 Zyklen mit 4/8 h,	440 A	+ 69 kV
10	20 111	jeder 2. Zyklus: 3 x PR (4 h)		
11	S/IMP			DC/SI, bipolar: 55 kV/ 66 kV

Tabelle 12: Prüfprog	ramm des PQ-Test	s in Anlehnung an	CIGRE TB 496, LCC
1 3		J	

Während der Prüfung wurden folgende Größen kontinuierlich aufgezeichnet:

- Manteltemperatur ϑ_{Mantel}
- Muffentemperatur ϑ_{Muffe} (2 x)
- Raumtemperatur $\vartheta_{Umgebung}$
- AC-Heizstrom *I*_{Leiter}
- DC-Prüfspannung U_{Test}



 Bild 30: Prüfaufbau für den PQ-Test: (1) DC-Generator, (2) Stoßspannungsgenerator mit integrierter Schutzkapazität, (3) Prüfobjekt, (4) Wasserwiderstand, (5) Heiztransformator, (6) Universalteiler

Versuchsdurchführung: Nach den in Tabelle 12 unter den Punkten Nr. 1 – 10 aufgelisteten Teilprüfungen wurde die abschließende Überprüfung mit überlagerten Spannungen entsprechend Prüfung Nr. 11 durchgeführt. Dafür wurde das Kabelsystem wie in Kapitel 7.2.2 beschrieben mindestens 10 Stunden mit der Nennspannung U_{DC} = 55 kV und dem Leiterstrom I_{Leiter} = 440 A konditioniert. Im Anschluss wurde das Kabelsystem mit überlagerten Blitz- bzw. Schaltstoßimpulsen entsprechend Tabelle 13 beansprucht.

Folgende Zeitparameter der Stoßspannungen wurden gemäß IEC 60230 ermittelt (gemittelt):

- Schaltstoßspannung (SI): $T_{CR} = 268 \ \mu s$, $T_2 = 3375 \ \mu s$
- Blitzstoßspannung (LI): $T_1 = 1,32 \ \mu s, \quad T_2 = 44,8 \ \mu s$

Nr.	Test	Anzahl Stunden oder Stöße	Heizstrom I _{Leiter}	DC- Prüfspannung <i>U</i> _{DC}	Impuls- Prüfspannung <i>U</i> Imp (SI/LI)
11.1	Konditionierung	≥ 10 Stunden		+ 55 以/	
11.2	S/IMP	10		+ 55 KV	SI: - 66 kV
11.3	Konditionierung	≥ 10 Stunden			
11.4	S/IMP	10	110 0	55 W/	SI: + 66 kV
11.5	Konditionierung	≥ 10 Stunden	440 A	- 55 KV	
11.6	S/IMP	10			LI: + 115 kV
11.7	Konditionierung	≥ 10 Stunden		+ 55 10/	
11.8	S/IMP	10		+ 55 KV	LI: - 115 kV

Tabelle 13: Prüfprogramm S/IMP des PQ-Tests

Ergebnis: Das untersuchte Kabelsystem aus handelsüblichen 12/20-kV-AC-Kabelkomponenten hat den PQ-Test für ein MGÜ-LCC-Kabelsystem mit einer DC-Nennspannung von U_{DC} = 55 kV und einer maximal zulässigen Leitertemperatur von ϑ_{Leiter} = 78 °C ohne Auffälligkeiten bestanden.

7.3.2.3 Typprüfung

Prüfling: Für die Untersuchungen im Zuge der Typprüfung des Kabelsystems wurden drei Kabelsegmente mit einer Länge von je 10 m verwendet. An den Enden der Kabel wurde der Mantel auf einer Länge von je 1,5 m entfernt um so die halbleitende Schicht freizulegen. Desweiteren wurde die halbleitende Sicht auf einer Länge von je 0,75 m entfernt um die VPE-Kabelisolierung freizulegen. Mit dem so gestalteten Endverschlussbereich ist die Beherrschung der auftretenden Gleichspannungs- und Impulsbelastungen möglich. Jedes Kabelsegment wurde mit einer Muffe ausgestattet. Mit den genannten Komponenten wurde eine 30 m lange Prüfschleife erstellt.

Prüfparameter und Prüfprogramm: Für die Typprüfung wurde dem aus Standard-12/20-kV-AC-Komponenten bestehenden Kabelsystem eine DC-Nennspannung von U_{DC} = 40 kV und die Leitertemperatur ϑ_{Leiter} = 90 °C zugeordnet. Diese Leitertemperatur entspricht einem Leiterstrom I_{Leiter} = 500 A eines in Luft verlegten Kabelsystems. Das Kabelsystem wurde mit dem Prüfprogramm entsprechend der CIGRE TB 496 bzw. IEC 62895 für den Einsatz an LCC-Konvertern geprüft (Tabelle 14).
Nr.	Test	Anzahl der Zyklen oder Stunden	Heizstrom	Prüfspannung <i>U</i> _{DC}
1	LC	8 Zyklen mit 8/16 h		- 74 kV
2	LC	8 Zyklen mit 8/16 h		+ 74 kV
3	LC + PR	8 Zyklen mit 8/16 h, PR alle 4 h	500 A	± 58 kV
4	LC	3 Zyklen mit 24/24 h		+ 74 kV
5	S/IMP			DC/SI, bipolar: 40 kV/ 56 kV DC/LI, bipolar: 40 kV/ 96 kV
6	SubDC	2 Stunden	0 A	- 74 kV

Tabelle	14 [.] Prüfprogramm	der Typprüfung	entsprechend	CIGRE TB	496 I CC
labelle	14. Trupiogramm	uer rypprululig	entoprechenu		430, LOC

Prüfaufbau: Die DC-Prüfspannung wurde durch eine 800-kV-DC-Prüfquelle (HIGHVOLT GPM 30/800, Bild 31) bereitgestellt. Der notwendige AC-Heizstrom wurde mit Hilfe von drei Heiztransformatoren erzeugt. Während der Prüfung wurden folgende Größen kontinuierlich aufgezeichnet:

- Muffentemperatur ϑ_{Muffe} (3 x)
- Raumtemperatur $\vartheta_{Umgebung}$
- AC-Heizstrom ILeiter
- DC-Prüfspannung UTest

Versuchsdurchführung: Nach den in Tabelle 14 unter den Punkten Nr. 1 – 4 aufgelisteten Teilprüfungen wurde die abschließende Überprüfung mit überlagerten Spannungen entsprechend Prüfung Nr. 5 durchgeführt. Dafür wurde das Kabelsystem wie in Kapitel 7.2.3 beschrieben mindestens 10 Stunden mit der Nennspannung U_{DC} = 40 kV und dem Leiterstrom I_{Leiter} = 500 A konditioniert. Im Anschluss wurde das Kabelsystem mit überlagerten Blitz- bzw. Schaltstoßimpulsen entsprechend Tabelle 15 beansprucht. Da bei der Typprüfung die Pegel der überlagerten Stoßspannungsprüfung projektspezifisch zu wählen sind, wurden die in der Literatur [42 - 48] angeführten Testfaktoren gemittelt. Der in [42] genannte Faktor für U_{P1} wurde für die Mittelwertbildung nicht verwendet.



Bild 31: Prüfaufbau für die Typprüfung: (1)-(3) Muffen, (4) DC-Generator, (5) Heiztransformator

Folgende Zeitparameter der Stoßspannungen wurden gemäß IEC 60230 ermittelt (gemittelt):

• Schaltstoßspannung (SI): $T_{CR} = 285 \ \mu s$, $T_2 = 3362 \ \mu s$ • Blitzstoßspannung (LI): $T_1 = 1,32 \ \mu s$, $T_2 = 45,1 \ \mu s$

Nr.	Test	Anzahl Stunden oder Stöße	Heizstrom I _{Leiter}	DC- Prüfspannung <i>U</i> _{DC}	Impuls- Prüfspannung <i>U</i> Imp (SI/LI)
5.1	Konditionierung	≥ 10 Stunden			
5.2	S/IMP	10	500 A	+ 40 KV	SI: - 56 kV
5.3	Konditionierung	≥ 10 Stunden		40 K)/	
5.4	S/IMP	10			SI: + 56 kV
5.5	Konditionierung	≥ 10 Stunden		- 40 KV	
5.6	S/IMP	10			LI: + 96 kV
5.7	Konditionierung	≥ 10 Stunden		+ 10 10/	
5.8	S/IMP	10		τ 40 KV	LI: - 96 kV

Tabelle 15: Prüfprogramm S/IMP bei der Typprüfung, LCC

Die abschließende DC-Prüfung mit einer Dauer von 2 Stunden (Test Nr. 6 in Tabelle 14) erfolgte am abgekühlten Kabelsystem (Raumtemperatur) mit negativer Polarität.

Ergebnis: Das verwendete handelsübliche 12/20-kV-AC-VPE-Kabel und die untersuchten handelsüblichen 12/20-kV-AC-Kabelmuffen haben die Typprüfung für ein MGÜ-Kabelsystem mit einer DC-Nennspannung von U_{DC} = 40 kV und einer maximal zulässigen Leitertemperatur von ϑ_{Leiter} = 90 °C ohne Auffälligkeiten bestanden.

7.4 Kabelberechnungen

7.4.1 Feldberechnung

Um die, während den beschriebenen Prüfungen, auftretenden Belastungen zu veranschaulichen wurde eine numerische Berechnung der elektrischen Feldstärke entsprechend [29] durchgeführt und in Bild 32 dargestellt:

$$E(r) = \frac{\delta \cdot U_{DC} \cdot (r/r_a)^{\delta - 1}}{r_a \cdot [1 - (r_i/r_a)^{\delta}]}$$
(7)

mit

$$\delta = \frac{\frac{\alpha \cdot \Delta T}{\ln(r_a/r_i)} + \frac{\beta \cdot U_{DC}}{(r_a - r_i)}}{1 + \frac{\beta \cdot U_{DC}}{(r_a + r_i)}}$$
(8)

wobei folgende Parametern verwendet wurden:

- Standard-12/20-kV-AC-VPE-Kabel (*d* = 5,5 mm)
- Temperatur-Koeffizient $\alpha = 0,084 \text{ 1/K} [29]$
- Feldstärke-Koeffizient $\beta = 0,0645 \text{ mm/kV} [29]$
- DC-Prüfspannung $U_{\rm DC} = 80 \text{ kV}$



Bild 32: Elektrische Feldverteilung in der Kabelisolierung eines 12/20-kV-VPE-AC-Kabels für verschiedene Temperaturgradienten, Prüfspannung U_{TP1} = 80 kV

Die während den Lastzyklen (LC) auftretenden elektrischen Belastungen sind in Bild 32 dargestellt. Bei einer Prüfspannung U_{DC} = 80 kV ergibt sich bei dem betrachteten Kabel eine mittlere elektrische Feldstärke von E_m = 14,5 kV/mm. Der in Kapitel 7.1 beschriebene Effekt der Feldinversion kann hier beobachtet werden. So gleicht die elektrische Feldverteilung bei einem Temperaturgradienten von ΔT = 0 K (durchgezogene Kurve) dem Feldverlauf unter Wechselspannung und besitzt ihren maximalen Wert am Innenleiter mit E_{Max} = 16,8 kV/mm. Wird in den Innenleiter durch Strömwärmeverluste Energie eingebracht steigt die Temperatur gegenüber dem Schirm und ein Temperaturgradient von ΔT > 0 K stellt sich ein. Bei einer Verlegung des Kabels in Luft, wie es während den beschrieben Prüfungen der Fall war, stellt sich je nach Innenleitertemperatur ϑ_{Leiter} eine Temperaturdifferenz von bis zu ΔT = 20 K ein. Der daraus resultierende Feldverlauf (gestrichelte Kurve) hat seine maximale Feldstärke am Kabelschirm mit E_{Max} = 18,8 kV/mm.

Um die Temperaturdifferenz des betrachteten Kabels bei Erdverlegung zu berechnen wurde eine thermische FEM(Finite-Elemente-Methode)-Berechnung durchgeführt (Bild 33). Dabei stellt sich eine Temperaturdifferenz zwischen Innenleiter und Kabelschirm von ΔT = 7,5 K.



Bild 33: Temperaturverteilung in einem erdverlegten AC-Kabelsystem (12/20-kV-VPE-AC-Kabel) bei bipolarem DC-Betrieb mit $\vartheta_{\text{Leiter}}$ = 90 °C (I_{DC} = 320 A)

Wird die beschriebene numerische Feldberechnung mit der DC-Spannung von U_{DC} = 55 kV durchgeführt, ergibt sich eine mittlere elektrische Feldstärke von E_m = 10,0 kV/mm. Bei isothermalen Bedingungen (ΔT = 0 K, durchgezogene Kurve in Bild 33) stellt sich die maximale elektrische Feldstärke am Innenleiter mit E_{Max} = 12 kV/mm ein. Bei dem Vorhandensein einer realitätsnahmen Temperaturdifferenz von (ΔT = 7 K (Erdverlegung, Bild 33) ergibt sich der in Bild 34 dargestellte, vergleichmäßigte Feldverlauf mit einer maximalen elektrischen Feldstärke E_{Max} = 10,3 kV/mm am Kabelschirm.

Aus den durchgeführten Berechnungen und Simulationen geht hervor, das die thermischen und elektrischen Belastungen während den gemäß Kapitel 7.3 durchgeführten Langzeituntersuchungen deutlich größer sind verglichen mit jenen im realen Betrieb.



Bild 34: Elektrische Feldverteilung in der Kabelisolierung eines 12/20-kV-VPE-AC-Kabels für verschiedene Temperaturgradienten, Prüfspannung U_{DC} = 50 kV

7.4.2 Berechnung der Kabelerwärmung gemäß IEC 60287 und FEM-Simulation

Um das Potential der MGÜ bezüglich der Übertragungsleistung darzulegen wurde eine Berechnung der Kabelerwärmung entsprechend IEC 60287 für Wechselstrom und Gleichstrom durchgeführt [49, 50]. Der bei einer Gleichstromübertragung gegenüber einer Wechselstromübertragung fehlende Skin- und Proximity-Effekt führt in Abhängigkeit des betrachteten Leitermaterials bzw. Leiterquerschnittes zu einer signifikanten Erhöhung der zulässigen Strombelastung unter Einhaltung der Maximalen Leitertemperatur.

Für die Berechnung der Kabelerwärmung wurde ein typisches Standard-12/20-kV-VPE-AC-Kabel in 1 m Tiefe mit einem 240 bzw. 630 mm² Aluminiumleiter herangezogen. Die Umgebungstemperatur wurde mit 20 °C und die kritische Temperatur der Erde im Hinblick auf eine Bodenaustrocknung mit 30 °C festgelegt. Für die beiden Kabel wurden 3 Szenarien bezüglich der Bodenbedingungen durchgerechnet:

- S1: ohne Bodenaustrocknung ($\rho_T = 1 \text{ K} \cdot \text{m/W}$)
- S2: mit Bodenaustrocknung ($\rho_{T,feucht}$ = 1 K·m/W, $\rho_{T,trocken}$ = 1,5 K·m/W)
- S3: mit Bodenaustrocknung ($\rho_{T,feucht}$ = 1 K·m/W, $\rho_{T,trocken}$ = 2,5 K·m/W)

Die daraus resultierenden Ergebnisse sind in Bild 35 dargestellt. In Schwarz ist der AC-Leiterstrom und in Grau der DC-Leiterstrom gezeigt.



Bild 35: Mögliche Stromerhöhung für erdverlegte 12/20-kV-VPE-AC-Kabel (240 mm² und 630 mm²) gemäß IEC 60287, $\vartheta_{\text{Leiter}}$ = 90 °C

Um die durch die Berechnung mit Hilfe der IEC 60287 ermittelten Ergebnisse zu verifizieren wurden FEM-Simulationen des 240-mm²-Kabels in den Szenarien S1 - S3 durchgeführt. Die Ergebnisse der Berechnung nach IEC 60287 und der FEM-Simulationen sind in Bild 36 und Bild 37 dargestellt. Ein Vergleich zeigt, dass gemäß den FEM-Simulationen ein um den Faktor 1,2 höherer Strom übertragen werden kann. Der ermittelte Unterschied zeigt die konservative Betrachtung der IEC-Norm



Bild 36: Leitertemperatur $\vartheta_{\text{Leiter}}$ in Abhängigkeit des DC-Leiterstroms I_{Leiter} für ein 12/20-kV-VPE-AC-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 240 mm² unter Variation der Bodenbedingungen, Berechnung nach IEC 60287



Bild 37: Leitertemperatur ϑ_{Leiter} in Abhängigkeit des DC-Leiterstroms I_{Leiter} für ein 12/20-kV-VPE-AC-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 240 mm² unter Variation der Bodenbedingungen, FEM-Simulation

8 Ausblick

Bei der Mittelspannungs-Gleichstromübertragung handelt es sich um ein aktuelles Forschungsgebiet, bei dem noch zahlreiche offene Fragestellungen - auch im Hinblick auf eine mögliche Anwendung in Österreich - vorliegen. Für eine Weiterarbeit stehen die nachfolgend aufgelisteten Themenbereiche im wissenschaftlichen Fokus.

- Netzverhalten eines hybriden AC/DC-Mittelspannungsnetzes: Die identifizierten möglichen MGÜ-Anwendungsfälle sollten weiter untersucht werden, um den technischen und wirtschaftlichen Nutzen von MGÜ-Anlagen im Mittelspannungsnetz konkret bewerten zu können. Entsprechende Lastflussberechnungen und Kurzschlussuntersuchungen für den stationären Netzbetrieb sowie das transiente Verhalten von MGÜ-Anlagen und des Mittelspannungsnetzes im Fehlerfall werden wichtige Erkenntnisse im Hinblick auf die Netzführung eines hydriden AC/DC-Mittelspannungsnetzes aufzeigen.
- MGÜ-Leitungen (Kabel, Freileitung): Eine Untersuchung der gesamten bestehenden elektrischen Mittelspannungsinfrastruktur ist wichtig für die Beantwortung der Frage nach einer möglichen (Teil-)Umstellung von Mittelspannungsnetzen auf einen Betrieb mit Gleichspannung. Dabei sind u. a. die Aspekte der Isolationskoordination im Mittelspannungsbereich zu untersuchen. Im Bereich der Mittelspannungskabelsysteme ist die elektrische Restfestigkeit bzw. Lebensdauer von bereits in Betrieb befindlichen Kabelanlagen bei Betrieb mit Gleichspannung zu untersuchen, wobei die experimentellen Untersuchungen durch multiphysikalische Simulationen zu ergänzen sind. Ebenso ist die Anwendung von handelsüblichen AC-Mittelspannungskabelsystemen und -freileitungen für eine MGÜ zu betrachten.
- MGÜ-Demonstrator: Der Aufbau einer MGÜ-Anlage in Form einer Demonstrationsanlage ist für die Klärung von offenen Fragen bzgl. der realen Netzführung von hybriden AC/DC-Mittelspannungsnetzen und des allgemeinen Betriebsverhaltens von MGÜ-Anlagen von großem Interesse. Mit Hilfe eines im Mittelspannungsnetz eingebundenen MGÜ-Demonstrators können die Vorteile, Verwendbarkeit und Zuverlässigkeit der MGÜ-Technologie realitätsnah untersucht werden.

Für Österreich ist eine Fortsetzung der Forschungsaktivtäten auf dem Gebiet der Mittelspannungs-Gleichstromübertragung von hoher Bedeutung, um auf zukünftigen Veränderungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung vorbereitet zu sein, den innovativen Industrie- und Forschungsstandort zu stärken und den technischen Nachwuchs im Bereich innovativer Lösungen im energietechnischen Bereich auszubilden.

Darüber hinaus bietet die Mittelspannungs-Gleichstromübertragung grundsätzlich die Möglichkeit zur Dekarbonisierung der Gesellschaft (CO₂-Reduktion) und kann damit einen Beitrag zur Zielerreichung der #Mission 2030 im Bereich der Klima- und Energiestrategie Österreichs leisten.

9 Zusammenfassung

Das von der TU Graz bereits in 2017 gestartete Forschungsprojekt "MGÜ@Netz" wurde im Zeitraum 01/2019 bis 10/2019 von Österreichs Energie unter der Projekt-Nummer 11.062 ("Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung") gefördert. Es wurden vom Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement und vom Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz wissenschaftliche Untersuchungen durchgeführt und ein umfangreicher Dialog mit Netzbetreibern und Industrieunternehmen in Form von mehreren Workshops geführt. Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- 1. Es wurden die prinzipiellen technischen Merkmale der Mittelspannungs-Gleichstromübertragung ermittelt und dargestellt.
 - Möglichkeit der Lastflusssteuerung
 - Erhöhung der Übertragungskapazität von Leitungen
 - Geringere Übertragungsverluste (kein Skin-Effekt)
 - Bessere Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur
- 2. Mehrere teilweise geplante bzw. bereits in Betrieb befindliche MGÜ-Projekte wurden anhand einer Literaturrecherche identifiziert und dargestellt. Es existieren außerhalb Europas bereits zahlreiche MGÜ-Anlagen.
- Die aktuell bzw. zukünftig vorhandenen MGÜ-Produkte und MGÜ-Lösungen wurde von den Industrieunternehmen Siemens, ABB, General Electric und Miba im Rahmen der durchgeführten Workshops vorgestellt und diskutiert. Die möglichen MGÜ-Anwendungen in Österreich wurden mit den Industrieunternehmen ausführlich erörtert.
- 4. Verschiedene für Österreich interessante MGÜ-Anwendungen wurden im Rahmen von Netzberechnungen beispielhaft nachgebildet und das grundsätzliche Betriebsverhalten (Kurzschluss, Lastfluss) simuliert und bewertet. Es zeigt sich, dass für Kurzschlüsse im AC-System in der Nähe der MGÜ-Station eine selektive Fehlererkennung und -abschaltung mit dem bestehenden Schutzsystem nicht gewährleistet werden kann. Insbesondere kann für Umrichter das in der Drehstromtechnik übliche Konzept der Kurzschlussleistung zur Charakterisierung der Quelleninnenimpedanz nicht angewendet werden. Lastflusstechnisch erlaubt die MGÜ in vermaschten Systemen eine gezielte Beeinflussung der Lastflüsse auch im AC-System, wobei die Grenzen sich individuell aus der Leistung der MGÜ und den Impedanzen der parallelen AC-Maschen ergeben.
- Das Verhalten und die Besonderheiten von Kabelisoliersystemen unter Gleichspannung wurde wissenschaftlich aufgearbeitet und dargelegt. Es wurden orientierende experimentelle Untersuchungen nach CIGRE TB 496 bzw. IEC 62895 durchgeführt mit dem Ergebnis, dass handelsübliche 12/20-kV-AC-Kabelsysteme für eine DC-Nennspannung von mindestens 40 kV geeignet sind.
- 6. Eine Fortsetzung der Forschungsaktivtäten auf dem Gebiet der Mittelspannungs-Gleichstromübertragung ist für Österreich von hoher Bedeutung, um auf zukünftige Veränderungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung vorbereitet zu sein, den innovativen Industrie- und Forschungsstandort Österreich zu stärken und auch den technischen Nachwuchs im Bereich innovativer Lösungen im energietechnischen Bereich auszubilden. Darüber hinaus bietet die Mittelspannungs-Gleichstromübertragung grundsätzlich die Möglichkeit zur Dekarbonisierung der Gesellschaft (CO₂-Reduktion) und kann damit einen Beitrag zur Zielerreichung der #Mission 2030 im Bereich der Klima- und Energiestrategie Österreichs leisten.

Literaturverzeichnis

- [1] C. Long, J. Wu, K. Smith, A. Moon, R. Bryans and J. Yu: MVDC Link in a 33 kV Distribution Network, CIRED, pp. 1308-1312, 2017.
- [2] J. Yu, A. Moon, K. Smith and N. M. Macleod: Developments in the Angle-DC project: conversion of a medium voltage AC cable and overhead line circuit to DC, CIGRE Session, Paris, France, Report B4-202, 2018.
- [3] J. Yu, K. Smith, M. Urizarbarrema, M. Bebbington, N. Macleod and A. Moon: Initial Designs for Angle-DC Project: Challenges Converting Existing AC Cable and Overhead Line to DC Operation, CIRED, pp. 2374-2378, 2017.
- [4] Y. Liu, X. Cao and M. Fu: The Upgrading Renovation of an Existing XLPE Cable Circuit by Conversion of AC Line to DC Operation, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 32, No. 3, pp. 1321-1328, 2017.
- [5] A. Burstein, V. 'Cuk and E. Jong: Determining Potential Capacity Gains when Repurposing MVAC Cables for DC Power Transportation, CIRED, pp. 1691-1694, 2017.
- [6] A. Shekhar, M. Kontos, L. Ramírez-Elizondo, A. R. Mor and P. Bauer: Grid capacity and efficiency enhancement by operating medium voltage AC cables as DC links with with modular multilevel converters, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 93, pp. 479-493, 2017.
- [7] A. Buchner and U. Schichler: Application of extruded MVAC Cables for DC Power Transmission, JiCable '19, Versailles, Frankreich, Report A8.4, 2019.
- [8] U. Schichler und A. Buchner: Anwendung von extrudierten AC-Kabeln für die Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ), VDE-Fachtagung "Hochspannungstechnik", Berlin, 2018.
- [9] V. Crastan und D. Westermann: Elektrische Energieversorgung 3, Springer Vieweg Verlag, 2. Auflage, 2018.
- [10] R. Marquardt, A. Lesnicar und J. Hildinger: Modulares Stromrichterkonzept f
 ür Netzkupplungsanwendungen bei hohen Spannungen, VDE-Fachtagung "Bauelemente der Leistungselektronik und ihre Anwendungen", Bad Nauheim, 2002.
- [11] R. Marquardt: Modular Multilevel Converter Impact on future applications and semiconductors, VDE-Fachtagung "Bauelemente der Leistungselektronik und ihre Anwendungen", Bad Nauheim, 2017.
- [12] A. Dekka, B. Wu, R. L. Fuentes, M. Perez and N. R. Zargari: Evolution of Topologies, Modeling, Control Schemes, and Applications of Modular Multilevel Converters, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol. 5, Nr. 4, pp. 1631-1656, 2017.
- [13] S. C. Raval, R. Botta and H. N. Raval: Comparison of Energy Production Cost for MVAC and MVDC Offshore Wind Farm Distribution System, Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification, pp. 2-7, 2017.
- [14] H. Zhang, F. Gruson, D. Flórez and C. Saudemont: Design and Control of a DC Series Offshore Wind Farm Based on HVDC-MMC, Symposium de Genie Electrique, Grenoble, France, 2016.
- [15] M. Steurer, K. Schoder, M. O. Faruque, D. Soto, M. Bosworth, M. Sloderbeck, F. Bogdan, J. Hauer, M. Winkelnkemper, L. Schwager and P. Blaszczyk: Multifunctional Megawatt-Scale Medium Voltage DC Test Bed Based on Modular Multilevel Converter Technology, IEEE Transactions on Transportation Electrification, Vol. 2, No. 4, pp. 597-606, 2016.
- [16] M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann and D. Soerangr: HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation, SIEMENS Technical Article, 2011.
- [17] M. Billmann, O. Kreutzer und M. Nagelmüller: Modular Multilevel Submodules for Converters - from the State of the Art to Future Trends, PCIM, Nuremberg, Germnay, p. 1953, 2018.

- [18] SP Energy Networks: Angle DC The UK's first DC link using existing distribution network 33 kV AC circuits (Year One Project Summary), 2016.
- [19] SP Energy Networks: Angle DC 2015 Electricity Network Innovation Competition, 2015.
- [20] G. Bathurst, G. Hwang and L. Tejwani: MVDC the new technology for distribution networks, 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, 2015.
- [21] ABB: Powering Troll with new technology, ABB Review, 2003.
- [22] ABB: Eagle Pass/Piedras Negras BtB Light, 2005.
- [23] M. Marz, K. Copp, A. Manty, S. Sankar, J. Rector, P. Farily and G. Irwin: ATC's Mackinac Back-to-Back HVDC Projekt: Planning and Operation Considerations for Michigan's Eastern Upper and Northern Lower Peninsulas, CIGRE Symposium "Grid of the Future", Boston, USA, 2013.
- [24] M. Marz, K. Copp, A. Manty, D. Dickmander, J. Danielsson, M. Bahrman, F. Johansson, P. Holmbserg, P.-E. Björklund, H. Duchen, P. Lundberg, G. Irwin and S. Sankar: Mackinac HVDC Converter Automatic runback utilizing locally measured quantities, CIGRE Conference, Report 425, Winnipeg, Canada, 2014.
- [25] Western Power Distribution: Low Carbon Networks Fund Full Submission Pro-forma, LCN Fund Tier 2 Bid 2014, 2014.
- [26] F. Mura and R. Doncker: Preparation of a Medium-Voltage DC Grid Demonstration Project, E.ON Energy Research Center Series, Vol. 4, No. 1, 2014.
- [27] VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), 2018-11.
- [28] VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), 2018-11.
- [29] G. Mazzanti and M. Marzinotto: Extruded Cables for high-Voltage Direct Current Transmission, New York, IEEE Press, 2013.
- [30] G. Chen, M. Hao, Z. Xu, A. Vaughan, J. Cao and H. Wang: Review of High Voltage Direct Current Cables, CSEE Journal of Power and Energy Systems, Vol. 1, No. 2, pp. 9-21, 2015.
- [31] R. Hampton: Some of the Considerations for Materials Operating Under High-Voltage, Direct-Current Stresses, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 24, No. 1, pp. 5-13, 2008.
- [32] R. Bodega: Space charge accumulation in polymeric high voltage DC cable system, Dissertation, TU Delft, 2006.
- [33] D. Häring and F. Jenau: DC Conductivity measurements of polymeric HVDC insulation materials under consideration of a dynamic temperature profile, JiCable '19, Versailles, France, 2019.
- [34] O. Hestad, F. Mauseth and F. Kyte: Electrical conductivity of medium voltage XLPE insulated cables, IEEE International Symposium on Electrical Insulation, San Juan, USA, 2012.
- [35] M. Jeroense and P. Morshuis: Eletric Fields in HVDC Paper-Insulated Cables, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 5, No. 2, pp. 225-236, 1998.
- [36] D. Häring, G. Schröder A. Weinlein and A. Bossmann: Development Process of extruded HVDC cable systems, JiCable '15, Versailles, France, Report A6.6, 2015.
- [37] L. Dissado, C. Laurent, G. Montanari and P. Morshuis: Demonstrating a Threshold for Trapped Space Charge Accumulation in Solid Dielectrics under DC Field, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 12, No. 3, pp. 612-620, 2005.
- [38] U. Nilsson, J. Andersson, V. Englund, V. Eriksson, P. Hagstrand and A. Smedberg: The Role and Measurement of DC Conductivity for HVDC Cable Insulation Materials, Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Ann Arbor, USA, 2015.

- [39] A. Gustafsson, M. Jeroense, H. Ghorbani, T. Quist, M. Saltzer, A. Farkas, F. Axelsson and V. Mondiet: Qualification of an extruded HVDC cable system at 525 kV, JiCable, Versailles, France, Report A7.1, 2015.
- [40] CIGRE WG B1.32: Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500 kV, CIGRE Technical Brochure 496, 2012.
- [41] IEC CDV 62895 Ed.1.0: High Voltage Direct Current (HVDC) power transmission cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages up to 320 kV for land applications Test methods and requirements, 2016.
- [42] T. Lee, J. Choi, E. Jung, J. Nam, J. Kim, I. Lee, S. Jeon, D. Kim, H. Park and J. Kang: Development of the HVDC ±80kV XLPE Cable System and Construction of Test-bed in KOREA, CIGRE Session, Paris, France, Report B1-304, 2012.
- [43] T. Lee, S. Lee, J. Nam, Y. Kim, S. Lee, I. Lee, S. Jeon, Y. Won, J. Kim and J. Lee: Development Status of DC XLPE Cable in Korea, CIGRE Session, Paris, France, Report B1-308, 2014.
- [44] B. Jacobson, Y. Jiang-Häfner, P. Rey, G. Asplund, M. Jeroense, A. Gustaffson and M. Bergkvist: HVDC with Voltage Source Converters and Extruded Cables for up to ± 300 kV and 1000 MW, CIGRE Session, Paris, France, Report B4-105, 2006.
- [45] C. Watanabe, Y. Itou, H. Sasaki, S. Katakai, M. Watanabe and Y. Murata: Practical Application of ± 250 kV DC-XLPE Cable for Hokkaido-Honshu HVDC Link, CIGRE Session, Paris, France, Report B1-110, 2014.
- [46] N. Shigemori, Y. Sakai, H. Mori and Y. Yagi: Development of 320 kV subsea/underground HVDC extruded cable system, JiCable, Versailles, France, Report B1.4, 2015.
- [47] M. Paupardin, M. Mammeri and N. Lecourtier: 345kV DC XLPE Extruded Cable Systems Development, JiCable, Versailles, France, Report A6.4, 2015.
- [48] J. Nam, S. Jeon, I. Lee, W. Park, S. Hwangbo, J. Kim, J. Lee and J. Koo: Development of XLPE Nano-Composite Used for HVDC ±250kV Cable System Applicable to LCC and VSC, JiCable, Versailles, France, Report A9.4, 2015.
- [49] IEC 60287-1-1: Electric cables Calculation of the current rating Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses General, Edition 2.0, 2006.
- [50] IEC 60287-2-1: Electric cables Calculation of the current rating Part 2-1: Thermal resistance Calculation of thermal resistance, Edition 1.2, 2006.

Anhang

Anhang 1: Siemens, MGÜ-Foliensatz Anhang 2: ABB, MGÜ-Foliensatz Anhang 3: General Electric, MGÜ-Foliensatz Anhang 4: Miba, MGÜ-Foliensatz

Graz, 20.12.2019

Technische Universität Graz Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler

Technische Universität Graz Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Ao.Univ.-Prof. DI Dr.techn. Herwig Renner

Sachbearbeitung:

Dipl.-Ing. Anton Buchner

Dipl.-Ing. Alexander Rainer

Anhang 1

SIEMENS

MGÜ-Foliensatz



And Party of Contractor

MVDC PLUS® – Introduction

Unrestricted © Siemens AG 2019

siemens.com/mvdc

Presenting MVDC PLUS[®] Content

This Introduction provides you with the following information:



SIEMENS Ingenuity for life

Content: Pages:

- General Overview 3 6
- Use-cases 7 23
- Underlying Technology 24 32
- Benefits 33 36

Unrestricted © Siemens AG 2019

Page 2 Jan 2019

General Overview - Grids are facing new challenges from decentralization and renewables





General Overview - MVDC PLUS[®] provides higher power over longer distances as well as load flow control



Alternating current

- Simple design
- Robust and reliable technology
- · Cheap and can be applied with no power electronics
- Easy integration into existing transmission networks



Direct current

- Power transmission over long distances
- Same power transfer at lower voltage level possible
- No additional reactive power compensation equipment necessary
- Facilitates connection of asynchronous systems
- De-couples systems with different grounding schemes
- Seamless control of the active power flow
- Low contribution to short-circuit currents

General Overview - MVDC PLUS[®] is based on Multilevel Voltage Sourced Converters like HVDC PLUS[®]



- 1 Symmetrical Monopole Configuration
- 2 Modular Multilevel IGBT Voltage Sourced Converter
- 3 Bi-directional Power Flow. STATCOM operation.
- 4 DC-Link Over-headline (OHL) and/or Cable



Unrestricted © Siemens AG 2019

Page 5 Jan 2019

General Overview - Modular multilevel converter in MVDC PLUS[®] ensures stable power quality and low harmonic emission





AL: N / ECCN: N



MVDC PLUS® Use Cases

Managing the future grid: How to improve power transfer in the future grid?





Unrestricted © Siemens AG 2019

Page 8 Jan 2019

Connecting weak or unstable grids – How will we integrate and stabilize grids?



Challenges

- Growing number of decentralized and volatile energy sources
- Stabilize weak networks and provide high-quality power supply.
- Prevent congestions and redispatch.
- Optimize and control load flow
- Serve spot markets

Solution

Customer benefits

Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 9 Jan 2019



4

Connecting weak or unstable grids – How will we integrate and stabilize grids?



Challenges

Solution

- Load flow control through MVDC: Connect grids via active elements that control load flow and provide reactive power
- Decouple grids with different frequencies, voltage levels and quality with DC link



Customer benefits

4

Connecting weak or unstable grids – How will we integrate and stabilize grids?





Page 11 Jan 2019

Bridge the distance – How should we connect islands, platforms, and remote areas?

Challenges

- Secure remote energy supply, e.g. islands, offshore platforms, industries, towns or enable rural electrification.
- · Connect remote power plants.
- Reduce CO₂ footprint, prevent pollution, save fuel. Example, diesel generators.
- Distance of AC lines limited due to reactive power losses

Solution

Customer benefits

Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 12 Jan 2019







Bridge the distance – How should we connect islands, platforms, and remote areas?

Challenges

Solution

- Install compact and costefficient medium-voltage DC connections
- DC Link via cable or compact overhead lines
- Economical power transmission over long distances
- Remote restart of autarky areas with tailor-made blackstart functionality

Customer benefits



SIEMENS

Ingenuity for life

Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 13 Jan 2019

Bridge the distance – How should we connect islands, platforms, and remote areas?

Challenges

Solution

- Install compact and costefficient medium-voltage DC connections
- DC Link via cable or compact overhead lines
- Economical power transmission over long distances
- Remote restart of autarky areas with tailor-made blackstart functionality

Customer benefits



CO₂ reduction, less environmental impact. No diesel generators and transport of fuel.

MVDC

Reduced costs for transport, storage, and maintenance of e.g. diesel generators





SIEMENS

Ingenuity for life



Page 14 Jan 2019

Increase power infeed – How can we enhance existing infrastructure?



Challenges

- Urbanism and increasing population
- Increase rating of existing lines to satisfy growing power demand
- Connect urban centers with outside transmission system
- Improve grid stability without network expansion



Solution

^

Customer benefits

Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 15 Jan 2019

German Kuhn, Siemens AG

÷.

X

Increase power infeed – How can we enhance existing infrastructure?





Increase power infeed – How can we enhance existing infrastructure?





Page 17 Jan 2019

Obtain transmission autonomy in power ranges up to 150 MW – How will we fulfil the enhanced tasks as a DSO?



Challenges

- Connect regions where no HV connection is available
- Additional connection of energy producers to loaded areas
- Get more transmission autonomy
- Reduce transmission and dispatch fees



Solution

Customer benefits

Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 18 Jan 2019

German Kuhn, Siemens AG

72

3

Obtain transmission autonomy in power ranges up to 150 MW – How will we fulfil the enhanced tasks as a DSO?





Page 19 Jan 2019

German Kuhn, Siemens AG

Obtain transmission autonomy in power ranges up to 150 MW – How will we fulfil the enhanced tasks as a DSO?





Reduce footprint – What's the best way to make network upgrades with little visual impact?



Challenges

- High visual impact of HV lines with large lattice structures
- Public resistance against high-voltage lines
- Getting permits for new HV corridors is becoming nearly impossible



Solution

Customer benefits

Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 21 Jan 2019

German Kuhn, Siemens AG

<u></u>

X

Reduce footprint – What's the best way to make network upgrades with little visual impact?



Challenges

Solution

- Medium-voltage level allows for lines with heights below the treetops (<15 m height)
- Simple MV overhead lines require smaller corridors
- MV overhead lines with wood poles or simple steel structures

Customer benefits

Reduce footprint – What's the best way to make network upgrades with little visual impact?





Unrestricted © Siemens AG 2019

Page 23 Jan 2019

<u></u>


MVDC PLUS® Underlying Technology



MVDC PLUS® is based on Multilevel Voltage Sourced Converters like HVDC PLUS®



Converter designed and type tested according to IEC 62543 HVDC VSC

Symmetrical Monopole Configuration

Unrestricted © Siemens AG 2019

Page 25 Jan 2019



System Design - Depending on required power transfer and DC voltage level three different types can be selected



Туре	DNDC-24	DNDC-30	DNDC-48
# IGBT Sub-Modules / converter module	24 30		48
DC voltage at rectifier	+/-24 kVdc	+/-30 kVdc	+/-50 kVdc
Insulation Class, LIWL	36kV/170kV 36kV/170kV		52kV/170kV
Rated DC current (maximum)	1.5kAdc	1.5kAdc	1.5kAdc
Active power transfer (maximum)	70MW	90MW	149MW
Reactive power / station (maximum)	32MVar	40MVar	66MVar
DC-link (max Resistance at max. power)	2Ω	3Ω	4Ω
P-/Q-Control	\checkmark		
Voltage control	\checkmark		
STATCOM operation	\checkmark		
AC fault ride through	(√)		
DC fault ride through	0		

System design according to IEC 62543 HVDC VSC, VDE AR4131 TAR HVDC, ENTSOE Grid Code)



Unrestricted © Siemens AG 2019

Page 26 Jan 2019

System Design - DC voltage and ohmic resistance of DC-link and line configuration define the transferable power



1 Line length and resistance

- 2 DC voltage level and drop across DC-line
- 3 Power flow

Line Resistance [Ω]	Cable [km] Cu 1600mm²	Cable [km] Cu 2000mm²	OHL [km] 3x AL/ST 265/35 /pole	OHL [km] 2x AL/ST 550/70 /pole
0.1	8	10	2.3	5
1	77	100	23	49
2	154	200	47	98
3	231	300	70	147
4	308	400	94	197
				@70°



Pac. inverter (MW)

German Kuhn, Siemens AG

Pac, rectifier (MW)

——US, nominal (kVrms)

÷.

Components – Overview





1	Power Transformer
2	AC Yard
3	Converter tower with IGBT
4	DC Yard
5	Phase Reactors
6	Control & Protection Container
7	Cooling Container
8	Outdoor Cooler



Components - MVDC PLUS[®] uses matured technology from HVDC PLUS[®] and SVC PLUS[®]





Unrestricted © Siemens AG 201

Page 29 Jan 2019

Station Design – Standard Station Layout





Unrestricted © Siemens AG 2019 Page 30 Jan 2019

\leftarrow approx. 60 m \rightarrow

German Kuhn, Siemens AG

Station Design – Standard layout Sections





Control and protection system



Operation via operator interface Active power control **Closed-loop** Station Switchyard control Bi-directional power flow control control STATCOM operation Interlocking Start-up/shut-down AC voltage control Sequence of event recording Black start¹ • Controller setting • AC fault ride-through² Communication with SCADA AC feeder protection • Transformer protection via standard IEC telecontrol Converter AC busbar protection Separated process and service LAN • DC supervision Signal recording 1 ms time stamp Converter protection Remote access routed through firewalls SCADA. DC line/cable protection Terminal server (DMZ) optional communication. fault recording, **Protection IT** security





1 Optional and customized | 2 Depending on DC line configuration

Page 32 Jan 2019



MVDC PLUS® Benefits

Benefits - AC vs DC - More than 40% more power transfer with DC transmission at same voltage level like AC



- 1 Converting 2-line MVAC system into DC
- 2 DC-poles with 3 conductors in parallel per pole
- Increase power transfer > 40%.
- AC power transfer significantly limited vs DC



MVAC 2-line system vs MVDC



- 2x 3x AL/ST 265/35 OHL with 0.53kA / conductor (*)
- Input: 90MW at sending station.
- Graph shows output of active power at receiving station.
- kVrms ph-ph values. Uac = $\sqrt{3} / \sqrt{2}$ x Udc

(*) = max DC converter current rating

German Kuhn, Siemens AG

Benefits - AC vs DC with typical cable cross sections: Benefits **SIEMENS** for DC at longer distances, even at lower power levels due to cable-capacity Ingenuity for Life



Benefits - AC vs DC with typical conductor sizes: Benefits for DC at longer distances and higher power levels





Anhang 2

ABB

MGÜ-Foliensatz



PGGI, March, 2019

Grid Interties and MVDC

Grid interconnection portfolio









MVDC





The changing power landscape

Many drivers – one common need



Transmission and distribution









Energy trading between regions



Reversible power flow

Power quality Caring for the end customers

Power quality is a quantifiable measure of how effectively power is utilized and supplied in terms of its availability, quality and efficiency.

Good power quality is important along the whole energy value chain:



Generation



Transmission



Distribution



Industrial consumers



Residential consumers

The benefits of good power quality



Supply network reliability and availability



Energy efficiency

*A

Increase Industrial productivity



Lower environmental impact

Grid Interconnection Solutions Solutions portfolio



Grid Interties Product Platforms

A full range of power converters

SVC Light® MP	PCS6000	PCS8000	ACS6080	ACS 880
- STATCOM - Rail SFC (High Power)	 Utility grid interties STATCOM Rail SFC (Low Power) 	- Pumped Hydro power plant	 Shore-to-ship power Industrial grid interties 	 Shore-to-ship power Industrial grid interties Microgrids

Static Frequency Converter based solution for any customer need, spanning from 1 to 100 MVA



Grid Interconnections

troduction



Industrial Grid Interties



MVDC



Utility Grid Interties Key features

Applications: Utility network coupling 3 phases to 3 phases (50, 60 Hz) with bi-directional power flow

- Four quadrant operation allowing fully controllable active and reactive power exchange of power in both directions between two grids
- Capability to connect unsymmetrical grids and perform load balancing
- Black start and Island Operation of a portion of the grid
- Increase of power feed in existing grid
- High demand for dedicated system engineering, simulations, grid compliance



Utility Grid Interties Available Product Platform

<section-header>

Building blocks of 20 MVA are available, allowing connection of up to 8 converters in parallel



Utility Grid Interties PCS 6000 SFC - 20 MVA building blocks

Building Sizes



Layout



Utility Grid Interties

Power electronics (valves)

PCS6000: Valve



PCS6000: Converter



IGCT technology



The IGCT PCS6000 converter

- Press-Pack technology
 - Stable SCFM, superior thermal cycling
 - High robustness and reliability
- High power density and negative sequence capability

PCS6000 - The IGCT 3-level NPC valve module; up to 20 MVA per SFC

Utility Grid Intertie Case studies – Flexible Power Link Case

Problem Statement

Western Power Distribution WPD (UK Distribution System Operator)

- Explores ways to better utilize existing distribution grid infrastructure
- Better distribute locally generated power among grid sections
- Provide power flow control

This activity is run as part of the WPD «Network Equilibrium» project

https://www.westernpower.co.uk/pr ojects/network-equilibrium

Solution

1x back-to-back converter, 20MVA (Flexible Power Link FPL)

- Interconnecting two 33kV distribution grid sections by AC-DC-AC converter
- Both sections supplied by different grid supply points from transmission level
- One grid is generation dominated
- The other one is load dominated Achievements
- Facilitate up to 20 MVA additional capacity release with full active and reactive power control







Utility Grid Interties Topology and principle



Industrial Grid Interties



Case Studies



Industrial Grid Interties Application Description

Applications: Industrial, Network coupling 3 phases to 3 phases (50, 60 Hz) and Rail SFC (3 phases to 1 phase)

- Power supply of industrial grids, replacing local (diesel) generation
- Transfer of production lines from a country with 50 Hz electrical grid to a country with a 60 Hz electrical grid
- Replacement of old rotating frequency converters
- Shore-to-ship power supply systems
- 2 and 4 quadrant operation with power factor control on grid side



Connecting industrial grids ensure realiable and controllable power supply

Available frequency conversion platforms

Low Voltage SFC

H

Medium Voltage SFC (2 quadrants)



Medium Voltage SFC (4 quadrants)



1-5 MVA / Unit

5-25 MVA / Unit

20 MVA / Unit

Full range of converter solutions – from 1 to 24 MVA. Higher power ratings can be achieved by paralleling units

Connecting any industrial grid independently from voltage and frequency



Full range of converter solutions - from 1 to 25 MVA

Grid network

Connecting any industrial grid independently from voltage and frequency



One single converter can supply power to an industrial grid – from 1 to 25 MVA

Specific solutions for Shore-to-ship power connections



High power conversion platforms enter into the S2SP market – they enable the connection of multiple high consumption vessels

Specific solutions for Shore-to-ship power connections

No.3 Isolation transformers



Enabling multiple high power vessel connections

Industrial Grid Interties Railways Static Frequency Converters

Rail SFC PCS 6000 Reliable and efficient grid interconnection

The medium voltage PCS 6000 Rail SFC allows the connection of three-phase local distribution grids to single-phase railway power grids, at 16.7, 25, 50 or 60 Hz.

Rail SFC Light

Maximum efficiency with proven system behavior

The first IGCT-based multilevel SFC available on the market, expanding the proven PCS 6000 series. Its multilevel topology offers maximum energy efficiency.

The converter's design results in a modular, robust and safe structure offering optimum availability.

Reliable railway interconnections since...

1994



3-phase National grids

1-phase Railway grids

16.7, 25

Frequency conversion at

Benefits Highest system High efficiency availability over entire power range Less Enables smart environmental control and test impact functionalities Excellent and proven reaction to 50, 60 Hz events in the railway and utility networks

Industrial Grid Interties Rail SFC Light – technology abstract

Modular Multilevel Converter (MMC) Topology

- Converter power can be scaled by number of the cells, to optimize it for the project-specific values
- Additional cells can provide redundancy in the power-electronics part of the system
- Additional network-side filters can be avoided. The Rail SFC Light system, however, is prepared for the installation of possible filters to tackle special network conditions

Details

- Technology based on "reverse conducting integrated gate turn-off thyristor" (RC-IGCT) semiconductors
- Integrated diode in RC-IGCT reduces the number of converter components
- Simple and robust thyristor switch is integrated in the semiconductor stack
- Clamp circuits limiting cell-internal fault currents through semiconductors in case of a fault
- Extra cells can provide redundancy in the power-electronics part of the system





Case study – Industrial Grid Intertie in Indonesia

Problem Statement

PT International Nickel Company, Indonesia, operates an own industrial grid:

- Supplied by own hydro power plant
- Loaded by arc furnace
- Heavy unbalance
- Heavily distorted
- Large reactive power demand
- Surplus of power; wish to transfer it to the public grid, but impossible because of industrial load.

Solution

2x back-to-back converters, 19MW/32MVA

- Interconnecting by AC-DC-AC converter an 11kV public grid with 33kV industrial grid
- Balancing the arc furnace load
- Providing sufficient reactive power to the industrial grid

Achievements

- Power transfer enabled
- Unloading the hydro generator from unbalanced load






Utility Grid Interties Topology and principle



Industrial Grid Interties

MVDC





MVDC Potential applications of MVDC technology



Substations:Horizontal Coupling

Potential applications

- Correct large difference of voltage angles
- Connection of unbalanced substations and power quality improvement (both sides)
- Parallel operation with normally open operated switched
- Merchant lines



AC to DC distribution

Potential applications

- Increase power rating in long, congested feeders in meshed distribution grids.
- Converting existing lines from AC to DC can boost the power rating by a factor 1.7 to 2.5.



Large load connections in cities

Potential applications

- Adding new transmission capacity by AC lines into city centers as DC cable needs less space than an AC OHL
- Connection of large DC loads within cities (e.g. data center, charging stations, ...)

MVDC Potential applications of MVDC technology



Remote Loads Connection

Potential applications

- Connect remote communities to distribution/sub-transmission grid instead than relying on local gensets, such as:
 - Islands to mainland
 - Remote industrial sites (i.e. mining)



DC connection of renewables

Potential Application

- Medium-sized distributed generation plants, direct connection to grid with MVDC cost efficient solutions (less cable, higher efficiency) such as:
 - Wind farms
 - Solar plants



Power from Shore

Potential Application

• Connection of O&G facilities to mainland grid

MVDC Key features

On distribution or subtransmission grid level, there are often grid sections that cannot be interconnected right away, due to:

- Phase angle differences
- Frequency differences
- Excessive harmonics or flicker
- Redundant parallel supply from another utility/distribution grid to a same island grid

However, it could be beneficial to interconnect such grids despite of the above limitation:

- Overcome capacity limits in grid sections, due e.g. growing distributed generation
- Power flow shall be controlled







Utility Grid Interties Topology and principle



Industrial Grid Interties





Shore-to-ship power Gothenburg, Sweden First 50/60 Hz shore connection

Customer needs

Shoreside power supply to a vast number of Stena Line vessels while at berth.

ABB's response

- Turnkey 11kV Grid Integration, including safe+ GIS switchgear six bays 50Hz, four bays 60Hz, and two transformers type Resibloc
- Two static frequency converters 1250kVA
- PLC* system type AC500

Customer benefits

- Dependable project execution from design to start-up, and state-of-theart equipment
- Reliable shoreside power supply to ferries
- Reduced emissions, low-frequency noise and vibrations
- Better environment for passengers, crew, dockworkers and local residents

*Programmable Logic Control



Shore-to-ship power Ystad, Sweden Centralized S2SP for a Ferry Terminal

Customer needs

Minimize the negative environmental impact of the vessels remaining at berth.

ABB's response

Turnkey 12kV substations including:

- MV switchgear
- Input/output transformers
- 6,25 MVA frequency converter

- Double frequency vessels supply full flexibility (50 Hz and 60 Hz) and reliability
- Pre-engineered solution with short delivery and commissioning time
- Support for port electrical grid seamless integration of shore-to-ship power
- Reduced emissions, low-frequency noise and vibrations



Shore-to-ship power Rotterdam, Netherlands Automated S2SP solution for a Ro-Ro terminal

Customer needs

Complete electrical infrastructure to simultaneously power two vessels while berthed in the port of Hoek van Holland with operation carried out autonomously by vessel operators.

ABB's response

Turnkey 12kV substations including:

- Turnkey shore-to-ship power installation including design, engineering, project management, installation and commissioning
- Complete substation and automation package based on PCS 6000 static frequency converters rated at 6 MVA

- Mitigation of negative impact of ferry operations on the local community and the environment
- Reduction of fleet's fuel consumption
- Greenhouse gas emissions reduced by 98%
- Less noise and vibrations



Shore-to-ship power Dalian, China Twin power supply for container terminal

Customer needs

- Shore power supply for Dalian Container Terminal
- Outdoor solution with minimized civil works
- From engineering to commissioning in 6 months

ABB's response

- One set 2 MVA, one set 3 MVA static frequency converters type PCS100
- Turn-key package including: SFC, transformer, switchgear, PLC, socket box, engineering and commissioning

- Highly modular solution specially designed according to specific customer needs
- Maximized use of the S2SP system two vessel with simultaneous connection
- Designed for future power upgrades



Wimmis traction power supply Switzerland

Customer needs

- Traction energy supply of the Loetschberg base tunnel of the alp-crossing railway connection (NEAT)
- Voltage control in the region's railway network

ABB response

- Converter station of 4x 20 MW
- Frequency converters, transformers, switchgear, control and cooling systems
- Design, engineering, installation, commissioning and civil works

- Islanding network operation and low harmonics levels to public and to railway grid
- Exceptionally high level of availability



Wulkuraka rail grid intertie Australia

Customer needs

- Increased energy demand for the Brisbane Rosewood Line and for a new rolling stock maintenance depot nearby
- Conversion of country's 3-phase 50 Hz grid to 1-phase 50 Hz railway grid without unbalance effects to the supplying grid

ABB response

- Turnkey solution incorporating a 20 MVA static frequency converter
- Transformers, switchgear, control and cooling systems
- Design, engineering, installation, commissioning and civil works

- Stronger railway corridor performance
- Higher power supply without fault current rating increase



Datteln rail grid intertie Germany

Customer needs

- Supply of up to 25 percent of the power required by the German railways
- Electricity conversion of country's 3-phase 50 Hz grid to 1phase 16.7 Hz railway grid

ABB response

- World's largest railway converter station with a rated power of 412 MW (4x 103 MW)
- Containerized converter solution incl. transformers, control and cooling systems
- Design, engineering, installation and commissioning of the system

- Reliable power supply and highest availability
- Grid code compliance without any line filters
- Maintenance under full load conditions
- Commercial operation start on time





Anhang 3

General Electric

MGÜ-Foliensatz



MVDC Converter Station

11.03.2019

Imagination at work

©COPYRIGHT GENERAL ELECTRIC COMPANY AND/OR ITS AFFILIATES. All rights reserved. This document and the information it contains is the property of the General Electric Company and/or its affiliates. It has been provided solely for private use. Copying, reproducing, selling, importing, exporting, displaying, transmitting or distributing this document and any of the information it contains is strictly prohibited except as expressly authorized in writing by the General Electric Company and/or its affiliates.

GE Power Conversion Berlin



- About 800 employees
 - Manufacturing
 - R&D and Engineering
 - PM and Sales
 - Management/ Administration
- 17.000 m² offices, 25.600 m² manufacturing
- Technical Learning Center (2015) new investment for ~ 10M€

We're applying the science and systems of power conversion to help drive the electric transformation of the world's energy infrastructure.





Content

- 1. Introduction
- 2. 30 MVA Static Frequency Converter
- 3. System Features



1. Introduction & References



References

Jübeck	12 MW	1995
Düsseldorf	15 MW	2000
Borken	5.5 MW	2001
Thyrow 1-4	4x15 MW	2004
Thyrow 5-6	2x15 MW	2005
Thyrow 7-8	2x12 MW	2006
Thyrow 1-4	4x15 MW	2004
Lerthe	4x32 MW	2009
Aschaffenburg	4x32 MW	2009
Cologne	2x37.5 MW	2011
Mannheim	120 MW	2013
Bauhinia	2x18 MW	2014
Lohsa	3x15MW	2014 (commissioning in progress)
Moreton Bay	2x13 MW	2015 (to be finished)
Bützow	2x15MW	2017 (order received 2015)
Schwerin	2x15MW	2018 (order received 2015)



Converter Station Cologne 2x47,5 MVA





Converter Station Cologne 2x47,5 MVA





Converter Station Mannheim 1x150 MVA





Converter Station Mannheim 1x150 MVA





Converter Station Mannheim 1x150 MVA



Inside Converter Hall



Lohsa (Bützow; Schwerin) 15MVA





Umrichter Lohsa 2016 ; 3x15MVA





2. STATIC FREQUENCY CONVERTER

Angle DC



PQ diagram Example

1 block in operation, permanent load





MVDC configuration; Example



Each station consists of the following main components:

50 Hz input transformer

12 identical medium voltage drives

1 Cooling system

- 2 DC side output reactors
- 1 Control
- 1 Isolator & earthing switch
- 1 Grounding resistance



MVDC configuration; Example





MVDC Layout; Excample; Version I





Cross section converter room



MVDC Layout; Excample; Version II





MV Drive – 3 level NPC topology





Single line MV Drive one IGBT stack is show (out of three)

MV Drive (12 per station)



MV Drive –IGBT Stack and IGBT's



IGBT



IGBT Stack



Start-up toward de-energized bus





HMI Display for commissioning

avigation Tree 🕒 hdm_Bauhinia	a.xml 🔀 🧔 Message Log	- STUR_TC	:												e d d	
By Dverview	Control mode		Actual va	lues	s Ref. values P-f-chart		P-Q-chart		:	V-Q-chart Commissioning		oning	Reset 2 7 201			
peration only by	specially train	ned pe	ersonn	el. N	o self-service	operat	ion!									
eration commands from LOCAL	via the push buttons							Status	displays	Cont	troller configuration		Defa	ault values		
								feedback pu	lse release		enable Mock	Up	15	5,00 Ref_1AC_	Po [MW]	
C inverter pulse inhibit	Unit1 Unit2	U	Init3		3AC inverter no perma	ient pulse rel	ease	ЗАС			enable commission	ing mode		2,50 Ref_1AC_	Pu [MW]	
	3AC inverter p	ulse release	,							1 Pelease test nuises				0,00 Ref_1AC_Q_fixed [Mvar]		
inverter pulse inhibit	Unit1 Unit2	U	nit3		1AC inverter no perma	ent pulse rel	ease	1AC			2. Test cooling system wit	hout precharge		0,00 Ref_3AC_	Q_fixed [Mvar]	
									3. Release limited dc-link voltage			,00 Ref_1AC_fOu [%]				
				1AC / 3AC short pulse release					4. Open loop operation of 3AC inve				3,00 Ref_1AC_fOo [%]			
stay apprection without curches	nication to 18C avid		1		colf recet ofter 2c						3AC main circuit breakers o	witch-op interlock	19	5,00 Ref_1AC_	Po_max [MW]	
nverter operation without synchronisation to TAC grid ON			-	seir reset arter 25						Sole main circuit breaker switch on interfock Sole main circuit breaker switch on with pulse inhibit			0,00 Ref_1AC_	P_fixed [MW]		
Stop Sequence			┢ ,										5,00 Ref_IAC_	Ref_Qo [Mvar] Ref_Qu [Mvar]		
able sequence termination	mination ON OFF				Sequence termination is interlocked											0,00 Ref Ou [M
Reduce the time between 2 precharges ON			<u> </u> ,	precharge wait time disabled									0,00 Ref_Rate	of_change_of_m		
ischarge interlock ON OFF		i -	discharge interlocked						1AC main circuit breaker: switch-on interlock			2.00 Ref_Rate_	Ref_Rate_of_change_of_load			
		Hor	rn off	-							8. 1AC island mode; 1AC mcb:	switch-on interlock		5,00 Ref_m		
							1	reference v	alue to the		9. 1AC transformer prima	ary short circuit		1,00 Ref_1AC_	no	
ration short pulse release [ms]					1.0 Push <ep< td=""><td>(TER></td><td></td><td>inverter</td><td>_</td><td></td><td>interlock precha</td><td>rae off</td><td></td><td>1,00 Ref_1AC_</td><td>nu</td></ep<>	(TER>		inverter	_		interlock precha	rae off		1,00 Ref_1AC_	nu	
r.value reduced trip level for d	c-link-voltage: [pu]				1.0 Push <e< td=""><td>TER></td><td>Release</td><td>1,0</td><td></td><td>-</td><td></td><td></td><td>50</td><td>0,00 Ref_1AC_</td><td>Y_line [k¥]</td></e<>	TER>	Release	1,0		-			50	0,00 Ref_1AC_	Y_line [k¥]	
f.value P. fixed: 1AC aritive no	wer [MW]				0.0 Push <e< td=""><td>(TER></td><td>Release</td><td>1,0</td><td>10</td><td></td><td></td><td></td><td>132</td><td>2,00 Ref_3AC_</td><td>Y_line [kY]</td></e<>	(TER>	Release	1,0	10				132	2,00 Ref_3AC_	Y_line [kY]	
Ref.value dc-link voltage limit [pu]			1.0 Push <e< td=""><td>(TER></td><td></td><td>1.0</td><td>0</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Release</td><td>default values</td></e<>	(TER>		1.0	0					Release	default values			
Ref.value 3AC inverter output voltage (open loop mode) [kV] 0.0 Push <enter> 1 132,000</enter>				, .,.					App	arent powe	er					
Ref.value 1AC inverter output voltage (island mode, mcb interlock) [pu] 0.0 Push <enter> 0,00</enter>										2	0,00 [MVA] 3A	C apparent power				
f.value 1AC inverter secondary	y output voltage (open loop	mode) [¥]	per System		0.0 Push <e< td=""><td>(TER></td><td>10,00</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>2</td><td>0,00 [MVA] 1A</td><td>C apparent power</td></e<>	(TER>	10,00						2	0,00 [MVA] 1A	C apparent power	
value 1AC max. current with	transformer short circuit [p	·u]			1.0 Push <e< td=""><td>(TER></td><td>1,000</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Set appare</td><td>nt power to Max.</td></e<>	(TER>	1,000							Set appare	nt power to Max.	

Diagram View - C:\HDM 3.5.1\HDM_workspace\controller172.17.6.10p80\files\DIAGRAM\hdm_Bauhinia.xml


HMI Display IGBT fault

HPCi	HPCI Data Manager 3.5.1																
e Edit Iools Window Help																	
	•	• • • • • • • • • • • • • • • • • • •	<u>2 ! II 🚾 🗅 🤤 (</u>	🖗 🛅 🔂 🛛 🕐													
s 💱 Navigation Tree 🖻 hdm Bauhinia.xmi 🛛																	
			(1		1	1			1	1		1			_	
211	98	Overview Control mode Actual values Ref. values P-f-chart					P-O-chart ¥-O-chart		Commissioning		Reset	8 8	2014				
		7						-				-		15 0	55	5	
	3AC: warning with no operational restrictions			3AC: Inverter	3AC: Inverter shut-down				1AC: Warning with no operational restrictions 1AC: Inverter shut-down								
		5045 - MW57: False parame	terisation	1001 - MW60: 0	1001 - MW60: Overvoltage 3AC grid				5045 - MW57: False parameterisation 5040 - MW73: Too many pulse inhibition instances					hibition instances			
		5029 - MW55: Start interloci	1003 - MR77: 0	1003 - MR77: Overcurrent: 3AC end transformer winding and time protection				5029 - MW55: Start interlock				5052- MW74: commissioning mode selection error					
		5028 - MWU4: Pulse inhibitio	n	5100 - Network	5100 - Network_frequency_min				5028 - MW04: Pulse inhibition				5058 - MW60: DC link short circuit				
		5031 - MR94: External snut-	down	1003 - MW63: J	5003 - MW63: IGBT overcurrent protection				5002 - MR35: dc-link overvoltage trip				5047 - MW60: DC link voltage imbalance monitoring				
		5043 - Mikos: Reactive powe	"ON"	5011 - MII(72)	1007 - TR64: Diff. in currents of all windings too large (incl.tertiary winding)			5032 - MR95: External shut-down					1 AC grid Frogmon	u maximum oucooding			
	<u> </u>	5054 - MW57: different FDG	A-Sotuare in the DIRe	5007 - MW64+	5011 - MW 73: IGBT reedback fault				2006 - MKD9: Reactive power limited 2006 - MKD9: TAU grid frequency maximum ex				y halow minimum valu	, 10			
	<u> </u>	5054 - MW04: current truck current monitoring 5009 - M			64 mille 7: Undervoltage DC link				5044 - Warning: discharge is "UN"				Psonho filter curr	ent strom below minim	um		
	-	5055 - MW04: Lice: Max, voltage monitoring 5013 - MP99: Failure of phase module auviliary voltage					5057 - MUS2' different EDGA-Setuare in the DTRe 14C' Towarter chut-down hu technology DC					echnology PC					
		SUSS - PixOver reduction SUSS - PixOver reduct					Inverter power reduction				5070 - MX35: Precharge Master: dc-link voltage =< 0V						
		5035 - MW68: Fast Link Watchdog failure						5059 - MW5	57: 1-ph to 1ph inv. Fastlink Comm	. error	5071 - MX35	: Precharge Master	dc-link voltage<100	% Un			
		34C: phase chifter mode warning 5019 - MW69: EtherCat Communication error									5072 - MX35	Precharge Slave: (dc-link voltage =< OV				
		5020 - MED7: MCB feedback error 5052 - MW74: commissioning mode selection error					1	1AC: Inver	ter shut-down		5073 - MX35	Precharge Slave:	dc-link voltage<100%	un Un			
	<u> </u>	1002 - MR92: Under voltage: Voltage drop 5015 - MX35: Error during pre-charging						2001 - MW6	50: Overvoltage 1AC grid								
		5036 - MW71: Error during discharging						2003 - MR5	i9: Voltage drop in 1 or 2 phase								
				5037 - MW72: Cooling system error				2007 - MR10: Psopho filter Overcurrent									
				5022 - MW73: I	5022 - MW73: PIB central fault				5011 - MW73: IGBT feedback fault								
				5051 - MW63: Current imbalance monitoring				5007 - MW64: Overvoltage Positive DC link									
			5040 - MW73: Too many pulse inhibition instances				5008 - MW65: Overvoltage Negative DC link										
		1008 - TR64: curre			irrent sum different zero		5009 - MW66: Undervoltage Positive DC link										
		5012 - TR52: Earth fault monitoring				5010 - MW67: Undervoltage Negative DC link											
		5049 - MX40: Group Fault				2011 - TP16: Task neterion: Current monitoring											
		5020 - ME07: Circuit breaker feedback error 5042 - MIIG8: East ink communication monitoring				2011 * TRID: Lank protection: Current monitoring 5004 - MW63: Rail end: IGBT overcurrent protection											
		3042 - MMSBI PaStLink Communication meniformg 3AC: Inverter shut-down by technology PC 5566 - W23: Directory Action of Citic with an = 194				5004 - MW753 Kail endi Libi J overcurrent protection 5034 - MW753 Overpressure 50Hz filter trip (filter circuit) 5013 - MR99; Failure of phase module auxiliary voltage											
		5060 - MX35: Precharge Master: dc-link voltage = 0V 5061 - MX35: Precharge Master: dc-link voltage below 33% U_nominal 5062 - MX35: Precharge Master: dc-link voltage below 100% U_nominal 5063 - MX35: Precharge Master: dc-link voltage below 100% U_nominal 5064 - MX35: Precharge Slave: dc-link voltage below 33% U nominal 5065 - MX35: Precharge Slave: dc-link voltage below 33% U nominal				-	2004 - MR57: transformer winding and time protection										
						ai al	5035 - MW68: Fast Link Watchdog failure 5019 - MW69: EtherCat Communication error										
						inal											
						5021 - ME17: Circuit breaker feedback error											
							5051 - Current imbalance monitoring										
				5066 - MX35: F	recharge Slave: dc-link volt	age below 66% U_nominal	l i		5036 - MW71: Error during discharging								
	5067 - MX35: Precharge Slave: dc-link voltage below 100% U_nominal 5068 - MX36: discharge timeout				2009 - TR14: Diff. in currents of all windings (incl.tertiary winding)												
					2010 - MW62: Current sum unequal to zero at primary and / or secondary terminals												
							2004 - MR57: Overcurrent: 1AC transformer winding and time protection										
								5037 - MW7	72: Cooling system error								
	Protection						5022 - MW7	73: PID data error									
	con	ncept 							5626 - MW1	ra, rai alleterizativii errof							
			-	_	-	-			-		_				зас 💻		
	Control c	ubicle	Low-voltage distribu	ition	Protection	Coo	oling system		Sys	stem		Inverter			1AC 💻		

Diagram View - C:\HDM 3.5.1\HDM_workspace\controller172.17.6.10p80\files\DIAGRAM\hdm_Bauhinia.xml



HMI Error Message

ŀ	HPCi Data Manager 3.5.1										
Eile	Edit	<u>T</u> ools <u>W</u> indo	w <u>H</u> elp								
] [🔚 田 • 晒 🐨 田 🧇 🔠 42 ! 田 75 😂 🧐 🔒 🎯										
-	Navigation Tree 🗮 hdm_Bauhinia.xml 🕢 Message Log - STUR_Catenary_DS 🔀										
	Type: ALL types 💌 Group: ALL groups 💌 Filter: Show state: all										
		Time		Address	Name	Va	alue	Comment			
		Fr, 27 Jun 201	4 09:12:39,97585	W17	AlmPrtSum.Drive.Alarm_Locked	ti	ve				
		Fr, 27 Jun 201	4 09:12:39,97585	W20	FltPrtSum.Drive.Erdschluss		ve				
		Fr, 27 Jun 2014	09:12:39,975853 UTC	W24382	Protection.FltDet_DS.Fault_EarthFlt3R_min_	_g_TU2_GE tri	ue				



Build in transient recorder





DC isolator and earthing switches





Simulation voltage drop





Fault loop



One trips all, afterwards 10 trails



Line Harmonics





DC Harmonic spectrum







Anhang 4

Miba

MGÜ-Foliensatz

Modular Multilevel Submodules for Converters, from the State of the Art to Future Trends

Markus Billmann¹⁾; Otto Kreutzer²⁾; Martin Nagelmüller³⁾

- ¹⁾ Fraunhofer Institute of Integrated Systems and Device Technology (IISB) Schottkystrasse 10, 91058 Erlangen, Germany Tel. (+49) 9131 / 761 621, e-mail: Markus.Billmann@iisb.fraunhofer.de
- ²⁾ Fraunhofer Institute of Integrated Systems and Device Technology (IISB) Schottkystrasse 10, 91058 Erlangen, Germany Tel. (+49) 9131 / 761 193, e-mail: Otto.Kreutzer@iisb.fraunhofer.de
- ³⁾ Miba Energy Holding GmbH Dr. Mitterbauer Strasse 3, 4663 Laakirchen, Austria Tel. (+43) 7613 2541-1505, e-mail: Martin.Nagelmueller@miba.com





Modular Multilevel Submodules for Converters, from the State of the Art to Future Trends

- World's Energy Situation
- Demand for Efficient Energy Distribution and Grid Stability
- Enabling Technology Modular Multi Level Converters
- State of the Art Submodules
- Design Considerations
- A New Submodule Approach





World's Energy Situation

Today's situation

- Energy consumption grows worldwide driven by:
 - Population
 - Industry
- Traditional power generation (fossil coal, gas, oil & nuclear)
- Steady growth of renewables (hydro, wind, solar, bio-mass, tidal plant)

picture 1: electrical energy distribution





World's Energy Situation

Energy consumption grows worldwide



source: US Energy Information Administration IEO2017



World's Energy Situation Energy consumption growth in China

CHINA, ENERGY CONSUMPTION AND MIX 1965 - 2016 vs DEVELOPMENTS TO TOTAL



picture 3: power consumption China; source: bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf



World's Energy Situation Energy generation growth in India



Sources of electricity generation in India

Renewable generation in India billion kilowatthours



#IEO2017

U.S. Energy Information Administration picture 4: electrical power generation in India, estimated to 2040, source: US Energy Information Administration IEO2017



85

www.eia.gov/ieo

World's Energy Situation

Electrical energy - most dynamic growth



2018 BP Energy Outlook

picture 5: Energy outlook, estimated to 2040, source: BP



Demand for Efficient Energy Distribution and Grid Stability

- Worldwide energy consumption grows rapidly <u>Electrical</u> energy has the highest growth rates
- With Renewables, the electric grid is fed with more but smaller, decentralized power sources → fluctuating load-flow directions
- Irrespective of the primary source of energy (renewable, coal, nuclear) it is desirable to locate power generation away from areas with high population density

\rightarrow Consequences for existing and future power grid

- Need for low loss energy transportation
- Maximum utilization of existing grids
- Scalability and modularity to adapt to the size of energy source



Energy Transportation – traditional HVDC



Modular Multi Level Converters Modern HVDC Transmission – MMC [M²C]

Flexible usage – grid quality applications

picture 8: grid quality applications; source: Fraunhofer IISB

Flexible usage – other applications

- Very large drives
- Large wind turbines
- MVDC
- Ship drive
- Electrical aircraft

61 MW VARIABLE SPEED DRIVE SYSTEM FOR LNG TRAIN CENTRIFUGAL GAS COMPRESSOR FULL LOAD TEST - GE OBG, MASSA, ITALY picture 9: gas compressor 61MW ; source: GE picture 9b: PV field

Slide 12 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules

Flexible usage – other applications

- Very large drives
- Large wind turbines
- MVDC
- Ship drive
- Electrical aircraft

Modular Multi Level Converters HVDC links - Germany

picture 10: planned high voltage transmission – off shore and Germany source: source: NEP 2013, Juni 2013, www.netzentwicklungsplan.de

Onshore (planned)

Modular Multi Level Converters HVDC links – China & Russia

picture 11: HVDC projects source: ABB 2013

Slide 15 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules

Fraunhofer

Modular Multi Level Converters HVDC & STATCOM

HVDC - Transbay Cable Link (2008-2010)

- electrical: ± 200 kV, 400 MW (±300 MVA)
- under water cable: 88 km

SVC PLUS

- grid quality
- grid stability

picture 12: HVDC link Transbay Cable source pic 12 / 13 / 14: Siemens AG

picture 13: HVDC link inside converter hall

picture 14: SVC PLUS – grid guality Submodules arranged like "brick in a wall"

Slide 16 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB **MMC** Submodules

Modular Multi Level Converters Intermediate Summary

- The modular multi-level converter (MMC / M²C) technology fits perfectly to satisfy future high voltage energy transportation and grid quality demands.
- Very good scalability, versatile usage for various MV & HV applications.
- Modular Multi-level converters are successfully in service for several years, provided by a few big players worldwide.
- The heart of the modular multi-level converters are so called sub-modules, today designed differently in detail by each player, with very similar appearance
- These submodules are one of the <u>technical core pieces</u>, but <u>not the mayor cost aspect</u> of such projects.

Modular Multi Level Converters HVDC - Different System Suppliers

picture 15: HVDC-LGHT converter hall with sub-modules source: ABB

picture 16: HVDC-PLUS converter hall with sub-modules source: Siemens AG

Similar style

Different Submodules "bricks"

Slide 18 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules

Modular Multi Level Converters Submodules

- Today Modular Multi-Level Converters are an acknowledged and mature technology.
- Up to several thousand of such sub-modules are interconnected per converter, similar to bricks in a wall.
- As everybody builds a similar kind of "wall"
- Why not use same kind of "bricks"?
- The next consequent step:

→ Provide a standardized Platform for Modular Multi-Level Submodules

State of the Art Submodules

Principle & Interfaces

picture 17: MMC submodule interfaces

State of the Art Submodules

Principle & Interfaces

Slide 21 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules

State of the Art Submodules Selection of today's submodules

picture 19: Hyosung; source: Hyosung

picture 21: GE; source: GE

picture 20: Mitsubishi; source: Mitsubishi

State of the Art Submodules Selection of today's submodules

picture 23: Siemens Submodules - Half- & Full-Bridges source: Siemens AG, Fraunhofer IISB

State of the Art Submodules

Today's Mechanical Design

- Today's Submodules appear similar [besides single source semiconductor usage]
- Functional blocks appear in same order [Bypass – Switches – Capacitor]
- Upright capacitor
- → Form factor / aspect ratio challenging with respect to installation space (depth).
- \rightarrow High balance point of modules.
- → Service on site difficult (accessibility, exchange of modules)
- → Enlarging family power range will increase unfavorable form-factor

picture 24: state of the art submodule design – top view

Standardization – MMC Submodules Future Trend – Technical Considerations

- Remember lessons learned
- Provide a platform for a family of submodules [topology, voltage level, current rating]
- Do not use single source components
- Use state of the art components, apply conservative rating
- Allow variants in key components for various customers & applications [switch, capacitor]
- ALWAYS respect interfacing system demands
- Provide a sustainable, backward compatible concept for exchange & maintenance

Standardization – MMC Submodules Future Trend – Economic Aspects

- Provide standardized submodules for multiple users.
- Enable new business fields for smaller and medium size players.
- Manufacturers focus on their core-competence: System design and integration.
- Provide unique selling points by customizing options (component & controller)
- Design, testing, quality control and reliability validation of the sub-modules are ensured by large-number statistics generated by all platform-users, not only by one single system supplier.
- Centralized perfective maintenance (rapidly changing HV IGBT generations, handling of obsolete components)

Choose an independent provider – not one of today's key component or system suppliers

Standardization – MMC Submodules Future Trend – Required Functionality





A New Approach – MMC Submodules One Small Step – Many Benefits



picture 27: one main design step

Slide 28 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules



A New Approach – MMC Submodules One Small Step – Many Benefits



picture 27: one main design step





upright capacitor today

picture 28: simplified sketch

Slide 30 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules





Water-cooled capacitor

Low balance point

picture 28: simplified sketch





Water-cooled capacitor

- Very large rectangular flat space for electronics
- Low balance point
- Integrated cooler acts as support surface
- Good form factor (total depth determined by capacitor)
- Capacitor and power module form a simple structured unit



picture 28: simplified sketch



Family options:

- Cooler as reference point
- Decoupled electronic mounting space







Family options:

- Cooler as reference point
- Decoupled capacitor length & depth







Family options:

- Cooler as reference point
- Decoupled capacitor length & depth







Family options:

- Cooler as reference point
- Decoupled capacitor length & depth
- Decoupled electronic mounting space
- Space for various sensors





- Standardized shape
- Compact design
- All functional blocks inside
- Standardized interfaces
- Front access
- Various topologies in same outline

picture 30: standardized submodule - design









Same mechanical family outline – various topologies, currents & voltages

picture 33: standardized submodule - front view

 \rightarrow only one rack design for all options



A New Approach – MMC Submodules Future Trend – System Rack Concept Design

- Simple construction
- \rightarrow one rack for all family members
- VERY compact
- Minimum peripheral conductors
- Expandable to 6-8-10(?) levels
- No exchange tool stay inside rack
- Submodule exchange time < 5min</p>



picture 34: rack mounting



A New Approach – MMC Submodules Future Trend – Submodule Exchange Concept

- Insert tool
- Easy lift up
- Roll-out





picture 36: exchange mechanism

picture 35: insert tools

Slide 41 Markus Billmann Application Group / Energy Electronic Department, June, 7th, 2018 © Fraunhofer IISB MMC Submodules



A New Approach – MMC Submodules Future Trend – No Longer a Vision



picture 37: new submodules mounted in demonstrator rack

picture 38: demonstrator rack with 3 submodule levels installed





Modular Multilevel Submodules for Converters, from the State of the Art to Future Trends

Summary

- Worldwide energy demands call for Modular Multi-Level Converters
- Today MMC [M²C] is a well proven and mature technology
- Providing a standardized Platform for Modular Multi-Level Submodules is the next consequent step
- New design approach for family of submodules
- First family member is realized [full-bridge 3.3kV]



Modular Multilevel Submodules for Converters, from the State of the Art to Future Trends







Modular Multilevel Submodules for Converters, from the State of the Art to Future Trends







A new flexible platform for Modular Multilevel Converters



At PCIM 2018, Miba presents a new platform concept of submodules for Modular Multilevel Converters (MMC):



Designed for the striving electric energy sector, the Multilevel Cube merges several new approaches and features, which makes it especially suitable for application in the medium voltage-sector. Designed as an open technology platform, the Multilevel Cube makes MMC-technology available to everybody. The system integrator can focus on the customer application.

TARGET APPLICATIONS

- FACTS at medium voltage level
- StatCom systems using Full-Bridge-topology
- High-power medium voltage drives

KEY FEATURES

- Modern MMC technology available to every system integrator
- Platform concept with multiple design-flexibilities
- Small footprint design e.g. for mounting in standard containers
- Improved power density due to horizontal submodule-design
- Various topologies possible with same outer dimensions (base design: full-bridge)
- Various capacitances possible with same footprint (base design: 8 mF)
- Watercooled capacitor
- Latest IGBT-technology with outstanding robustness and efficiency (base design: LV100 / HV100, XHP3) optionally: IHM
- IGBT voltage- and current-classes:
 3,3 kV, 4,5 kV / 1200 A- 2400 A with same mechanical design (base design: 4,5 kV, 2100 A)
- Integrated bypass-concept
- Open controller-interface with intrinsic safety functions
- Integrated condition monitoring
- Easy maintenance due to elaborated submodule-exchange-system

Active Harmonic Filter



Static VAR Compensation



Static Frequency Converter



Preliminary data - can change without notice

Miba Energy Holding GmbH • 4663 Laakirchen, Austria, multilevelcube@miba.com