

ITE

Institut für die Transformation
des Energiesystems



Abschlussbericht zum Projekt

„MVDC-Kurzkupplungen zur optimierten Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur“

(MVDC-Opt)

Projektlaufzeit: 01.01.2022 - 31.12.2023

Projektnummer: 8/12-56
Förderprogramm: HWT Energie und Klimaschutz

Prof. Dr.-Ing. Reiner Schütt, Projektleiter
M.Sc. Nico Ploczicki, Projektmitarbeiter
Fachhochschule Westküste (FH Westküste)
Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE)
Markt 18, D 25746 Heide
www.fh-westkueste.de/ite



Projektbeteiligte:



Kristian Kuen



Matthias Dau
Hernan Felipe Torres Meija



Roman Kaak



Hauke Thiesen



Helge Albrecht
Alexander Teuber



Nico Ploczicki
Maximilian Hemmert-Halswick
Nassipkul Dyussebekova
Reiner Schütt

Zusammenfassung

Das Projekt „MVDC-Kurzkupplungen zur optimierten Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur“ (MVDC-Opt) identifiziert, beschreibt, systematisiert und untersucht typische Mittelspannungsnetze in Schleswig-Holstein. Der Einsatz der MVDC-Kurzkupplung hat gemäß Konstellationen und Randbedingungen besondere Vorteile gegenüber konventionellen Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen.

Die Netzstrukturdaten von 42 Netzbetreibern und Energieversorgern aus Schleswig-Holstein sind erfasst und ausgewertet. Für das offene Ringnetz sind nach Differenzierung in städtische, vorstädtische und ländliche Netze die Leitungslängen, Transformatorleistungen, Verbraucher- und Erzeugerleistungen bestimmt. Die Daten sind mit der Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory abgebildet und untersucht.

Die Netzspannungen und zukünftigen Leistungssteigerungen sind zwischen den Projektpartnern abgestimmt und auf eine beherrschbare Anzahl von Netzkombinationen und Betriebszuständen begrenzt. Ländliche und städtische Netze weisen jeweils 10 kV und 20 kV auf, vorstädtische Netze einheitlich 20 kV. Für die zukünftige Leistungssteigerung wird nur die Verwendung von 20 kV Netzen berücksichtigt. Die Steigerung der Verbraucherleistung ist mit Faktor 2, die Steigerung der Erzeugerleistung mit dem Faktor 2,55 gegenüber den aktuellen Leistungen festgelegt. Damit ergeben sich insgesamt 17 Netzkombinationen.

Die Netzkombinationen werden anhand der zwei Extrembetriebszustandskombinationen Starklast- und Schwacherzeugungsszenario sowie Schwachlast- und Starkerzeugungsszenario untersucht. Auf Basis dieser Betriebszustandskombinationen werden weitere Szenarien abgeleitet, in denen die Lasten und Erzeuger minimale und maximale Werte annehmen können. Diese Vorgehensweise führt zur Untersuchung von 16 Betriebszuständen.

Die Ergebnisse bei Einsatz der MVDC-Kurzkupplung werden mit den drei Alternativen „ohne Netzverstärkung“ (Ausgangssituation), „Netzverstärkung mit zusätzlicher Normally Open Point-Verbindung“ (NOP) und „Netzverstärkung mit zusätzlicher NOP und zusätzlichem Transformator-Stufensteller“ (NOP-SS) verglichen. Damit ergeben sich vier Netzvarianten in 17 Netzkombinationen mit 16 Betriebszuständen und damit insgesamt 1.088 Szenarien.

Die Untersuchungen zeigen folgende Ergebnisse: Durch den Einsatz von MVDC-Kurzkupplungen reduziert sich die Anzahl der Grenzabweichungen um 95 % gegenüber der Ausgangssituation. Dies gelingt besonders in ländlichen und städtischen Netzen. Auch in vorstädtischen Netzen ergeben sich nennenswerte Reduzierungen der Grenzabweichungen. Es zeigt sich, dass die Verdopplung des Kabelquerschnittes als Netzverstärkungsmaßnahme keinen nennenswerten Einfluss auf die Spannungsqualität sowie die Auslastung der Betriebsmittel hat. Während die Integration eines Stufenstellers den Betrieb im zulässigen Spannungsband ähnlich wie die Kurzkupplung ermöglicht, hat die Technologie keinen wesentlichen Einfluss auf die Betriebsmittel des Netzes, was sich vor allem in den Szenarien des Jahres 2030 zeigt.

Das Projekt untersucht, wie viel zusätzliche Verbraucher- bzw. Erzeugerleistung in den unterschiedlichen Szenarien aufgenommen werden kann. Durch die Verwendung der Kurzkupplung kann 13,2-mal

mehr Verbraucherleistung und 3,1-mal mehr Erzeugerleistung als der Ausgangszustand mit dem offenen Ringnetz und NOP integriert werden.

Um die Ergebnisse der Untersuchung der typisierten Netze zu bestätigen, wird zusätzlich ein reales Netz eines Projektbeteiligten mit den bekannten Netzdaten untersucht. In diesem Netz ist der NOP zur Kopplung zweier 11 kV - Mittelspannungsringnetze durch die MVDC-Kurzkupplung ersetzt. Im Ausgangszustand treten an den Sammelschienen 160 von 660 maximal möglichen Grenzabweichungen auf. In dem untersuchten Netz werden die Grenzabweichungen durch den Einsatz der Kurzkupplung vollständig vermieden. Ein dauerhafter Betrieb innerhalb der vorgegebenen Spannungs- und Auslastungsgrenzen wird ermöglicht. Für das untersuchte Netz wird ermittelt, welche zusätzliche Leistung aufgenommen werden kann. Für diesen Fall ist eine linear anwachsende Last am Ende des Stranges integriert, während die gesamte Netzlast um denselben Faktor gleichzeitig erhöht wird. Die Einzellastuntersuchung ergibt eine um den Faktor 6,3 größere zusätzlich integrierbare Leistung als ohne MVDC-Kurzkupplung. Die Betrachtung der Gesamtlaststeigerung zeigt, dass 30 % zusätzliche Leistung durch die Kurzkupplung im Netz aufgenommen werden kann.

Inhalt

Zusammenfassung.....	III
Verzeichnis der Abbildungen und Symbole.....	VII
Abbildungsverzeichnis.....	VIII
Tabellenverzeichnis.....	IX
1. Einführung.....	1
2. Grundlagen zu MVDC-Kurzkupplungen.....	3
3. Workshops und Workshopergebnisse.....	4
4. Grundlagen zur Typisierung von Netztopologien und Netzdaten.....	6
4.1. Typisierte Netztopologien.....	6
4.1.1. Ausgangssituation.....	6
4.1.2. NOP exklusive Stufensteller.....	6
4.1.3. NOP inklusive Stufensteller.....	7
4.1.4. MVDC-Kurzkupplung.....	7
4.2. Realnetz.....	8
5. Daten und technischen Grenzwerte für die Simulation.....	11
5.1. Datengrundlage der Simulation.....	11
5.1.1. Abgrenzung von städtischen, vorstädtischen und ländlichen Netzen.....	11
5.1.2. Leitungen.....	12
5.1.3. Transformatoren.....	13
5.1.4. Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen.....	13
5.2. Technische Grenzwerte.....	15
5.3. Definition von Worst-Case Szenarien.....	16
5.3.1. Worst-Case Szenarien für die Untersuchung der typisierten Netze.....	16
5.3.2. Worst-Case Szenarien für die Untersuchung des Realnetzes.....	17
5.4. Simulationsszenarien.....	18
5.5. Maximal aufnehmbare Leistung.....	18
6. Ort und Leistung der MVDC-Kurzkupplung in typisierten Netzen.....	20
7. Betriebsführungskonzept der MVDC-Kurzkupplung.....	21
7.1. Betriebsführungskonzept – Theoretische Funktion.....	21

7.2.	Umsetzung der Betriebsführung in PowerFactory.....	23
8.	Simulationsergebnisse.....	25
8.1.	Untersuchung der typisierten Netztopologie.....	25
8.2.	Ergebnisse der Szenarienanalyse	25
8.3.	Ergebnisse der Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung.....	29
8.4.	Untersuchung des Realnetzes	31
8.4.1.	Ergebnisse der Szenarienanalyse	32
8.4.2.	Ergebnisse der Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung.....	33
9.	Regulatorische Rahmenbedingungen	35
9.1.	Vorgaben für den Netzoptimierungen (§ 11 EnWG).....	35
9.2.	Gewährleistung technischer Sicherheit.....	35
9.3.	Regulatorische Geltendmachung der Kosten.....	36
9.3.1.	Relevante Gesetze.....	36
9.3.2.	Anreizregulierungsverordnung – von den Kosten zur Erlösobergrenze	36
9.3.3.	Genehmigung von Investitionsmaßnahmen	36
9.4.	Sondersituation: Verbindung zweier Netze von zwei Netzbetreibern.....	37
10.	Schlussfolgerungen und Ausblick	38
	Literaturverzeichnis.....	40

Verzeichnis der Abbildungen und Symbole

NOP	Normally Open Point
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEA	Erneuerbare Energie Anlagen
EnWG	Energie Wirtschaftsgesetz
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze
NEP	Netzentwicklungsplan
MVDC-Kurzkupplung	Medium-Voltage-Direct-Current-coupling
HWT	Hochschule-Wirtschaft-Transfer
EKSH	Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
AP	Arbeitspaket
HVDC-Kurzkupplung	High-Voltage-Direct-Current-Kurzkupplung
StromNEV	Verordnung über Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
EOG	Erlösobergrenze
OLG	Oberlandesgericht
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
SHNG	Schleswig-Holstein Netz AG
NS	Niederspannung
p. u.	per unit

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Leistungselektronische Grundschialtung der MVDC-Kurzkupplung zwischen zwei MS-Netzen	3
Abbildung 2: Netzvariante – Ausgangssituation	6
Abbildung 3: Netzvariante - NOP exklusive Stufensteller	7
Abbildung 4: Netzvariante - NOP inklusive Stufensteller	7
Abbildung 5: Netzvariante - MVDC-Kurzkupplung	8
Abbildung 6: Netzvariante – Realnetz	9
Abbildung 7: Realnetz - Untersuchung der Schalterstellung für die MVDC-Kurzkupplung	10
Abbildung 8: Schematisches Wirk- und Blindleistungsprofil für die Untersuchung der typisierten Netze	18
Abbildung 9: Betriebsführungskonzept.....	22
Abbildung 10: Aufbau der Szenarienanalyse - Untersuchung der typisierten Netztopologie	25
Abbildung 11: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Spannungsgrenzen.....	26
Abbildung 12: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Auslastungsgrenzen	27
Abbildung 13: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den technischen Grenzen	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzstrukturdaten - Veröffentlichungspflicht gemäß EnWG	11
Tabelle 2: Städtische, vorstädtischen und ländlichen Netzkombinationen für heutige und zukünftige Untersuchungen	12
Tabelle 3: Wesentliche Unterscheidungsmerkmale von ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen	14
Tabelle 4: Leistungsvergleich von Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen für die Jahre 2023 und 2030.....	14
Tabelle 5: Verbraucher- und Erzeugerleistungen in den Jahren 2023 und 2030.....	15
Tabelle 6: Zulässige Spannungsbänder in MS- und NS-Netzen.....	15
Tabelle 7: Worst-Case Szenarien.....	16
Tabelle 8: Wirk- und Blindleistungskombinationen der Worst-Case Szenarien für die Untersuchung der typisierten Netze	17
Tabelle 9: Wirk- und Blindleistungskombinationen der Worst-Case Szenarien für die Untersuchung des Realnetzes	17
Tabelle 10: Längen zur Verbindung der Netze	20
Tabelle 11: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Spannungsgrenzen	26
Tabelle 12: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Auslastungsgrenzen.....	27
Tabelle 13: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den technischen Grenzen	28
Tabelle 14: Maximal aufnehmbare Leistung - Verbraucherleistung.....	30
Tabelle 15: Maximal aufnehmbare Leistung - Erzeugerleistung.....	31
Tabelle 16: Realnetzuntersuchung - Spannungsabweichungen und Auslastungen.....	32
Tabelle 17: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (einzelne Last) - bestehende Netztopologie..	33
Tabelle 18: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (einzelne Last) - nach Ersetzen des gefährdetsten Elementes.....	34
Tabelle 19: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (Gesamtlast) - bestehende Netztopologie.....	34
Tabelle 20: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (Gesamtlast) - nach Ersetzen des gefährdetsten Elementes.....	34

1. Einführung

Verteilnetze in den unterschiedlichen Spannungsebenen sind gekennzeichnet durch erzeugerdominierte und verbraucherdominierte Teilnetze sowie Teilnetze mit ständig wechselnden Leistungsflussrichtungen, die zwar lokal benachbart aber elektrisch nicht miteinander verbunden sind. Im Fall einer Störung werden die Teilnetze abgeschaltet und der Stromausfall bleibt lokal begrenzt. Bei erzeugerdominierten Teilnetzen geht der Leistungsfluss immer über das überlagerte Netz zu den verbraucherdominierten Teilnetzen und belastet so die Infrastruktur der Zuleitungen und der überlagerten Netze. So kommt es vor, dass in einem Teilnetz Windenergieanlagen abschalten, um eine Überlastung des Stromnetzes zu verhindern, während die Verbrauchs- oder Speichereinrichtungen in einem benachbarten Teilnetz ganz oder teilweise diese Überschussleistung aufnehmen könnten. Diese Diskrepanz wird sich in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich dramatisieren, was im Netzentwicklungsplan (NEP) 2023 durch das Szenario B verdeutlicht wird. Gemäß diesem wird sich bis zum Jahr 2045 die installierte Leistung von Onshore-Windenergieanlagen um den Faktor 2,9 steigern während 6,7-mal so viel Leistung an Photovoltaikanlagen am Netz angeschlossen sein wird wie im Jahr 2021. Dem gegenüber stehen die umzusetzende Wärme- und Verkehrswende. So sollen im Jahr 2045 16,3 Mio. Wärmepumpen und 37,3 Mio. Elektrofahrzeuge vorhanden sein, was einer Steigerung um den Faktor 13,6 bzw. 31,1 bezogen auf das Jahr 2021 entspricht (Übertragungsnetzbetreiber, 2023, S. 25).

Dass Produktion und Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen (EEA) nicht immer übereinstimmt, zeigt das Volumen der Abschaltungsmengen von EEA. Dieses stieg im Jahr 2022 auf einen Höchstwert von 8.071 GWh an (Bundesnetzagentur, 2023 a, S. 9). Bei einer Stromerzeugung von 233,9 TWh im Jahr 2022 entspricht dies einem Anteil von 3,25 %. Obgleich dieser prozentuale Wert gering erscheint, entsteht durch diesen ein großer volkswirtschaftlicher Schaden (Bundesnetzagentur, 2023 b).

Um die Abschaltung von Erneuerbaren zu vermeiden, die vorhandene Netzinfrastruktur optimal zu nutzen und bei neu zu installierenden Erzeugern oder Verbrauchern den Ausbau der Netzinfrastruktur auf ein verträgliches Maß zu begrenzen, können sogenannte Mittelspannungs-Gleichstrom-Kurzkupplungen, englisch Medium-Voltage-Direct-Current-coupling (MVDC-Kurzkupplung) eingesetzt werden. Die MVDC-Kurzkupplung ermöglicht die dynamische Regelung der Wirk- und Blindleistung und kann weitere Zusatzfunktionen übernehmen, sie koppelt Netze unterschiedlicher Spannungen, Phasenwinkel und Frequenzen, ohne die Kurzschlussleistung eines Netzgebietes zu erhöhen.

Ziel des HWT-Projektes MVDC-Opt ist es, typische Netzkonstellationen in der MS-Ebene zu identifizieren, geeignet zu beschreiben, zu systematisieren und zu untersuchen, für welche Konstellationen und Randbedingungen der Einsatz einer MVDC-Kurzkupplung denkbar ist. Die identifizierten Konstellationen sollen mit Hilfe der Simulation umfangreich berechnet und untersucht werden. Die Untersuchungen sollen die offenen Fragen für den Einsatz aufzeigen und Lösungshinweise entwickeln, auf Basis dessen die Netzbetreiber in ihre Netzplanung einsteigen können. Der Einsatz von MVDC-Kurzkupplungen am geeigneten Ort mit geeigneter Größe kann dazu führen, dass sich in typischen Netztopologien bei vorhandener Netzinfrastruktur die zusätzlich zu installierende Erzeuger- oder Verbraucherleistung

erhöht, ohne die vorhandene Netzinfrastruktur zu überlasten oder das zulässige Spannungsband zu verletzen.

Im Rahmen des Projektes ist zu klären, welche Netztopologien typisch sind und durch welche Daten sie so charakterisiert werden können, dass sowohl Hinweise für den sinnvollen Ort und die sinnvollen Verbindungsknoten als auch die Größe der MVDC-Kurzkopplung erarbeitet werden können. Bei zusätzlich zu installierenden Verbrauchern oder Erzeugern in einem Teilnetz kann bei geeigneter Wahl der MVDC-Kurzkopplung und ihrer Größe auf einen Netzausbau in einem Teilnetz verzichtet werden.

Die Bearbeitung des Projektes ist im Rahmen des EKSH-Förderprogramms „Hochschule-Wirtschaft-Transfer“ (HWT) am 30.09.2021 von der Fachhochschule Westküste gemeinsam mit den Projektpartnern Stadtwerke Elmshorn, Stadtwerke Heide, ARGE Netz im Verband der Schleswig-Holsteinischen Energie- und Wasserwirtschaft und der Hansewerk AG mit der ihr verbundenen Schleswig-Holstein Netz AG beantragt und von der EKSH mit Bescheid vom 06.12.2021 bewilligt und in der Laufzeit vom 01.01.2021 bis 31.12.2023 durchgeführt.

2. Grundlagen zu MVDC-Kurzkupplungen

Abbildung 1 zeigt die leistungselektronische Grundschialtung der MVDC-Kurzkupplung mit den zwei leistungselektronischen Pulsstromrichtern zur AC-DC- oder DC-AC-Wandlung und der Verbindung über den Gleichspannungszwischenkreis. Über die Pulsstromrichter lässt sich sowohl die Wirkleistung nach Betrag und Richtung als auch die ein- und ausgangseitige Blindleistung steuern und regeln. Der Netzanschluss an die Mittelspannung (MS) erfolgt über Kuppeltransformatoren für die galvanische Trennung der beiden Netze und weiteren Schalt- und Filtereinrichtungen. Der Ausgang des Gleichspannungszwischenkreises kann zugänglich gemacht werden, um zusätzliche Gleichspannungslasten und -erzeuger direkt anzuschließen.

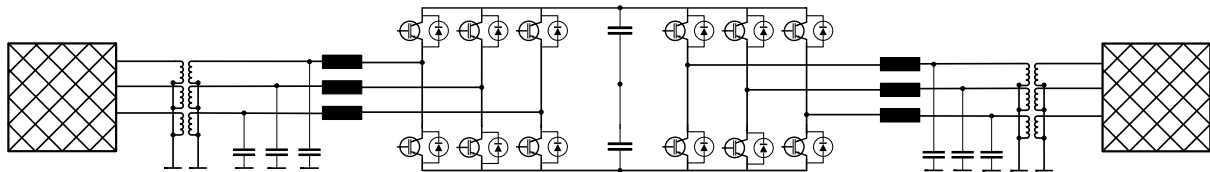


Abbildung 1 Leistungselektronische Grundschialtung der MVDC-Kurzkupplung zwischen zwei MS-Netzen

Gute Überblicke über Technologien und Anwendungen finden sich in (Wolter, 2019), (Steinke, Maibach, Ortiz, Canales, & Steimer, 2019) und (P. Maibach, C. Haederli, A. Schlachter, J. Berry, 2020). In diesen Quellen werden beschrieben, dass MVDC-Kurzkupplungen neben der Leistungsfluss- und Spannungsregelung weitere Zusatzfunktionen übernehmen können. Nach Auftreten eines Netzfehlers können Sie diesen unmittelbar durch Auftrennung der Vermaschung isolieren. MVDC-Kurzkupplungen können Netzgebiete nach einem Spannungsausfall unabhängig wieder anfahren und aufbauen und bei Bedarf als Inselnetz betreiben. Durch die Pulswechselrichter können MVDC-Kurzkupplungen Oberschwingungen in den Netzen kompensieren. An den Gleichspannungszwischenkreis können neue Betriebsmittel angeschlossen werden, die ebenfalls mit einem Gleichspannungszwischenkreis arbeiten. Diese sogenannten Zusatzfunktionen sind nicht Bestandteil des hier beschriebenen Forschungsprojektes.

Hauptfunktion ist die Leistungsflusssteuerung zwischen den MS-Netzen durch die Wirkleistungsregelung und die Spannungshaltung in den MS-Netzen durch die Blindleistungsregelung. Erste Hinweise zur optimierten Netznutzung für konkrete Netzdaten eines Netzbetreibers finden sich bereits in (Hübel, 2005). In (WPD, 2021) werden die Untersuchungen an einer Pilotanlage in Großbritannien beschrieben. Im Kopernikus-Forschungsprojekt ENSURE wird die MVDC-Kurzkupplung als eine Pilotanlage für ein ausgewähltes Netz in einer Modellregion vorgeschlagen (Dyussebekova, et al., 2021).

Durch den Einsatz der Kurzkupplung ändert sich die Vermaschung in der MS-Ebene, ohne die Kurzschlussleistung des Netzgebietes zu erhöhen. Anhand eines MS-Netzes wird in (Kerzel, Garzon-Real, Zdrallek, Wolter, & Schacherer, 2021) durch statische und dynamische Simulationen gezeigt, dass sich die Netzkosten durch eine optimierte Vermaschung auf bis zu zwei Drittel gegenüber den Kosten des unvermaschten Netzes reduzieren lassen. Auch dieses Beispiel verwendet konkrete Netzdaten, die so nicht verallgemeinert werden können, um den Einsatz für die beschriebenen Fälle zu bewerten.

In der Literatur fehlt die Darstellung typischer und von konkreten Netzdaten unabhängigen Netzkonstellationen mit charakteristischen Eigenschaften und Anbindungen an die Hochspannung (HS) und

Bewertungskriterien, aus denen sich Hinweise zum wirkungsvollen Einsatz von MVDC-Kurzkupplungen zwischen unterschiedlicher Netzbetreiber oder zwischen Netz- und Anlagenbetreibern ableiten lassen.

3. Workshops und Workshopergebnisse

Workshops mit den Projektbeteiligten dienen als zentraler Baustein für die Erarbeitung der relevanten Rahmenbedingungen und für das Erreichen der Projektziele. Im Projektablauf sind vier Workshops im zur Präsentation der erarbeiteten Inhalte, der kritischen Hinterfragung der Projekteinhalte, zur Diskussion der Projektergebnisse und zur Festlegung fehlender Randbedingungen durchgeführt. Folgende Punkte sind behandelt und folgende Ergebnisse sind festgehalten:

1. Workshop am 14. Juni 2022

- Typisierung der Netztopologien, Netzdaten sowie MVDC-Kurzkupplungseinrichtungen: Die typische Netztopologie im MS-Netz ist das offene Ringnetz, in dem der NOP durch eine MVDC-Kurzkupplung ersetzt werden kann.
- Typisierung der Transformatorgrößen und Kabeltypen: In den HS/MS-Umspanwerken sind typischerweise 63 MVA Transformatoren installiert. Die Kabel der MS-Ebene weisen zumeist den Typ NA2XS(F)2Y auf und besitzen für heutige Szenarien einen Querschnitt von 150 mm² sowie für Zukunftsszenarien einen Querschnitt von 300 mm².
- Klärung der Anwendung: Neben der Untersuchung von typisierten Netzen werden die Ergebnisse bei Einsatz einer MVDC-Kurzkupplung zur Kopplung zweier realer Netze eines Projektbeteiligten untersucht.
- Klärung der regulatorischen Rahmenbedingungen: Die Verbindung zweier Netze unterschiedlicher Netzbetreiber stellt in der Praxis einen Ausnahmefall dar. Die Klärung der regulatorischen Rahmenbedingungen beschränkt sich auf den Einsatz von MVDC-Kurzkupplung zwischen Mittelspannungsnetzen desselben Netzbetreibers. Im Rahmen des Projektes wird thematisiert, welche Schritte für eine synchronisierten Weiterentwicklung des Rechtsrahmens erforderlich sind.

2. Workshop am 10. Februar 2023

- Wesentlich ist die Anzahl der unterschiedlichen Netze, Betriebsmittel, Leistungskonstellationen und -entwicklungen sowie Betriebszustandskombinationen auf eine machbare Anzahl von Berechnungsszenarien eingeschränkt.
- Berücksichtigte Netztypen mit Netzdaten: Die Netze werden nach städtisch, vorstädtisch und ländlich unterschieden. Für diese drei Netztypen werden Betriebsmitteldaten wie Kabellängen, Verbraucher- und Erzeugerleistungen aufgrund der Netzstrukturdaten, der im Projekt vertretenen 42 Netzbetreiber und Energieversorgern aus Schleswig-Holstein, ausgewertet. Für die aktuellen ländlichen und städtischen Netze werden 10 kV- und 20 kV berücksichtigt, für vorstädtische Netze

einheitlich 20 kV. Für die zukünftige Leistungssteigerung wird nur die Verwendung von 20 kV - Netzen berücksichtigt.

- Berücksichtigte Leistungssteigerung: Die Steigerung der Verbraucherleistung ist mit Faktor 2, die Steigerung der Erzeugerleistung mit den Faktor 2,55 gegenüber den aktuellen Leistungen festgelegt.
- Berücksichtigte Betriebszustandskombinationen: Die Netzkombinationen werden anhand der zwei Extrembetriebszustandskombinationen: Starklast- und Schwacherzeugungsszenario sowie Schwachlast- und Starkerzeugungsszenario untersucht. Auf Basis dieser Kombinationen werden weitere Szenarien abgeleitet, in denen die Lasten und Erzeuger minimale und maximale Werte annehmen können.
- Berücksichtigte Vergleichsnetze: Die Ergebnisse bei Einsatz der MVDC-Kurzkupplung werden mit den drei Alternativen „ohne Netzverstärkung“ (Ausgangssituation), „Netzverstärkung mit zusätzlicher Normally Open Point-Verbindung“ (NOP) und „Netzverstärkung mit zusätzlicher NOP und zusätzlichem Transformator-Stufensteller“ (NOP-SS) verglichen.

Damit ergeben sich vier Netzvarianten in 17 Netzkombinationen mit 16 Betriebszuständen und damit insgesamt 1.088 Szenarien.

3. Workshop am 6. Oktober 2023

Wesentlich sind die Projektergebnisse der typisierten Netze, Leistungssteigerungen und Betriebszustandskombinationen vorgestellt, diskutiert und verifiziert. Der reale Netzausschnitt ist ausgewählt, die Randbedingungen für die Untersuchung des realen Netzausschnittes sind festgelegt.

4. Workshop am 8. Dezember 2023

Wesentlich sind die Projektergebnisse beim Einsatz von MVDC-Kurzkupplungen anhand der typisierten Netze und anhand des realen Netzausschnittes vorgestellt, diskutiert und verifiziert. Die Kernergebnisse des Projektes sind abgestimmt.

4. Grundlagen zur Typisierung von Netztopologien und Netzdaten

Mit Hilfe der Typisierung von Netztopologien und Netzdaten wird untersucht, in welchen Konstellationen der Einsatz von MVDC-Kurzkupplungen den größten Vorteil gegenüber dem herkömmlichen Netzausbau bietet. Dafür wird ermittelt, was herkömmliche Technologien als Referenz aktuell leisten.

4.1. Typisierte Netztopologien

Die Untersuchungen beschränken sich auf das Ringnetz, das im Ausgangszustand einen NOP aufweist, der in weiteren Analysen durch die MVDC-Kurzkupplung ersetzt wird. Die für die HS/MS-Umspannebene vorwiegend auftretende Transformatorgröße ist die 63 MVA-Klasse. 10 kV- und 20 kV-MS-Netze weisen wesentlich den Kabeltyp NA2XS(F)2Y mit einem Durchmesser von 150 mm² auf. Bereits heute werden neue Kabelstrecken mit einem Durchmesser von 300 mm² gebaut, so dass zu erwarten ist, dass zukünftige MS-Netze vermehrt einen 300 mm² Durchmesser aufweisen.

4.1.1. Ausgangssituation

Das in Abbildung 2 gezeigte Netz ist gekennzeichnet durch ein HS-Netz, das über eine HS-Sammelschiene und zwei HS/MS-Transformatoren die zwei MS-Netze MS 1 und MS 2 anbindet. Die MS-Netze führen über eine Kabelstrecke an jeweils eine weitere Sammelschiene, an die je eine Last und ein Erzeuger angeschlossen sind.

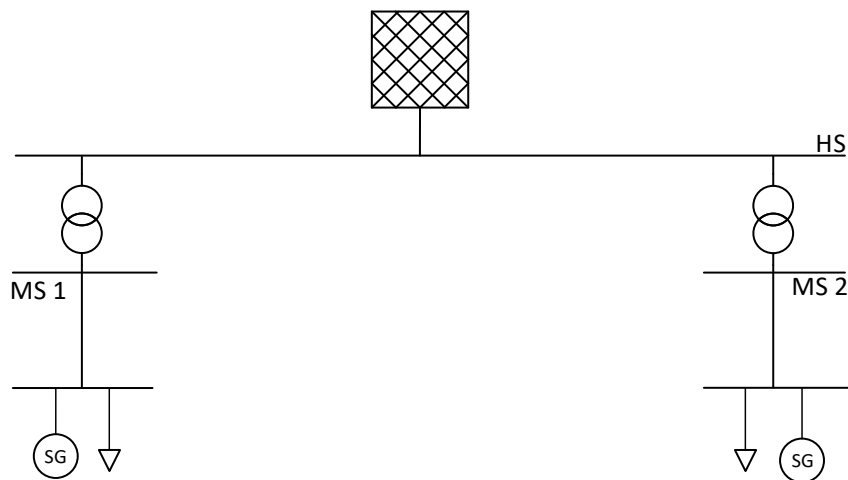


Abbildung 2: Netzvariante – Ausgangssituation

Die Transformatoren arbeiten ohne Stufensteller und es erfolgen keine Netzverstärkungsmaßnahmen bezüglich der Kabel wie zum Beispiel die Verdopplung des Durchmessers.

4.1.2. NOP exklusive Stufensteller

Die Netzvariante „NOP exklusive Stufensteller“ ist wie die Variante aus Abbildung 4 aufgebaut und um einen NOP zur Verbindung der MS-Netze MS 1 und MS 2 ergänzt. Abbildung 3 zeigt, dass der Schalter des NOP dauerhaft geöffnet ist. Auch in der Praxis wird dieser Schalter nur im Fehlerfall oder bei geplanten Bauvorhaben geschlossen (Schwab, 2022, S. 402). Dementsprechend unterscheidet sich diese Variante grundsätzlich nicht von der Variante „Ausgangssituation“ aus Abschnitt 4.1.1. Die Abgrenzung erfolgt hinsichtlich der zukünftigen Szenarien. Für diese wird eine Netzverstärkungsmaßnahme in den

beiden Kabeln der MS-Netze vorgenommen. Diese werden für Szenarien des Jahres 2030 mit einem Durchmesser von 300 mm² abgebildet.

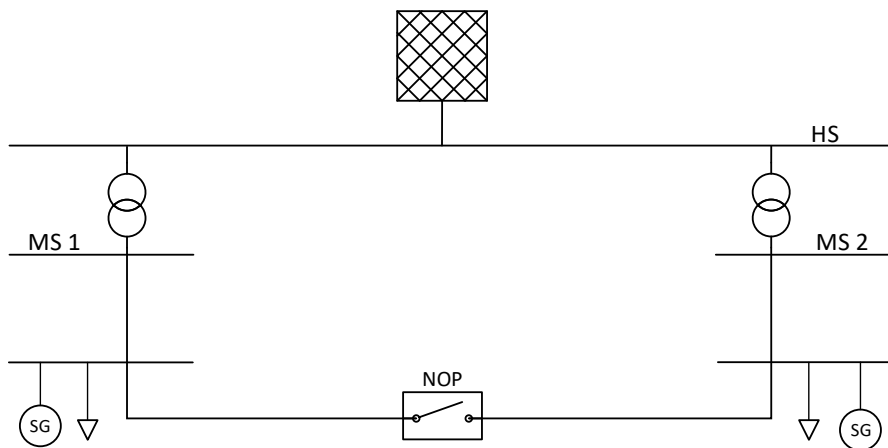


Abbildung 3: Netzvariante - NOP exklusive Stufensteller

4.1.3. NOP inklusive Stufensteller

Die in Abbildung 4 dargestellte Netzvariante „NOP inklusive Stufensteller“ ergänzt die Netzvariante „NOP exklusive Stufensteller“ um Stufensteller in den beiden HS/MS-Transformatoren. Dieser weist insgesamt ± 10 Positionen à 1 % Zusatzspannung auf und ist sowohl für Untersuchungen der heutigen Szenarien als auch für Zukunftsszenarien des Jahres 2030 installiert. Weiterhin wird der Leitungsquerschnitt der beiden MS-Kabel für die Szenarien des Jahres 2030 auf 300 mm² verdoppelt.

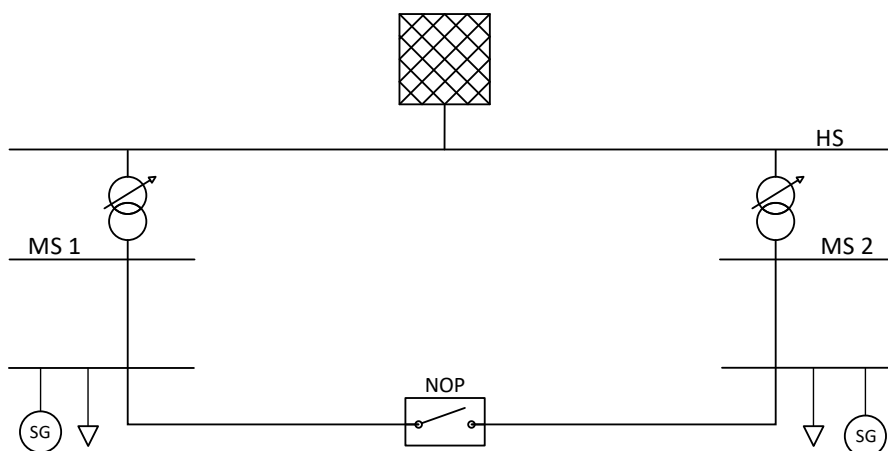


Abbildung 4: Netzvariante - NOP inklusive Stufensteller

4.1.4. MVDC-Kurzkupplung

Abbildung 5 zeigt die Netzvariante mit MVDC-Kurzkupplung. Die MS-Netze werden beidseitig über je ein Kabel, einen Transformator und einen Umrichter verbunden, wobei der eigentliche Verbindungspunkt zwischen den Umrichtern liegt. Die Kabel weisen den Typ NA2XS(F)2Y und einen Durchmesser von 150 mm² auf. Die Transformatoren setzen die Spannung von 10 kV bzw. 20 kV auf eine für die leistungselektronischen Schaltungsbauteile verträgliche Spannung von 3,5 kV herab und besitzen eine Leistung von 10 MVA (Zach, 2022, S. 630 f.). Die HS/MS-Transformatoren sind ohne Stufensteller ausgeführt und bezüglich der untersuchten Zukunftsszenarien werden keine

Netzverstärkungsmaßnahmen umgesetzt. Der Leitungsdurchmesser bleibt für die betrachteten Szenarien konstant bei 150 mm².

Die Umrichter werden als unipolare 2-Level-Technologie ausgeführt und weisen die Betriebsgrenzen von 5 MW und 5 Mvar auf. Die Bauweise der Umrichter scheint vorteilhaft, da die 2-Level-Topologie eine in der Praxis bereits verbreitete Topologie ist, welche ökonomische Vorteile bei geringen Spannungsniveaus aufweist (Coffey, Timmers, Li, Wu, & Egea-Alvarez, 2021, S. 16). Die unipolare Ausführung wurde bereits in der Literatur untersucht und deshalb auch im Rahmen dieses Projektes betrachtet (Lindgaard, et al., 2022, S. 2).

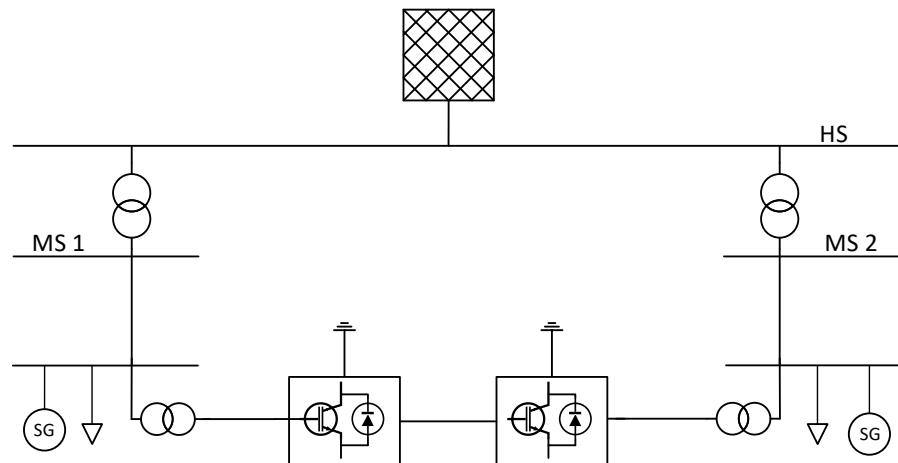


Abbildung 5: Netzvariante - MVDC-Kurzkupplung

4.2. Realnetz

Aus der Typisierung der MS-Netze folgt eine stark vereinfachte Betrachtung der Netze. So existiert nur ein Kabel, das zu einer Sammelschiene führt, an der lediglich eine Last und ein Erzeuger angeschlossen sind. Die Leistungsdimensionierung der Lasten, Erzeuger und Transformatoren sowie die Länge der Kabel sind dabei so gewählt, dass sie einen gesamten Strang repräsentieren (vgl. Kapitel 5).

Die Betrachtung eines realen Netzes soll eine Aussage darüber geben, inwieweit die Ergebnisse der Untersuchung der typisierten Netze auf ein reales Netz übertragen werden können. Dafür wird das von der SHNG zur Verfügung gestellte und in Abbildung 6 dargestellte MS-Netz verwendet. Farblich hervorgehoben sind die zwei Ringnetze, die über die in schwarz dargestellten Elementen verbunden sind. Das blaue Ringnetz wird im Folgenden als Realnetz 1 beschrieben, der in Rot hervorgehobene Ring als Realnetz 2. Beide werden offen betrieben und nur im Fehlerfall oder bei geplanten Wartungsarbeiten über den NOP geschlossen.

Das Netz besteht aus insgesamt 169 Kabeln mit einer Gesamtlänge von 65,35 km, die über 165 Knoten verbunden sind. An den Knoten sind 83 Verbraucher mit einer Gesamtleistung von 7,55 MVA und 92 Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 2,74 MVA angeschlossen. Der Anschluss an das 110 kV HS-Netz ist über einen 25 MVA YNd5 Transformator gegeben, der die 110 kV auf 11 kV herabsetzt. Zudem verfügt der Transformator über einen Stufensteller mit 26 Stufen (± 13) und einer Zusatzspannung von 1,63 % pro Stufe.

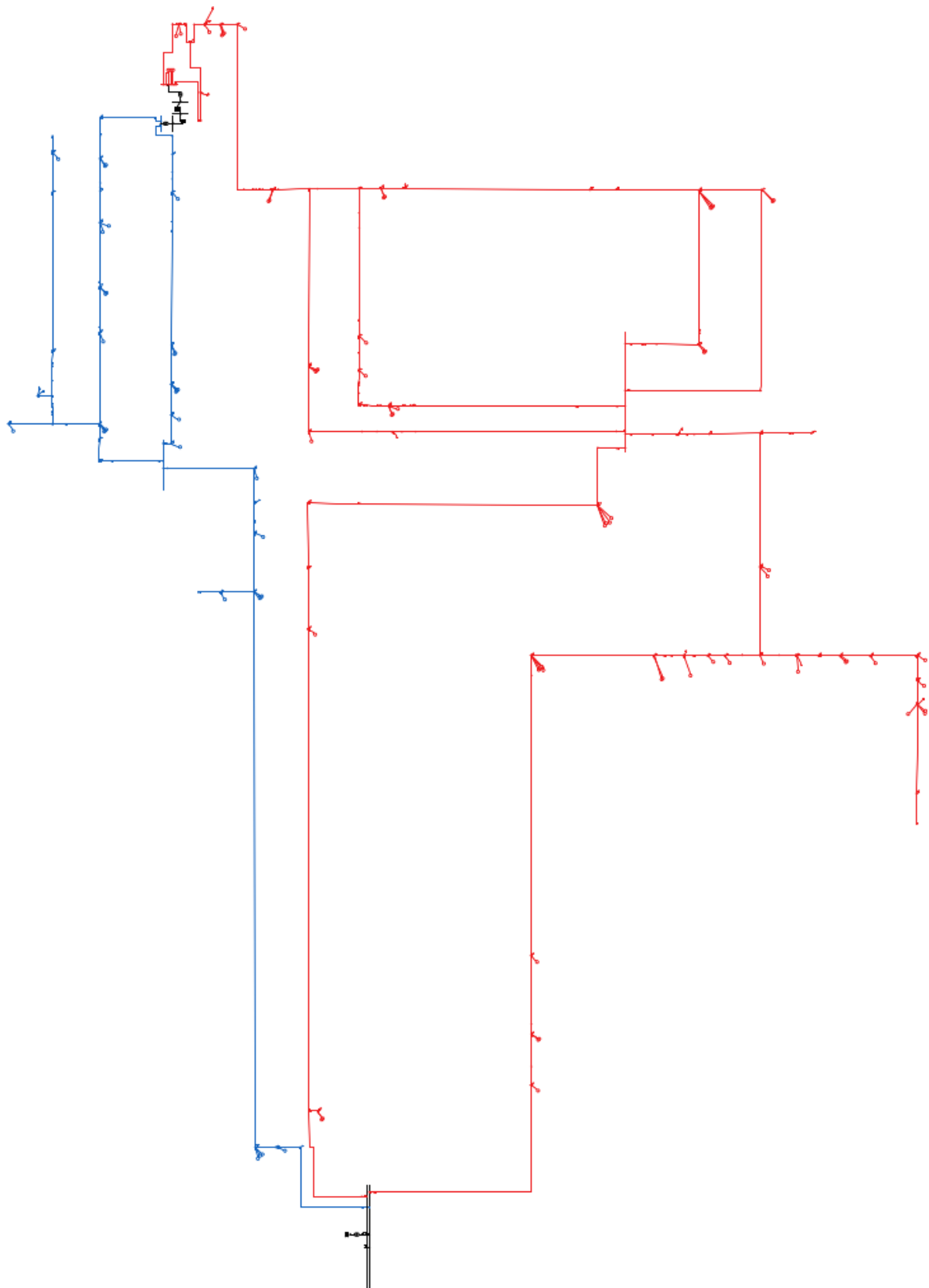


Abbildung 6: Netzvariante – Realnetz

Die schwarzen Elemente im oberen Bereich der Abbildung 6 stellen die Kurzschlussdarstellung dar. Beide Ringnetze speisen aus demselben HS-Netz, das in Abbildung 7 durch die in Schwarz dargestellten Elemente im unteren Bereich gekennzeichnet ist. Diese wird in Abbildung 7 in vier unterschiedlichen Varianten ausgeführt. Grundsätzlich sind die Hauptbestandteile der Schaltung die zwei Transformatoren mit den

zwei unipolaren Umrichtern. Auf eine Kabelstrecke, die die Kurzkupplung an die bestehenden Netze anbindet, wird verzichtet, da die Netze real an dem Punkt der Kurzkupplung zusammenlaufen.

Abbildung 7 zeigt, dass vier unterschiedliche Strompfade existieren. Diese sind durch die ausgefüllten und leeren Quadrate der Schaltungen zu entnehmen. Ausgefüllte Quadrate stellen eine Verbindung dar, während leere Quadrate einen offenen Schalter symbolisieren. Zu erkennen ist, dass nie zwei Schalter an derselben Sammelschiene geschlossen sind. Dies bedeutet für die Praxis einen geschlossenen Ring, der nur im Fehlerfall vorhanden ist. Im Normalbetrieb ist dieses Betriebsführungskonzept zu vermeiden, da es einen Anstieg des Kurzschlussstromes bedeutet, der Auswirkungen auf das bestehende Schutzkonzept hat und Betriebsmittel hinsichtlich einer Überlastung aufgrund eines zu hohen Stromes gefährdet. Insgesamt wird das Realnetz für fünf unterschiedlichen Netzvarianten untersucht, dem Ausgangsszenario mit NOP und Stufensteller, sowie den vier Varianten der MVDC-Kurzkupplung, die den NOP ersetzen.

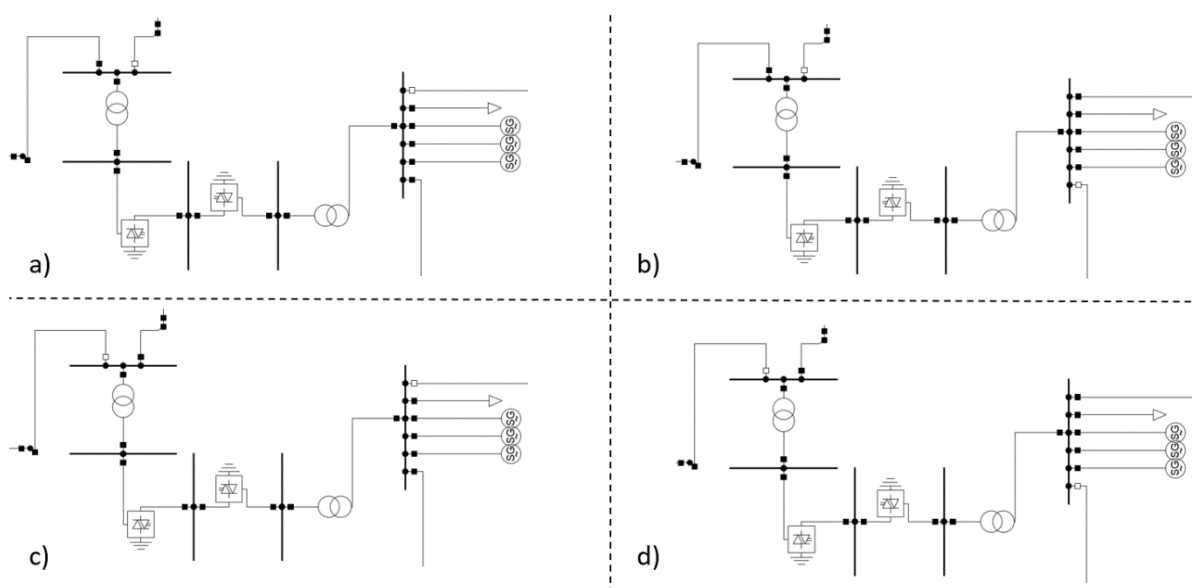


Abbildung 7: Realnetz - Untersuchung der Schalterstellung für die MVDC-Kurzkupplung

5. Daten und technischen Grenzwerte für die Simulation

In diesem Kapitel werden die Daten und technischen Grenzwerte für die Simulation beschrieben.

5.1. Datengrundlage der Simulation

Ausgangspunkt für die Untersuchung der typisierten Netze ist das Festlegen der typischen elektrischen Größen für MS-Netze in Schleswig-Holstein. Dafür werden die Netzstrukturdaten der Projektbeteiligten verwendet und ausgewertet. Das sind die veröffentlichten Daten der direkten Projektbeteiligten SHNG, Stadtwerke Heide GmbH, Stadtwerke Elmshorn sowie der indirekt beteiligten Mitglieder des VSHEW und damit insgesamt die Daten von 42 Netzbetreibern und Energieversorgern. Tabelle 1 zeigt die Netzstrukturdaten, die der gesetzlichen Veröffentlichungspflicht gemäß EnWG unterliegen.

Tabelle 1: Netzstrukturdaten - Veröffentlichungspflicht gemäß EnWG

Veröffentlichungsgegenstand	Gesetzliche Grundlage gemäß EnWG
Stromkreislänge Kabel und Freileitung	§ 23c Abs. 1 Nr. 1 EnWG
Versorgte Fläche	§ 23c Abs. 1 Nr. 6 EnWG
Versorgungsgebiet/Konzessionsgebiet	§ 23c Abs. 1 Nr. 1 EnWG
Anzahl der Entnahmestellen	§ 23c Abs. 1 Nr. 4 EnWG
Einwohnerzahl	§ 23c Abs. 1 Nr. 5 EnWG
Installierte Leistung der Umspannebene	§ 23c Abs. 1 Nr. 2 EnWG
Entnommene Jahresarbeitszahl	§ 23c Abs. 1 Nr. 3 EnWG
Summe aller Einspeisungen aus Erzeugungsanlagen	§ 23c Abs. 3 Nr. 6 EnWG
Jahreshöchstlast	§ 23c Abs. 3 Nr. 1 EnWG
Höchste Einspeisung des Jahres	§ 23c Abs. 3 Nr. 6 EnWG

5.1.1. Abgrenzung von städtischen, vorstädtischen und ländlichen Netzen

Da sich die Netzstrukturdaten der einzelnen Netzbetreiber und Energieversorger stark unterscheiden, erfolgt eine Gruppierung in städtische, ländliche und vorstädtische Netze. Entscheidendes Kriterium für diese Unterscheidung ist die Bevölkerungsdichte. Auf internationaler Ebene werden ländliche Regionen über eine Bevölkerungsdichte von weniger als 150 Einwohner/km² definiert (Directorate for Public Governance and Territorial Development, 2011, S. 3) und wird in Verbindung mit der absoluten Einwohnerzahl gesetzt.

Da die Datengrundlage Netzdaten von Stadtwerken statt von Städten ist, kann die Einwohnerzahl nicht als Kriterium herangezogen werden. Die Bevölkerungsdichte ist auf 300 Einwohner/km² angehoben, um eine ausreichend große Gruppe (N = 9) an Projektbeteiligten zu erhalten. Auch dieser Wert wird in der Literatur als Merkmal einer ländlichen Region bestätigt (eurostat, 2010, S. 242). Eine weitere Gruppe kann bei einer Bevölkerungsdichte von 900 Einwohnern/km² identifiziert werden und ist als städtisch klassifiziert. Diese Gruppe weist eine Anzahl an 10 Projektbeteiligten auf. Projektbeteiligte mit einer Bevölkerungsdichte von mehr als 300 Einwohnern/km² und weniger als 900 Einwohnern/km² sind der Gruppe vorstädtisch zugeordnet. Diese umfasst insgesamt 21 Netzbetreiber und Energieversorger.

Im zweiten Workshop ist festgehalten, dass städtische und ländliche Netze sowohl mit 10 kV als auch 20 kV berücksichtigt werden. Vorstädtische Netze werden ausschließlich für 20 kV berücksichtigt. Bestehende 10 kV Netze werden zunehmend zu 20 kV Netzen umgebaut, um mehr Leistung bei gleicher Topologie führen zu können. Städtische, vorstädtische und ländliche Netze für die Szenarien des Jahres 2030 werden daher ausschließlich in der 20 kV Spannungsebene untersucht.

Bei der Verschaltung von zwei Netzen, die jeweils in drei Netzgruppen auftreten, von denen zwei der drei Netzgruppen zwei unterschiedliche Spannungsebenen aufweisen, ergeben sich bei Berücksichtigung der heutigen und zukünftigen insgesamt die in Tabelle 2 dargestellten Netzkombinationen.

Tabelle 2: Städtische, vorstädtischen und ländlichen Netzkombinationen für heutige und zukünftige Untersuchungen

		MS 1		MS 2	
1	Heute 2023	Land	10 kV	Land	10 kV
2		Land	10 kV	Land	20 kV
3		Land	20 kV	Land	20 kV
4		Stadt	10 kV	Land	20 kV
5		Stadt	10 kV	Stadt	20 kV
6		Stadt	10 kV	Vorstadt	20 kV
7		Stadt	20 kV	Land	20 kV
8		Stadt	20 kV	Stadt	20 kV
9		Stadt	20 kV	Vorstadt	20 kV
10		Vorstadt	20 kV	Land	20 kV
11		Vorstadt	20 kV	Vorstadt	20 kV
12	Zukünftig 2030	Land	20 kV	Land	20 kV
13		Stadt	20 kV	Land	20 kV
14		Stadt	20 kV	Stadt	20 kV
15		Stadt	20 kV	Vorstadt	20 kV
16		Vorstadt	20 kV	Land	20 kV
17		Vorstadt	20 kV	Vorstadt	20 kV

5.1.2. Leitungen

Die gesuchte Leitungslänge ist die Länge, die es zwischen den MS-Sammelschienen der Abbildung 2 bis Abbildung 5 zu überbrücken gibt und ist somit als durchschnittliche Länge eines Stranges eines MS-Netzes zu verstehen. Gemäß EnWG veröffentlichen die Netzbetreiber die Länge des gesamten Netzes. Für die Untersuchungen wird die Gesamtlänge auf die durchschnittliche Länge des einzelnen MS-Netzes verwendet. Für ländliche Netze wird eine durchschnittliche Stromkreislänge von 10,4 km, für städtische Netze von 3,88 km angenommen (Bundesnetzagentur, 2022, S. 22). Um eine ausreichend differenzierte Gruppierung zu erhalten, wird die Art Vorstadt definiert, die sich für den jeweiligen Netzbetreiber durch lineare Interpolation bezogen auf die Bevölkerungsdichte ergibt. Als Median ist eine

Stromkreislänge von 7,11 km ermittelt, die den vorstädtischen Netzbetreibern zugeordnet ist. Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, werden die Leitungen als Kabel des Typs NA2XS(F)2Y umgesetzt.

5.1.3. Transformatoren

Transformatoren der HS/MS-Umspannebene weisen wesentlich eine installierte Leistung von 63 MVA auf. Diese Transformatoren versorgen mehrere MS-Stränge. Für die Simulation wird nur ein Strang betrachtet. Die durchschnittliche Transformatorleistung für einen Strang wird im folgenden Abschnitt ermittelt.

Ausgang für die Leistungsdimensionierung der Transformatoren ist die Datengrundlage gemäß Abschnitt 5.1. Die installierte Leistung der Umspannebene gemäß § 23c Abs.1 Nr. 2 EnWG veröffentlicht werden. Im Portfolio der Projektbeteiligten ist bis auf eine Ausnahme die MS/NS-Umspannebene statt der gesuchten HS/MS-Umspannebene vorhanden. Es wird die installierte Leistung des gesamten Netzes veröffentlicht, nicht die installierte Leistung eines einzelnen Stranges. Die installierte Leistung der HS/MS-Umspannebene für einen Strang wird durch den folgenden Zusammenhang unter Zuhilfenahme der Stromkreislänge eines Stranges approximiert:

$$\frac{\text{Installierte Leistung}}{\text{Maximale Leistung}} \cdot \text{Effektive Jahreshöchstlast pro Strang}$$

Die installierte Leistung entspricht der installierten Leistung der MS/NS-Umspannebene, während die maximale Leistung die Summe der Jahreshöchstlast auf MS/NS-Umspannebene und NS-Ebene definiert. Der Quotient der Leistungen gibt an, wie viel mehr Leistung auf der MS/NS-Umspannebene bezogen auf die maximale Jahreshöchstlast der durch diese Umspannebene versorgten Verbraucher installiert ist. Durch die Multiplikation mit der effektiven Jahreshöchstlast pro Strang auf der MS-Ebene wird das beschriebene Leistungsverhältnis auf die HS/MS-Ebene übertragen. Gleichzeitig wird durch den Bezug auf die Jahreshöchstlast pro Strang die für einen Strang benötigte Leistung der HS/MS-Umspannebene ermittelt.

Diese Berechnung ist für alle betrachtete Netzbetreiber und Energieversorger durchgeführt und anschließend in den Gruppen städtisch, vorstädtisch und ländlich der Median dieser Berechnungsgröße ermittelt. Grundsätzlich wird der Median dem Mittelwert bei sämtlichen Ermittlungen von vereinheitlichten Gruppenwerten vorgezogen, da gegenüber dem Mittelwert die großen Abweichungen weniger berücksichtigt werden.

Als Ergebnis werden die Leistungen der HS/MS-Umspannebene pro Strang für die jeweiligen Gruppen berechnet. Für ländliche Netze ist eine Transformatorgröße von 10 MVA ermittelt, während vorstädtische Netze über einen 6 MVA Transformator abgebildet werden und für städtische Netze ein 5 MVA Transformator angesetzt wird.

5.1.4. Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen

Grundlage der Ermittlung von Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen ist die in Abschnitt 5.1 beschriebene Datengrundlage, wobei die Jahreshöchstlast (gemäß § 23c Abs. 3 Nr. 1 EnWG) und die höchste Einspeisung des Jahres (gemäß § 23c Abs. 3 Nr. 6 EnWG) sowie die in Abschnitt 5.1.2 beschriebenen Leitungslängen von Bedeutung sind. Wie in Abbildung 2 bis Abbildung 5 gezeigt, werden die Lasten

und Erzeuger der MS-Netze zusammengefasst und als je eine Last und eine Erzeugungseinheit komprimiert für einen Strang abgebildet.

Veröffentlicht werden die Leistungen für das gesamte Netz. Ebenso wird die Stromkreislänge der Kabel gemäß § 23c Abs. 1 Nr. 1 EnWG für das gesamte MS-Netz angegeben. Durch die Ermittlung der durchschnittlichen Leitungslänge eines Stranges von städtischen, vorstädtischen und ländlichen Netzen (vgl. Abschnitt 5.1.2) wird berechnet, wie viele Stränge pro MS-Netz vorhanden sind. Wird die Jahreshöchstlast und die höchste Einspeisung des Jahres durch diesen Faktor geteilt, ergeben sich die Leistungswerte pro Strang. Tabelle 3 stellt neben den Leistungsdaten für Erzeuger und Verbraucher die zusammengefassten Ergebnisse für städtische, vorstädtische und ländliche Netze dar.

Tabelle 3: Wesentliche Unterscheidungsmerkmale von ländlichen, vorstädtischen und städtischen Netzen

	Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch
Bevölkerungsdichte	300 Einwohner/km ²	300 - 900 Einwohner/km ²	900 Einwohner/km ²
Stromkreislänge	10,40 km	7,11 km	3,88 km
Transformatorleistung	10 MVA	6 MVA	5 MVA
Verbraucherleistung	3.181,59 kW	2.584,44 kW	1.805,47 kW
Erzeugerleistung	1.598,48 kW	434,49 kW	270,50 kW

Für die Ermittlung der Leistungswerte der jeweiligen Gruppen wird der Median verwendet, um den Einfluss von Ausreißern gegenüber der Verwendung des Mittelwertes zu verringern. Tabelle 3 zeigt, dass ländliche Netze die größten Werte für Stromkreislänge, Transformatorleistung, Verbraucher- und Erzeugerleistung aufweisen. Städtischen Netze zeigen die kleinsten Werte. Die Werte der vorstädtischen Netze liegen dazwischen. Insgesamt ist diese Tendenz im zweiten Workshop durch die Projektbeteiligten bestätigt.

Die in Tabelle 3 aufgeführten Verbraucher- und Erzeugerleistungen werden zur Untersuchung zukünftiger Szenarien angepasst. Die Anpassung der Erzeugerleistung basiert dabei auf den Zielmengen des EEG (vgl. § 4 EEG) bis zum Jahr 2030. Aufgrund der Bedeutung von Solar- und Windenergie für die deutsche Energiewende wird sich auf den Ausbau der Photovoltaik- und der Onshore-Windenergieanlagen beschränkt. Offshore-Anlagen werden nicht an die MS angeschlossen (Schwab, 2022, S. 171). Tabelle 4 zeigt die bestehenden Leistungen und die im Jahr 2030 voraussichtlich installierte Leistung von Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen.

Tabelle 4: Leistungsvergleich von Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen für die Jahre 2023 und 2030

	Photovoltaik	Onshore-Windenergie	Gesamt
Installierte Leistung 2023	59,3 GW	56,1 GW	138,7 GW
Installierte Leistung 2030	215,0 GW	115,0 GW	353,3 GW

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass sich die gesamte Leistung erneuerbarer Energieanlagen bis zum Jahr 2030 um den Faktor 2,55 erhöhen wird. Fossile Kraftwerke werden in der Regel nicht in der MS angeschlossen und werden daher für das Leistungsverhältnis im MS-Netz nicht berücksichtigt (Schwab, 2022, S. 28).

Neben der Erzeugerleistung, ist auch eine Steigerung der Verbraucherleistung zu erwarten. Wie der NEP offenbart, wird der Bruttostromverbrauch Deutschlands sich langfristig nahezu verdoppeln. Obwohl der Bruttostromverbrauch nicht unmittelbar mit der Jahreshöchstlast korreliert, wird für dieses Projekt eine Steigerung der Jahreshöchstlast für das Jahr 2030 um den Faktor zwei angenommen. Dieser Wert ist im zweiten Workshop bestätigt. Tabelle 5 zeigt die Veränderung der Verbraucher- und Erzeugerleistungen zwischen den Szenarien für heutige Netze und den Szenarien der Netze des Jahres 2030.

Tabelle 5: Verbraucher- und Erzeugerleistungen in den Jahren 2023 und 2030

		Ländlich	Vorstädtisch	Städtisch
2023	Verbraucherleistung	3.181,59 kW	2.584,44 kW	1.805,47 kW
	Erzeugerleistung	1.598,48 kW	434,49 kW	270,50 kW
2030	Verbraucherleistung	6.363,17 kW	5.168,88 kW	3.610,93 kW
	Erzeugerleistung	4.071,68 kW	1.106,74 kW	689,02 kW

5.2. Technische Grenzwerte

Technische Grenzwerte sind hinsichtlich der Simulationsdurchführung zu wählen, um eine Operation bei sicherem Netzzustand zu gewährleisten. Diese Grenzwerte gelten sowohl für die Untersuchung der typisierten Netze als auch für die Realnetzanalyse. Die Simulation beschränkt sich auf die stationären Zustände. Dafür sind das zulässige Spannungsband und die maximale zulässige Auslastung der Betriebsmittel festzulegen. Das zulässige Spannungsband für MS-Netze hängt mit den zulässigen Toleranzen in der Niederspannung (NS) zusammen. Für MS- und NS-Netze gemäß DIN EN 50160 ein gemeinsames Spannungsband von $\pm 10\%$ gegeben. Dieses wird in den VDE Anwendungsrichtlinien 4110 und 4105 weiter differenziert. Es ergibt sich eine Aufteilung gemäß Tabelle 6.

Tabelle 6: Zulässige Spannungsbänder in MS- und NS-Netzen

	MS Starklast	MS Starkeinspeisung	NS Starklast	NS Starkeinspeisung
U/U _N an der Sammelschiene	100 %	104 %	95 %	107 %
U/U _N am Schlechtpunkt	96 %	106 %	90 %	110 %

Im Rahmen des Projektes wird das vorgelagerte HS-Netz als ideal angesehen. An der HS-Sammelschiene ist eine dauerhafte Spannung von 100 % gewährleistet. Dementsprechend orientiert sich die Definition des Spannungsbandes an dem Verhältnis U/U_N am Schlechtpunkt. Im zweiten Workshop ist festgehalten, dass die Spannungsgrenzen enger gesetzt sind, damit eine dauerhafte Einhaltung der Norm gewährleistet werden kann. Dementsprechend ist in diesem Projekt ein Spannungsband von 97 % bis 105 % gewählt.

Die maximale zulässige Auslastung der Betriebsmittel ist im zweiten Workshop auf 75 % festgelegt. Dies wird damit begründet, dass das n-1 Kriterium eingehalten werden muss. Dies sagt, dass bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels weiterhin die volle Funktionsfähigkeit des Stromnetzes gegeben sein

muss. Demnach werden Leitungen und Transformatoren im Normalbetrieb nicht mit 100 % der belastet, da diese im Fehlerfall oder bei geplanter Abschaltung freie Kapazitäten aufweisen müssen.

5.3. Definition von Worst-Case Szenarien

In den folgenden Unterkapiteln werden die Worst-Cases für die typisierten Netze und das Realnetz beschrieben. Diese unterscheiden sich, da das Realnetz auf Messdaten eines Projektbeteiligten zurückgreift. Dadurch können die Lasten des Netzes mit großer Sicherheit vorhergesagt werden. Im Folgenden werden die jeweiligen Worst-Cases definiert.

5.3.1. Worst-Case Szenarien für die Untersuchung der typisierten Netze

Die zu untersuchenden Betriebspunkte sind die Worst-Case Szenarien, da hierfür die Betriebsmittel dimensioniert und die Schutzkonzepte ausgelegt sind und das maximale Nutzen und die Grenzen der Technologie ermittelt werden kann (Valow, 2020, S. 626). Tabelle 7 zeigt die im Projekt unterschiedenen Worst-Cases. Es wird zwischen den Lasten und Erzeugern der beiden MS-Netze unterschieden. Die Lasten und Erzeuger weisen jeweils die Betriebszustände einer minimalen (min) und maximalen (max) Leistung auf. Daraus ergeben sich 16 Szenarien. Hervorgehoben sind die siebte und zehnte Zeile, in denen die Daten der Worst-Cases Starklast und Starkerzeugung gezeigt sind.

Tabelle 7: Worst-Case Szenarien

	MS 1		MS 2	
	Last	Erzeugung	Last	Erzeugung
1	min	min	min	min
2	max	min	min	min
3	min	max	min	min
4	min	min	max	min
5	min	min	min	max
6	max	max	min	min
7	max	min	max	min
8	max	min	min	max
9	min	max	max	min
10	min	max	min	max
11	min	min	max	max
12	max	max	max	min
13	max	max	min	max
14	max	min	max	max
15	min	max	max	max
16	max	max	max	max

Minimal- und Maximalwerte in Tabelle 7 setzen sich jeweils aus Wirk- und Blindleistung zusammen. Deren Kombinationsmöglichkeiten ergeben sich nach VDE-AR-N 4110. Die auf die Nennwerte bezogenen Werte sind in Tabelle 8 zusammengestellt.

Die Wirkleistung der Lasten bewegt sich aufgrund einer angenommenen Grundlast zwischen 0,15 p. u. und 1 p. u., die Wirkleistung der Erzeuger aufgrund angenommener Dunkelflauten zwischen 0 p. u. und 1 p. u. (Schwab, 2022, S. 18 ff.). Die Blindleistungen sind gemäß VDE-AR-N 4110 so gewählt, dass bei bestehendem Wirkleistungsverhältnis im jeweiligen MS-Netz ein Worst-Case entsteht.

Tabelle 8: Wirk- und Blindleistungskombinationen der Worst-Case Szenarien für die Untersuchung der typisierten Netze

	MS 1				MS 2			
	Last		Erzeuger		Last		Erzeuger	
	P [p. u.]	Q [p. u.]	P [p. u.]	Q [p. u.]	P [p. u.]	Q [p. u.]	P [p. u.]	Q [p. u.]
1	0,15	0,05	0	0,05	0,15	0,05	0	0,05
2	1	0,33	0	0,05	0,15	0,05	0	0,05
3	0,15	0	1	-0,33	0,15	0	0	-0,02
4	0,15	0,05	0	0,05	1	0,33	0	0,05
5	0,15	0	0	-0,02	0,15	0	1	-0,33
6	1	0,33	1	0,33	0,15	0,05	0	0,05
7	1	0,33	0	0,05	1	0,33	0	0,05
8	1	0,33	0	0,05	0,15	0	1	-0,33
9	0,15	0	1	-0,33	1	0,33	0	0,05
10	0,15	0	1	-0,33	0,15	0	1	-0,33
11	0,15	0,05	0	0,05	1	0,33	1	0,33
12	1	0,33	1	0,33	1	0,33	0	0,05
13	1	0,33	1	0,33	0,15	0	1	-0,33
14	1	0,33	0	0,05	1	0,33	1	0,33
15	0,15	0	1	-0,33	1	0,33	1	0,33
16	1	0,33	1	0,33	1	0,33	1	0,33

5.3.2. Worst-Case Szenarien für die Untersuchung des Realnetzes

Die Definition der Worst-Cases kann für die Untersuchung des Realnetzes verkürzt ausfallen, da eine Unterscheidung zwischen Stark- und Schwachlast aufgrund der Messung und der Gleichzeitigkeitsfaktoren nicht notwendig ist. Tabelle 9 zeigt die untersuchten Betriebspunkte.

Tabelle 9: Wirk- und Blindleistungskombinationen der Worst-Case Szenarien für die Untersuchung des Realnetzes

	RN 1				RN 2			
	Last		Erzeuger		Last		Erzeuger	
	P [p. u.]	Q [p. u.]	P [p. u.]	Q [p. u.]	P [p. u.]	Q [p. u.]	P [p. u.]	Q [p. u.]
1	1	0,33	0	0,05	1	0,33	0	0,05
2	1	0,33	1	0,33	1	0,33	0	0,05
3	1	0,33	0	0,05	1	0,33	1	0,33
4	1	0,33	1	0,33	1	0,33	1	0,33

Auch hier orientiert sich die Blindleistung an der VDE-AR-N 4110 und gibt den Worst-Case für den jeweiligen Betriebspunkt der Wirkleistung wieder.

5.4. Simulationsszenarien

Die Anzahl der Simulationsszenarien ergeben sich aus den 17 Netzkombinationen nach Tabelle 2 in den 17 Netzzuständen nach Tabelle 7 für die 4 Netztopologien nach Abschnitt 4.1 für die typisierten Netztopologien. Für die sich ergebenden 1.088 Szenarien werden mit Hilfe von PowerFactory statische Lastflussberechnungen durchgeführt. Die Ergebnisse für Spannungswerte und Auslastungen der Betriebsmittel werden bestimmt und in Excel aufbereitet. Ziel der Analyse ist die Ermittlung der Spannungsbandverletzungen an den Sammelschienen, das bedeutet eine Spannungsabweichung größer 1,05 p. u. oder kleiner 0,97 p. u., und der Betriebsmittelüberlastung, das bedeutet eine Auslastung größer 75 %. Bei der Untersuchung des Realnetzes wird lediglich eine Netzkombination in 4 Netzzuständen für jeweils 5 Netztopologien simuliert. Auch für diese 20 Szenarien ist eine statische Lastflussrechnung in PowerFactory umgesetzt und hinsichtlich der Spannungs- und Auslastungswerte in Excel ausgewertet. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in Kapitel 8 zusammengefasst.

5.5. Maximal aufnehmbare Leistung

Bei der Analyse der maximal aufnehmbaren Leistung wird die Leistung gesucht, die maximal im Netz vorhanden sein darf, sodass keine Spannungsgrenze verletzt oder die Auslastungsgrenze überschritten wird. Für die Untersuchung der typisierten Netze werden die Erzeuger und Verbraucher aus Abbildung 2 bis Abbildung 5 durch eine Last ergänzt. Abbildung 8 stellt das schematische Lastprofil dar.

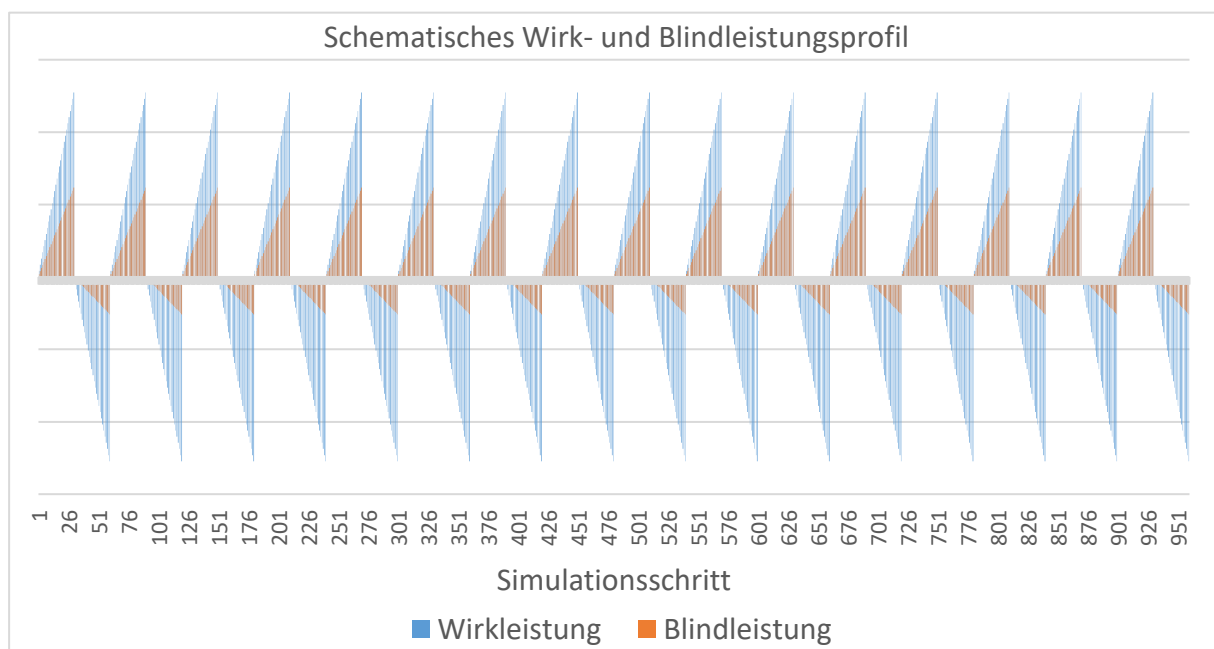


Abbildung 8: Schematisches Wirk- und Blindleistungsprofil für die Untersuchung der typisierten Netze

Die Abbildung zeigt in blau die Wirkleistungserhöhung und in orange die Blindleistungserhöhung. Der horizontale graue Balken in der Mitte stellt die Nulllinie dar. Die Leistungen steigen linear an, bis sie ihr Maximum erreichen und fallen dann linear ab auf ihr Minimum. Dieser Vorgang wiederholt sich 16-mal, sodass insgesamt 16 Maxima und Minima vorliegen. Je ein Maximum und ein Minimum treten in je einem der in Tabelle 8 dargestellten Worst-Cases auf.

Abbildung 8 zeigt in Zusammenhang mit Tabelle 8 für jeden Worst-Case die zusätzliche linear ansteigende Last, die hinzugefügt werden kann, und nach Erreichen des maximalen Zusatzlast die linear-

ansteigende Erzeugung, die hinzugefügt werden kann. Für die in Abbildung 8 gezeigten Verläufe wird Leistungsfaktor der Last auf 0,95 und für die des Erzeugers auf 0,98 festgelegt.

Insgesamt wird jeder der 16 Worst-Cases durch 30 Verbraucherleistungen und 30 Erzeugerleistungen ergänzt, wodurch 960 Simulationsschritte pro Netzvariante und Netzkombination entstehen (also 81.600 Simulationsszenarien für die typisierten Netze). Als Ergebnis wird festgehalten, bei welchem Simulationsschritt im jeweiligen Worst-Case die maximal zusätzliche Verbraucher- und Erzeugerleistung auftritt. Somit werden die 81.600 Simulationsszenarien auf 2.270 aussagekräftige Ergebnisse reduziert werden.

Für die Untersuchung des Realnetzes wird ähnlich vorgegangen. Auch hier wird eine zusätzliche Last dem Netz hinzugefügt. Diese setzt an dem in Abbildung 7 gezeigten Verbindungspunkt (NOP bzw. MVDC-Kurzkupplung) der beiden Netze an. Da es sich bei dem Realnetz um ein lastdominiertes Netz handelt, ist im Rahmen der Realnetzuntersuchung die zusätzliche Last ausschließlich als Verbraucherleistung abgebildet.

Aufgrund der großen Anzahl an Verbrauchern und dem deutlich komplexeren Netz wird untersucht, wie viel mehr Leistung dem Netz hinzugefügt werden kann, wenn sich alle Verbraucher um denselben Faktor vergrößern. Diese Untersuchung ist interessant, als dass sie zum einen die zusätzlich installierbare Leistung ergibt und zum anderen bestimmt, wo im Netz Engpässe durch Spannungsabweichungen und Auslastungsgrenzen verstärkt gegeben sind.

6. Ort und Leistung der MVDC-Kurzkupplung in typisierten Netzen

Der Ort der MVDC-Kurzkupplung wird sowohl für die typisierten Netze als auch für das Realnetz am Ende des Stranges gewählt. Grund für diese Entscheidung ist einerseits, dass am Ende eines durch Lasten geprägten Stranges vermehrt Spannungen nahe der unteren Spannungsgrenze von 0,97 p. u. auftreten. Das Ende des Stranges stimmt bezüglich der Spannung also häufig mit dem Schlechtpunkt des Netzes überein. Dieser Schlechtpunkt kann dementsprechend als Engpass des Netzes angesehen werden. Für die Untersuchung der typisierten Netze ist eine Betrachtung weiterer Engpässe aufgrund der Positionierung der Lasten und Erzeuger nicht zielführend, da bei Überlastung des MS-Kabels eine Kupplung der oberen MS-Sammelschienen das Kabel weiterhin belastet. Für die Auslastung des Transformators ist der Ort der Kupplung irrelevant, da die Kupplung in jedem Fall hinter dem Transformator ausgeführt wird, wodurch dieser gleich belastet bleibt.

Im Realnetz ist der Ort der Kupplungsstelle vorgegeben. In Abbildung 6 ist die Kupplung der beiden MS-Ringe über den NOP gekennzeichnet. Dies wird zukünftig auch der Ort der MVDC-Kurzkupplung sein. An den Strangenden des Ringnetzes 2 des Realnetzes liegt die Spannung im Bereich der unteren Spannungsgrenze mit einem Wert von 0,97 p. u.

Für die Platzierung der MVDC-Kurzkupplung ist neben den Engpässen durch auftretende Spannungen und Auslastungen auch die Charakteristika der zu kuppelnden Netze interessant. So bietet es sich wie beim Realnetz an, einen bestehenden NOP durch die MVDC-Kurzkupplung zu ersetzen, um keinen weiteren Eingriff in die bestehende Infrastruktur vornehmen zu müssen. Alternativ muss für die Kupplung zweier Netze eine räumliche Distanz überbrückt werden. Dadurch entstehen neben Kosten zusätzliche Netzverluste und gegebenenfalls zeitintensive Planverfahren. Um die räumliche Distanz zur Kurzkupplung zu ermitteln, ist die relevante Datengrundlage die Fläche des Versorgungsgebietes nach Tabelle 1. Für die Annahme, dass das Versorgungsgebiet eine kreisähnliche Fläche aufweist, kann aus der Fläche der Radius errechnet werden. Dieser kennzeichnet die durchschnittliche Länge, die zur Verbindung der Netze jeweils überwunden werden muss. Die Ergebnisse der Flächen und Verbindungslängen für ländliche, vorstädtische und städtische Netze sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Längen zur Verbindung der Netze

	ländlich	vorstädtisch	städtisch
Versorgungsgebiet (Konzessionsgebiet)	12,48 km ²	3,20 km ²	0,97 km ²
Durchschnittliche Distanz	1,99 km ²	1,01 km ²	0,56 km ²
Kabeltyp	NA2XS(F)2Y 150 km ²		

Die Leistung der MVDC-Kurzkupplung ist auf 5 MVA festgelegt, da dieser Wert in Anbetracht der Leistungen des typisierten nach Tabelle 5 und des realen Netzes nach Abschnitt 4.2 realistisch erscheint. Die Leistung wird im Hinblick auf den auftretenden Stromfluss überprüft. Dieser ist bei einer Leistung von 5 MVA und einer Spannung von 3,5 kV für einen Umrichter mit 2-Level-Topologie beherrschbar (Zach, 2022, S. 630 f.).

7. Betriebsführungskonzept der MVDC-Kurzkupplung

Das Betriebsführungskonzept ist Basis für die Umsetzung in der Simulation. Das Konzept der Betriebsführung gibt vor, wie die MVDC-Kurzkupplung in den vorgegebenen Grenzen zu operieren hat. Die technischen Restriktionen sind dabei zum einen das zulässige Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,05 p. u. sowie die maximale Auslastung der Betriebsmittel von 75 %. Im Folgenden wird die theoretische Funktion des Betriebsführungskonzeptes und die Einbindung in PowerFactory gezeigt. Das Konzept ist im zweiten Workshop mit den Projektbeteiligten abgestimmt.

7.1. Betriebsführungskonzept – Theoretische Funktion

Grundsätzlich sind beide zu kuppelnden Netze gleich priorisiert. Das bedeutet, dass ein Wirkleistungsaustausch zu jederzeit innerhalb der technischen Restriktionen zulässig ist. Ein Leistungsaustausch ist immer möglich, solange beide Netze im zulässigen Spannungsband operieren und keine Betriebsmittel überlastet sind. Dies bedingt, dass sich die Zustände beider Netze angleichen.

Abbildung 9 zeigt das entwickelte und verwendete Betriebsführungskonzept als Entscheidungsbaum. Der Entscheidungsbaum berücksichtigt, dass die Einhaltung der Auslastungsgrenze eines jeden Betriebsmittels gewährleistet ist. Anschließend differenziert er nach vier unterschiedlichen Spannungszuständen des MS 1. Danach prüft das Konzept den Spannungszustand des MS 2 und agiert gemäß folgenden Prämissen:

- a. Wenn $U_1 \leq 0,97 \text{ p. u.} \wedge U_2 \leq 0,97 \text{ p. u.}$
 - Keine Wirkleistungsfluss
 - Bereitstellung kapazitiver Blindleistung in beiden Netzen bis Auslastungsgrenzen erreicht sind
- b. Wenn $U_1 \leq 0,97 \text{ p. u.} \wedge U_2 > 0,97 \text{ p. u.}$
 - Wirkleistungsfluss von MS 2 zu MS 1
- c. Wenn $0,97 \text{ p. u.} < U_1 < 1,00 \text{ p. u.} \wedge U_1 > U_2$
 - Wirkleistungsfluss von MS 1 zu MS 2
- d. Wenn $0,97 \text{ p. u.} < U_1 < 1,00 \text{ p. u.} \wedge U_1 < U_2$
 - Wirkleistungsfluss von MS 2 zu MS 1
- e. Wenn $1,00 \text{ p. u.} \leq U_1 < 1,05 \text{ p. u.} \wedge U_1 < U_2$
 - Wirkleistungsfluss von MS 2 zu MS 1
- f. Wenn $1,00 \text{ p. u.} \leq U_1 < 1,05 \text{ p. u.} \wedge U_1 > U_2$
 - Wirkleistungsfluss von MS 1 zu MS 2
- g. Wenn $U_1 \geq 1,05 \text{ p. u.} \wedge U_2 < 1,05 \text{ p. u.}$
 - Wirkleistungsfluss von MS 1 zu MS 2
- h. Wenn $U_1 \geq 1,05 \text{ p. u.} \wedge U_2 \geq 1,05 \text{ p. u.}$
 - Keine Wirkleistungsfluss
 - Bereitstellung induktiver Blindleistung in beiden Netzen bis Auslastungsgrenzen erreicht sind

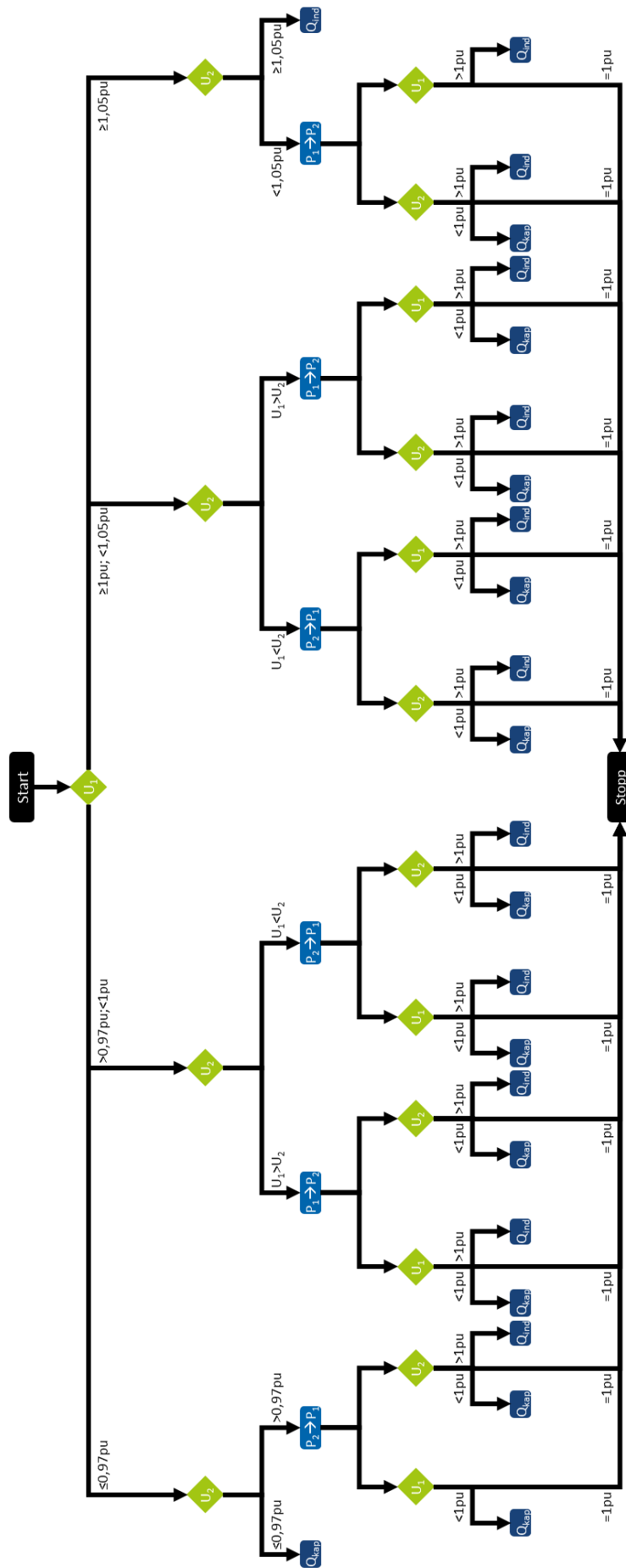


Abbildung 9: Betriebsführungskonzept

Für die Betriebszustände a. und h. ist die Operationsschleife nach genanntem Prozedere abgeschlossen. Wenn die Betriebszustände b. bis g. vorliegen, wird im Anschluss an die Wirkleistungsübertragung weiterhin geprüft, ob die Bereitstellung von Blindleistung durch die MVDC-Kurzkupplung den Netzstatus verbessern kann. Induktive Blindleistung wird bereitgestellt, wenn die Spannung größer 1,0 p. u. ist. Kapazitive Blindleistung wird bereitgestellt, wenn die Spannung kleiner 1,0 p. u. ist. Die Bereitstellung der Blindleistung hängt mit dem Wirkleistungsfluss zusammen und bewegt sich in einem definierten Leistungsbereich von 5 MVA. Die Blindleistungsbereitstellung nur zulässig, solange keine Betriebsmittel überlastet sind.

7.2. Umsetzung der Betriebsführung in PowerFactory

Für die Umsetzung der Betriebsführung in PowerFactory werden drei unterschiedliche Regelungen untersucht. Bei allen drei nimmt der Umrichter VSC 1 die U_{DC} -Q-Regelung vor, während der zweite Umrichter VSC 2 in der P-Q-Regeleinstellung betrieben wird. Beide Umrichter sind in der Lage, in je einem der beiden Netze die Blindleistung unabhängig voneinander zu regeln. VSC 1 hält die Zwischenkreisgleichspannung auf 1,0 p. u.. Dem VSC 2 ist ein Wirkleistungsprofil zugeordnet, das je nach Betriebspunkt nach Tabelle 8 und Netzkombination nach Tabelle 2 einen Wirkleistungsfluss bewirkt. Das Profil ist so gewählt, dass beide Netze mit derselben Residuallast belastet werden.

Grundsätzlich legt das Betriebsführungskonzept der Abbildung 9 nahe, eine Spannungsregelung umzusetzen, da die Analyse der Spannung in dem in Abschnitt 7.1 dargestellten Konzept den Ausgangspunkt darstellt. Für dessen Umsetzung werden VSC 1 und VSC 2 so geregelt, dass an den jeweiligen Sammelschienen, an denen die Lasten und Erzeuger nach Abbildung 5 angeschlossen sind, eine Spannungswert von 1,0 p. u. erreicht wird. Da der Wirkleistungsfluss wie beschrieben manuell vorgegeben wird, bleibt als Regelgröße ausschließlich die Blindleistungsbereitstellung der Umrichter. Gleichzeitig ignoriert diese Regelung die Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel. Erste Ergebnisse der Simulation zeigen, dass die Einhaltung der Spannungsgrenzen gewährleistet wird und die Überlastung der Betriebsmittel nicht ausgeschlossen werden kann, wenn diese zum Teil durch die Blindleistung zusätzlich belastet werden.

Da die Auslastung der Betriebsmittel für die Lastflussberechnung in PowerFactory nicht vorgegeben werden kann, ist die Option der Blindleistungsregelung untersucht. Dafür stellen die Umrichter jeweils so viel Blindleistung bereit, dass kein Blindleistungsfluss über die MS-Kabel entsteht. Dadurch werden die MS-Kabel ausschließlich durch den Wirkleistungsfluss belastet, wodurch der auftretende Stromfluss um den Blindstromanteil reduziert wird. Tatsächlich wird dieser auf die Auslastung positiv wirkende Effekt dadurch kompensiert, dass die Spannung in den MS-Netzen aufgrund der nicht vorhandenen Spannungsregelung häufig kleiner 1,0 p. u. ist, wodurch sich insgesamt der auftretende Stromfluss oftmals vergrößert, was zu einer verstärkten Auslastung der Betriebsmittel führt. Dementsprechend ist die Blindleistungsregelung nicht zielführend.

Das gewünschte Ergebnis wird durch die Berechnungen unter Anwendung des optimalen Lastflusses (Optimal Power Flow – OPF) erreicht. Für diesen wird den zu kuppelnden Sammelschienen, an denen die Verbraucher und Erzeuger angeschlossen sind, ein Zielspannungsband von 0,999 p. u. bis 1,001 p.

u. vorgegeben, während die restlichen Sammelschienen eine Zielspannung von 0,97 p. u. bis 1,05 p. u. aufweisen. Diese Priorisierung erweist sich in der Durchführung der Berechnungen als zielführend.

Die maximalen Auslastungen der Leitungen und Transformatoren auf 75 % festgelegt. Durch die Vorgabe von Spannung und Auslastung kann darauf verzichtet werden, dem VSC 2 einen Wirkleistungsfluss vorzugeben. Stattdessen erfolgt dies automatisch mit dem Ziel, die Auslastungen und Spannungen der Netze im Zielkorridor zu halten. Die Umsetzung der Betriebsführung mit OPF wird auch für die Untersuchung des Realnetzes angewendet. Das reale Netz weist jedoch wesentlich mehr Elemente auf, weshalb auf die Priorisierung von Sammelschienen verzichtet wird.

8. Simulationsergebnisse

Dieses Kapitel basiert auf den Datengrundlagen und Betriebskonzepten der vorherigen Kapitel und stellt die Ergebnisse des Projektes dar. Zentrale Aussagen umfassen den Nutzen der MVDC-Kurzkupplung im Vergleich zu herkömmlichen Technologien.

Die Berechnungen erfolgen mit Hilfe des Netzberechnungsprogrammes DlgSILENT PowerFactory. Die in Tabelle 2 dargestellten Netzkombinationen mit den in Kapitel 4.1 dargestellten Netzvarianten und den Netzdaten des Kapitels 5.1 für die Untersuchung der typisierten Netztopologie sind in DlgSILENT PowerFactory aufgebaut. Mittels Lastflussberechnungen werden Ergebnisse gewonnen, die anschließend nach Microsoft Excel exportiert, aufbereitet und interpretiert sind. Zur Untersuchung des Realnetzes ist das in PSS SINCAL erstellte Netzmodell des MS-Netzes eines Projektbeteiligten nach DlgSILENT PowerFactory exportiert und anschließend wie zuvor beschrieben untersucht.

8.1. Untersuchung der typisierten Netztopologie

Für die Untersuchung der typisierten Netztopologie werden im Folgenden die Ergebnisse der Szenarioanalyse dargestellt, die insgesamt 1.088 Betriebszustände umfassen. Diese unterschieden sich hinsichtlich auftretender Residuallast, Netzkombination und Netzvariante. Ergebnis der Untersuchung ist die Erkenntnis, wann Spannungsbandverletzungen und Verstöße gegen die Auslastungsgrenze auftreten. Abbildung 10 stellt in Rot die Elemente dar, die hinsichtlich ihrer Auslastung untersucht werden, während in Gelb die Sammelschienen abgebildet sind, die bezüglich ihrer anliegenden Spannung analysiert werden.

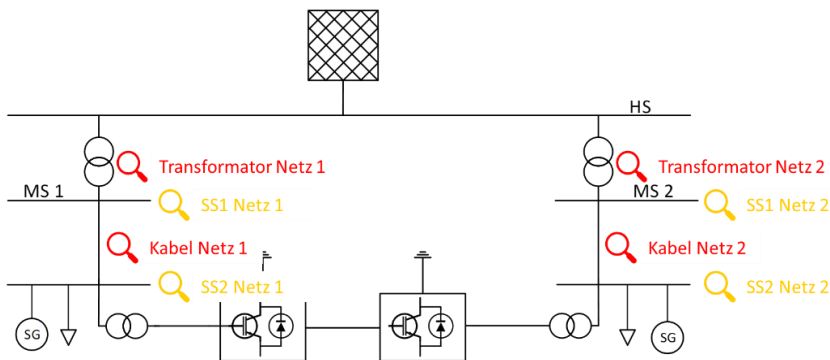


Abbildung 10: Aufbau der Szenarioanalyse - Untersuchung der typisierten Netztopologie

Anschließend wird die maximal aufnehmbare Leistung der vier Netzvarianten mit dem Ziel bestimmt, inwieweit die MVDC-Kurzkupplung dazu beitragen kann, das Netz ohne Netzverstärkungsmaßnahme besser auszulasten.

8.2. Ergebnisse der Szenarioanalyse

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse umfasst die Anzahl der Spannungsbandabweichungen und Auslastungsgrenzverstöße. Abbildung 11 stellt die Anzahl der Abweichungen von den Spannungsgrenzen dar. Dabei wird die Anzahl der Abweichungen über der jeweiligen Netzkombination (gemäß Tabelle 2) dargestellt. Des Weiteren wird zwischen den Netzvarianten unterschieden, wobei in Blau die Variante Ausgangssituation, in Grau die Variante NOP exkl. Stufensteller, in Gelb die Variante NOP inkl.

Stufensteller und in Orange die Variante MVDC-Kurzkupplung mit der Regelungseinstellung OPF dargestellt ist.

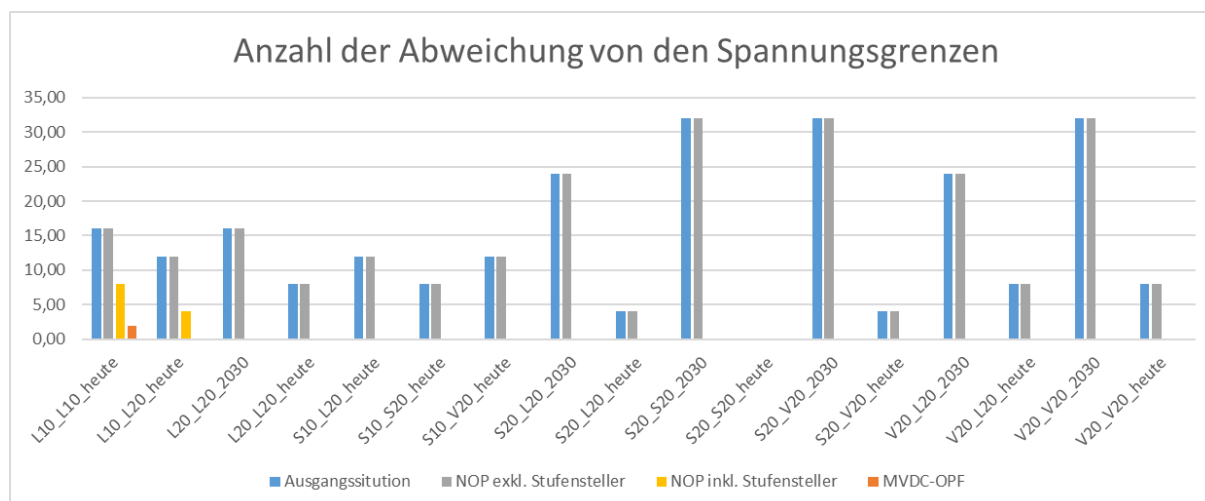


Abbildung 11: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Spannungsgrenzen

Es ist zu erkennen, dass die Varianten Ausgangssituation und NOP exkl. Stufensteller außer in der Netzkombination Stadt 20 kV Stadt 20 kV heute (S20_S20_heute), immer Spannungsabweichungen aufweisen und diese immer mit der gleichen Anzahl. Dies liegt für die Szenarien des Jahres „heute“ nahe, da sich genannte Szenarien nur für das Jahr 2030 hinsichtlich des Kabelquerschnittes unterscheiden. Trotz der Verdopplung des Kabelquerschnittes im Jahr 2030 treten keine Unterschiede in der Anzahl der Abweichungen von den Spannungsgrenzen auf. Diese Netzverstärkungsmaßnahme ist hinsichtlich der Spannungsbandverletzung nicht zielführend. Anders ist dies bei Integration eines Stufenstellers und Ersetzen des NOP durch die MVDC-Kurzkupplung. Für diese Netzvarianten kann die Anzahl der Spannungsbandverletzungen stark reduziert werden. Die Ergebnisse bei Verwendung der MVDC-Kurzkupplung sind besser als bei der Variante NOP inkl. Stufensteller.

In Tabelle 11 wird der Ort der Spannungsabweichung der jeweiligen Netzvariante gezeigt. Auffällig ist, dass die Spannungsabweichungen der Varianten Ausgangszustand und NOP exkl. Stufensteller sowohl von dem Ort als auch von der Anzahl der Abweichungen identisch sind. Der Stufensteller und die MVDC-Kurzkupplungen sind Technologien, die die Spannungsabweichungen signifikant reduzieren. Der Stufensteller reduziert von 252 Abweichungen auf 12, die MVDC-Kurzkupplung auf 2. Im Vergleich zu den anderen Varianten treten die Spannungsabweichungen der Variante NOP inkl. Stufensteller an den Sammelschienen 1 und somit vor dem MS-Kabel auf. Dies ist plausibel, da der Stufensteller die Sammelschienen 2 auf 1,0 p. u. fernregelt, wodurch in Lastfällen die Spannung an der Unterspannungsseite des Transformators auf Werte größer 1,05 p. u. angehoben wird.

Tabelle 11: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Spannungsgrenzen

	SS1 MS1	SS2 MS1	SS1 MS2	SS2 MS2	Summe
Ausgangszustand	44	96	36	76	252
NOP exkl. Stufensteller	44	96	36	76	252
NOP inkl. Stufensteller	8	0	4	0	12
MVDC-Kurzkupplung (OPF)	0	1	0	1	2

Abbildung 12 zeigt die Auslastung der Betriebsmittel. Der Aufbau der Abbildung ist identisch mit dem der Abbildung 11. Es zeigt sich, dass Abweichungen von den Auslastungsgrenzen lediglich in den Szenarien des Jahres 2030 mit Ausnahme des Szenarios Land 20 kV Land 20 kV 2030 (L20_L20_2030) auftreten. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Abweichungen ausschließlich in städtischen und vorstädtischen Netzen vorhanden sind. Bei der Kombination zweier ländlicher Netze treten keine Abweichungen auf. Bei der Kombination städtischer oder vorstädtischer Netze mit ländlichen Netzen wird die Anzahl der Abweichungen halbiert. Städtische und vorstädtische Netze weisen keine Unterschiede hinsichtlich der Anzahl der Abweichungen von den Auslastungsgrenzen auf.

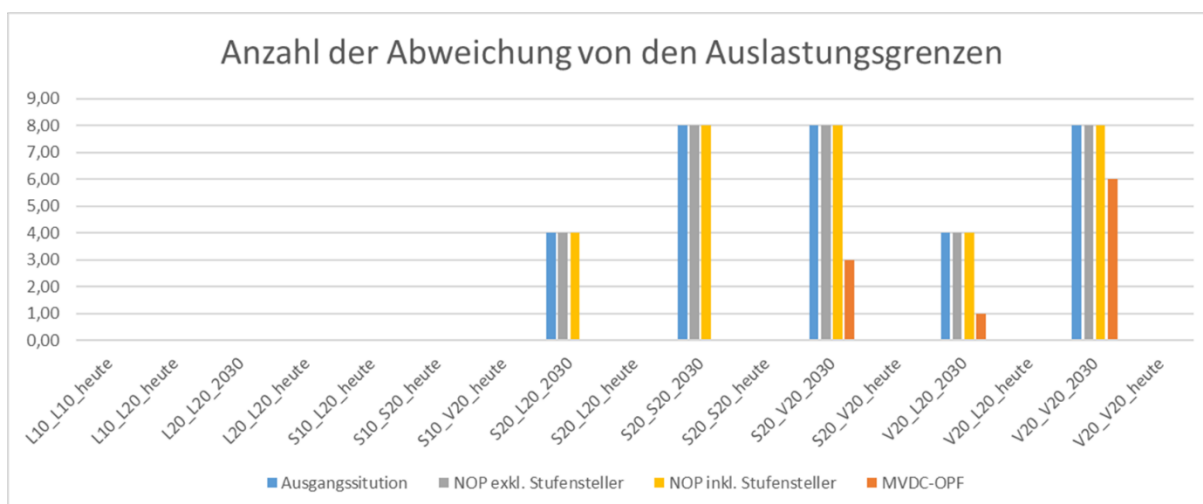


Abbildung 12: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Auslastungsgrenzen

Abbildung 12 zeigt auch, dass sich die Anzahl der Auslastungsabweichungen der Varianten Ausgangssituation, NOP exkl. Stufensteller und NOP inkl. Stufensteller nicht unterscheiden. Lediglich die MVDC-Kurzkupplung reduziert die Abweichungen signifikant, stößt jedoch vor allem in Netzkombinationen mit vorstädtischen Netzen an ihre technischen Grenzen.

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die Gesamtanzahl an Auslastungsverstößen und zeigt, welche Betriebsmittel besonders häufig überlastet sind. Auffällig ist, dass die Kabel in keiner Netzvariante überlastet sind. Dies legt nahe, dass die Netzverstärkungsmaßnahme, die die Verdopplung des Kabelquerschnittes bedingt, keine nennenswerte Auswirkung auf die Auslastung des Netzes besitzt. Weiterhin zeigt Tabelle 12, dass auch ein Stufensteller keine geeignete Technologie zur Reduzierung der Auslastung des Transformators ist. Stattdessen eignet sich die MVDC-Kurzkupplung um die Anzahl der Auslastungsverstöße von 32 auf 10 zu reduzieren.

Tabelle 12: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den Auslastungsgrenzen

	Kabel MS1	Kabel MS2	Transformator MS1	Transformator MS2	Summe
Ausgangszustand	0	0	19	12	32
NOP exkl. Stufensteller	0	0	19	12	32
NOP inkl. Stufensteller	0	0	19	12	32
MVDC-Kurzkupplung (OPF)	0	0	4	6	10

Abbildung 13 fasst die Ergebnisse zusammen. Während die vorherigen Abbildungen die Gesamtanzahl der Abweichungen im Netz aufzeigen, zeigt Abbildung 13, ob mindestens eine Abweichung im Netz

vorliegt und unterscheidet nicht, ob es an mehreren Sammelschienen oder Betriebsmitteln zu Spannungs- bzw. Auslastungsgrenzverstößen kommt.

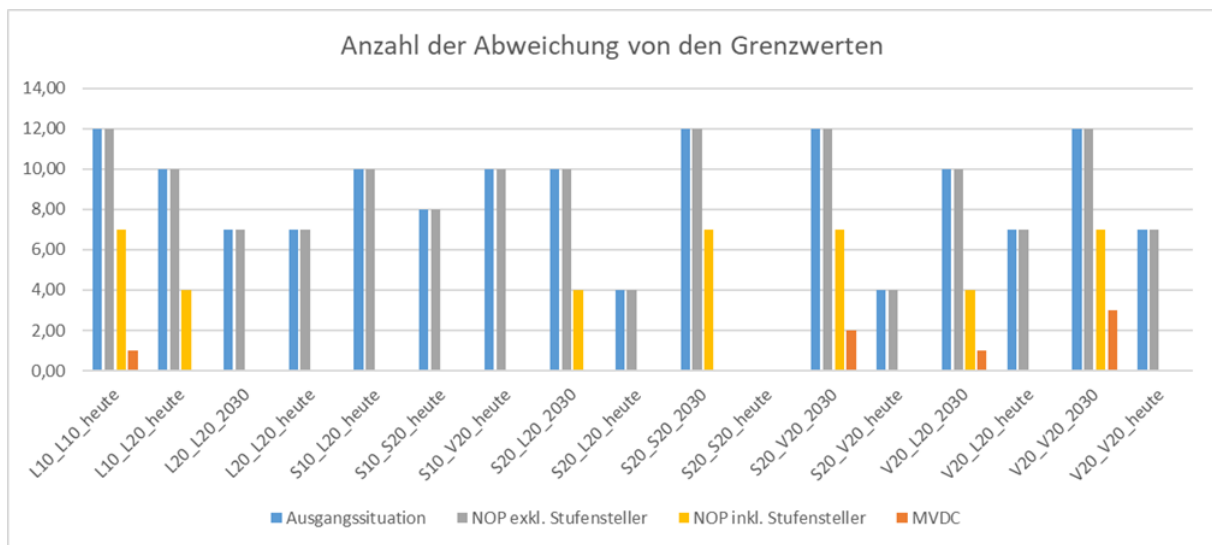


Abbildung 13: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den technischen Grenzen

Abbildung 13 zeigt das bekannte Muster. Die Verdopplung des Kabeldurchmessers hat keinen nennenswerten Einfluss auf die Anzahl der Abweichungen von Grenzverstößen. Der Stufensteller hat seinen Nutzen wesentlich in heutigen Netzen. Hinsichtlich des Jahres 2030 bringt der Stufenschalter nur begrenzte Erfolge. Die MVDC-Kurzkupplung ist in jeder der untersuchten Netzkombinationen die vorteilhafteste Technologie und kann die Abweichung von den technischen Grenzen in 13 von 17 Fällen verhindern sowie in den restlichen Szenarien die Anzahl der Abweichungen nennenswert reduzieren. Tabelle 13 stellt zum einen die Anzahl der Abweichungen für die jeweilige Netzvariante dar und zeigt darüber hinaus den prozentualen Anteil an den insgesamt durchgeführten 272 Szenarien pro Netzvariante.

Tabelle 13: Szenarienanalyse - Anzahl der Abweichungen von den technischen Grenzen

Netzvariante	Ausgangssituation	NOP exkl. Stufensteller	NOP inkl. Stufensteller	MVDC-OPF
Anzahl der Abweichungen	142	142	40	7
Prozentuale Abweichung	52,21 %	52,21 %	14,71 %	2,57 %
Reduzierung gegenüber der Ausgangssituation	-	0,00 %	71,83 %	95,07 %

Während die Varianten Ausgangssituation und NOP exkl. Stufensteller in 52,21 % der untersuchten Szenarien eine Grenzabweichung aufweisen, wird dieser Wert durch einen Stufensteller auf 14,71 % reduziert und stellt somit eine Verbesserung um 71,83 % gegenüber der Ausgangssituation dar. Die MVDC-Kurzkupplung ermöglicht sogar eine Reduzierung auf 2,57 % und stellt somit eine Verbesserung um 95,07 % gegenüber der Ausgangssituation dar.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Szenarienanalyse für die Untersuchung der typisierten Netze die Vorteile der MVDC-Kurzkupplung gegenüber herkömmlicher MS-Technologien. Die Verdopplung des Kabelquerschnittes beeinflusst weder die Spannungsbandverletzungen noch die Auslastung der Betriebsmittel. Während der Stufensteller die Spannungsqualität ähnlich gut wie die MVDC-

Kurzkupplung gewährt, kann durch diesen keine signifikante Verbesserung der Betriebsmittelauslastung generiert werden. Gerade in den Szenarien des Jahres 2030 wird besonders deutlich.

8.3. Ergebnisse der Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung

In diesem Abschnitt wird dargestellt, wie viel zusätzliche Verbraucher- und Erzeugerleistung in den jeweiligen Netzen und den Varianten aufgenommen werden kann und gleichzeitig die technischen Grenzwerte eingehalten werden können. Da die Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung eine Vielzahl an Ergebnissen berechnet, wird sich an dieser Stelle auf einen tabellarischen Vergleich beschränkt. Dieser umfasst die jeweiligen nun 34 Netzkombinationen und bezieht die Ergebnisse der Netzvarianten NOP exkl. Stufensteller, NOP inkl. Stufensteller und MVDC-OPF auf die Ergebnisse der Netzvariante Ausgangssituation. Dies ermöglicht einen Vergleich der Leistungsfaktoren, die zusätzlich gegenüber der Ausgangssituation in der jeweiligen Netzkombination installiert werden kann.

Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse für die zusätzlich aufnehmbare Verbraucherleistung, Tabelle 15 die zusätzlich aufnehmbaren Erzeugerleistungen. Beide Tabellen sind nach Netzarten von oben nach unten wie folgt geordnet: Land 10 kV heute, Land 20 kV heute, Land 20 kV 2030, Stadt 10 kV heute, Stadt 20 kV heute, Stadt 20 kV 2030, Vorstadt 20 kV heute, Vorstadt 20 kV 2030. Die erste Spalte stellt dabei die einzelne Netzkombination dar, während die Spalten 2 bis 4 die jeweiligen Leistungsfaktoren der Netzvarianten abbilden. Die letzte Spalte zeigt den Mittelwert der jeweiligen Netzart, während die letzte Zeile den Mittelwert für die jeweilige Netzvariante definiert.

Bezüglich der maximal aufnehmbaren Leistung nach Tabelle 14 ist hervorzuheben, dass sich mit Hilfe der MVDC-Kurzkupplung mindestens etwa 4-mal und maximal etwa 13-mal so viel Verbraucherleistung installieren lassen als im Ausgangsszenario. Im Mittel kann die 6,6-fache Verbraucherleistung im Netz aufgenommen werden. Die Netzvariante NOP inkl. Stufensteller kann mindestens einen Wert von 1,47 und maximal einen Wert von 1,77 aufnehmen.

Es fällt auf, dass die MVDC-Kurzkupplung vor allem in Netzkombinationen ihren Nutzen offenbart, in denen mindestens eins der Netze eine Spannung von 10 kV aufweist. Die Kurzkupplung hat für die heutigen Szenarien größere Vorteile als für das Jahr 2030. Eine Tendenz zwischen ländlichen, städtischen und vorstädtischen Netzen geht aus den Ergebnissen nicht hervor.

Tabelle 15 ist identisch aufgebaut wie Tabelle 14, zeigt jedoch die maximal aufnehmbare Erzeugerleistung der Netzkombinationen in den jeweiligen Netzvarianten. Dabei wird deutlich, dass die Kurzkupplung zu zusätzliche Leistungsfaktoren von 1,56 bis 3,05 führt und im Mittel 1,94-mal so viel Leistung aufnehmen kann wie im Ausgangsszenario. Dies ist signifikant weniger als bei der Verbraucherleistung, jedoch gegenüber der Netzvariante NOP inkl. Stufensteller (im Mittel 1,0-mal so viel Leistung wie das Ausgangsszenario) immer noch deutlich vorteilhafter. Der Grund für die nun nur noch geringeren Leistungsfaktoren liegt vor allem in der Definition der Betriebsgrenzen für die MVDC-Kurzkupplung. Diese sind auf 5 MVA begrenzt, was sich bei einer Untersuchung mittels linear wachsenden Erzeugungsprofils als zu gering erwiesen hat. Diese Betriebsgrenze könnte auch der Grund dafür sein, dass die Leistungsfaktoren für die Jahre 2030 geringer sind als für die heutigen Szenarien. Die Abweichungen zwischen den Netzvarianten fallen grundsätzlich geringer aus als bei Betrachtung der maximal aufnehmbaren Verbraucherleistung. Die für die Erzeuger und Verbraucher hinterlegten Lastprofile bei

Betrachtung der Residuallast stellen grundsätzlich eher einen Verbraucher als einen Erzeuger dar, was die in Abschnitt 5.1 beschriebene Datengrundlage und die Leistungen in Tabelle 5 bestätigen.

Tabelle 14: Maximal aufnehmbare Leistung - Verbraucherleistung

	NOP exkl. Stufensteller	NOP inkl. Stufensteller	MVDC-OPF	Mittelwert MVDC-OPF
L10_L10_heute Netz 1	1,00	0,91	7,43	7,59
L10_L10_heute Netz 2	1,00	1,00	7,43	
L10_L20_heute Netz 1	1,00	1,04	7,92	
L10_L20_heute Netz 2	1,00	1,24	7,90	6,85
L20_L20_heute Netz 1	1,00	1,58	6,91	
L20_L20_heute Netz 2	1,00	1,58	6,91	
S10_L20_heute Netz 2	1,00	1,62	7,85	
S20_L20_heute Netz 2	1,00	1,31	5,13	
V20_L20_heute Netz 2	1,00	1,58	6,42	
L20_L20_2030 Netz 1	1,27	1,55	5,32	5,19
L20_L20_2030 Netz 2	1,27	1,55	5,32	
S20_L20_2030 Netz 2	1,20	1,70	5,10	
V20_L20_2030 Netz 2	1,20	1,40	5,03	
S10_L20_heute Netz 1	1,00	1,56	13,19	11,08
S10_S20_heute Netz 1	1,00	1,33	8,93	
S10_V20_heute Netz 1	1,00	1,56	11,12	
S10_S20_heute Netz 2	1,00	1,85	7,79	6,20
S20_L20_heute Netz 1	1,00	1,77	8,11	
S20_S20_heute Netz 1	1,00	1,42	4,76	
S20_S20_heute Netz 2	1,00	1,42	4,76	
S20_V20_heute Netz 1	1,00	1,35	5,56	
S20_L20_2030 Netz 1	1,17	1,38	6,57	
S20_S20_2030 Netz 1	1,12	1,60	4,80	5,27
S20_S20_2030 Netz 2	1,12	1,60	4,86	
S20_V20_2030 Netz 1	1,12	1,28	4,86	
S10_V20_heute Netz 2	1,00	1,66	8,16	
S20_V20_heute Netz 2	1,00	1,35	5,56	7,31
V20_L20_heute Netz 1	1,00	1,63	8,78	
V20_V20_heute Netz 1	1,00	1,63	7,05	
V20_V20_heute Netz 2	1,00	1,63	7,01	
S20_V20_2030 Netz 2	1,14	1,62	4,21	
V20_L20_2030 Netz 1	1,22	1,48	5,48	4,46
V20_V20_2030 Netz 1	1,14	1,33	3,93	
V20_V20_2030 Netz 2	1,14	1,33	4,21	
Mittelwert	1,06	1,47	6,60	

Tabelle 15 zeigt, dass die Erzeugerleistung in Schwacherzeugungszeiten gleich 0 p. u. während die Verbraucherleistung in Schwachlastzeiten lediglich auf 0,15 p. u. absinkt. Diese Umstände tragen dazu bei, dass grundsätzlich mehr Erzeugerleistung als Verbraucherleistung zusätzlich in den Netzen installiert werden kann, was bezüglich der Untersuchung der Erzeugerleistung bedeutet, dass die Faktoren geringer ausfallen, da auch in der Ausgangssituation mehr Leistung installiert werden kann.

Tabelle 15 zeigt darüber hinaus, dass in den Szenarien der Netzart Land 10 kV am meisten Erzeugerleistung zusätzlich installiert werden kann. Im Gegensatz zur Verbraucherleistung ist jedoch der Trend

zu erkennen, dass in den Szenarien des Jahres 2030 mehr Leistung installiert werden kann als in den heutigen Szenarien.

Tabelle 15: Maximal aufnehmbare Leistung - Erzeugerleistung

	NOP exkl. Stufensteller	NOP inkl. Stufensteller	MVDC-OPF	Mittelwert MVDC-OPF
L10_L10_heute Netz 1	1,00	1,52	3,05	2,90
L10_L10_heute Netz 2	1,00	1,52	3,04	
L10_L20_heute Netz 1	1,00	0,77	2,62	
L10_L20_heute Netz 2	1,00	0,94	1,63	1,75
L20_L20_heute Netz 1	1,00	0,85	1,80	
L20_L20_heute Netz 2	1,00	0,85	1,80	
S10_L20_heute Netz 2	1,00	0,87	1,63	
S20_L20_heute Netz 2	1,00	0,91	1,86	
V20_L20_heute Netz 2	1,00	0,85	1,79	
L20_L20_2030 Netz 1	1,11	1,10	1,57	
L20_L20_2030 Netz 2	1,11	1,10	1,59	
S20_L20_2030 Netz 2	1,09	1,09	1,96	
V20_L20_2030 Netz 2	1,09	1,09	2,00	
S10_L20_heute Netz 1	1,00	0,95	2,00	1,95
S10_S20_heute Netz 1	1,00	0,96	1,92	
S10_V20_heute Netz 1	1,00	0,95	1,93	
S10_S20_heute Netz 2	1,00	1,00	1,89	1,85
S20_L20_heute Netz 1	1,00	1,00	1,99	
S20_S20_heute Netz 1	1,00	1,00	1,86	
S20_S20_heute Netz 2	1,00	1,00	1,86	
S20_V20_heute Netz 1	1,00	0,97	1,67	
S20_L20_2030 Netz 1	1,00	1,00	1,77	
S20_S20_2030 Netz 1	1,00	1,00	2,23	2,12
S20_S20_2030 Netz 2	1,00	1,00	2,18	
S20_V20_2030 Netz 1	1,00	1,00	2,28	
S10_V20_heute Netz 2	1,00	0,97	1,68	1,70
S20_V20_heute Netz 2	1,00	0,97	1,67	
V20_L20_heute Netz 1	1,00	0,97	1,76	
V20_V20_heute Netz 1	1,00	0,97	1,74	
V20_V20_heute Netz 2	1,00	0,97	1,69	
S20_V20_2030 Netz 2	1,00	0,98	1,87	1,86
V20_L20_2030 Netz 1	1,00	0,98	1,56	
V20_V20_2030 Netz 1	1,00	0,98	2,00	
V20_V20_2030 Netz 2	1,00	0,98	2,00	
Mittelwert	1,01	1,00	1,94	

8.4. Untersuchung des Realnetzes

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für die Untersuchung des Realnetzes dargestellt.

8.4.1. Ergebnisse der Szenarienanalyse

Die Untersuchung ist ähnlich aufgebaut wie für die typisierten Netze. Es reduziert sich die Anzahl der untersuchten Szenarien durch die bekannten Messwerte für Lasten nach Abschnitt 5.3.2. Es ergeben sich vier Szenarien, was einer Untersuchung von 660 Sammelschienenspannungen sowie einer Analyse von 680 Betriebsmittelauslastungen entspricht. Dies erfolgt für jede der in Abschnitt 4.2 beschriebenen Netzvarianten, wodurch sich die Anzahl der Ergebnisse auf einen Wert von 6.700 vervielfacht.

Die Untersuchung der Szenarien stellt fest, ob eine Abweichung der technischen Grenzwerte nach Abschnitt 5.2 vorliegt. Dabei ist es uninteressant, welches Ausmaß die Abweichung umfasst, da jeder Betrieb außerhalb der zulässigen Grenzen unzulässig ist. Tabelle 16 gibt eine Übersicht zu den Ergebnissen. Die Kennung MVDC a) bis d) bezieht sich auf die in Abbildung 7 gezeigten Netzvarianten, die durch eine veränderte Schalterstellung hervorgerufen werden.

Tabelle 16: Realnetzuntersuchung - Spannungsabweichungen und Auslastungen

	NOP	MVDC a)	MVDC b)	MVDC c)	MVDC d)
Anzahl Spannungsbandabweichungen	160	0	0	0	0
Anzahl Auslastungen > 50 %	32	118	128	152	160
Anzahl Auslastungen > 75 %	0	0	0	0	0

Tabelle 16 zeigt die Anzahl der Spannungsabweichungen und die Anzahl der Betriebsmittelüberlastungen, die in den Szenarien eine Auslastung größer 50 % und größer 75 % überschreitet. Spannungsbandverletzungen wird in der Ausgangssituation (NOP) in den untersuchten vier Szenarien treten an insgesamt 160 von 660 Sammelschienen auf. Bei der Variante mit MVDC-Kurzkupplung befinden sich alle Sammelschienen im zulässigen Spannungsband. Weiterhin ist hervorzuheben, dass entweder in allen Szenarien oder in keinen eine Spannungsabweichung auftritt. Dies verdeutlicht, dass sich die vier unterschiedlichen Betriebspunkte gemäß Tabelle 9 nicht nennenswert voneinander unterscheiden. Da sich in allen vier Szenarien nur die Erzeugungsleistung ändert, die deutlich geringer als die Verbraucherleistung nach Abschnitt 4.2 ist, sind die Ergebnisse für die Spannungsabweichungen in allen vier Szenarien nahezu identisch.

Bezüglich der Auslastung ist zunächst erkennen, dass keine Netzvariante Abweichungen größer 75 % aufweist und somit stets die Einhaltung der Auslastungsgrenze erfüllt ist. Weiterhin sind die Auslastungen ausgewertet, die Auslastungswerte größer 50 % besitzen. Für diese ist zu erkennen, dass die in den Netzvarianten der MVDC-Kurzkupplung weitaus mehr Abweichungen oberhalb von 50 % auftreten als in der Ausgangssituation (NOP). Dies bedeutet, dass die Kurzkupplung die Einhaltung der Spannungsgrenzen ermöglicht, indem Betriebsmittel verstärkt ausgelastet werden, ohne diese zu überlasten. Weiterhin existieren nennenswerte Unterschiede zwischen der Anzahl der Auslastungen für die vier MVDC-Netzvarianten. Die Variante a) ist jene mit der geringsten Anzahl an Abweichungen größer 50 % und somit am Vorteilhaftesten, da zum einen die höchste Kapazität im Fehlerfall bereitgestellt wird und zum anderen der Stromfluss am geringsten ist, was zu geringeren Verlusten führt. Darüber hinaus ist es im Betrieb möglich, die Schalterstellung zu verändern, wodurch die Ergebnisse gegebenenfalls weiter verbessert werden können.

8.4.2. Ergebnisse der Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung

Die Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung zeigt, wie viel zusätzliche Kapazität in den jeweiligen Netzvarianten vorhanden ist. Dabei begrenzt sich die Untersuchung des Realnetzes auf die Betrachtung zusätzlicher Verbraucherleistung. Eine zusätzliche Erzeugerleistung ist für das verbraucherdominierte Realnetz nicht zielführend, da zusätzliche Untersuchungen zeigen, dass Spannungsengpässe mit der unteren definierten Spannungsgrenze von 0,97 p. u. am Ende der Stränge korrelieren. Erzeuger werden diese Spannung anheben und können mit großer Leistung installiert werden bis die obere Spannungsgrenze erreicht wird, was die Aussagefähigkeit der Ergebnisse begrenzt.

Weiterhin ist für die Untersuchung der Netzvarianten sowohl eine einzelne Last am Ende des Stranges installiert als auch die Leistung eines jeden Verbrauchers gleichzeitig um denselben Wert erhöht. Die Einzellastbetrachtung ist gewählt, da bereits heute das Netz zu Zeiten in einem Zustand nahe der unteren Spannungsgrenze operiert und eben diese am Ende des Stranges auftritt. Die Berechnung zeigt, inwieweit zusätzliche Verbraucher an das Netz angeschlossen werden können. Die Betrachtung der Gesamtlast im Netz offenbart weitere Netzengpässe und weist darauf hin, wie das Netz dem verstärkten Ausbau der Elektromobilität und der Wärmewende standhält, die voraussichtlich dezentral erfolgen wird (Bundesnetzagentur, 2021, S. 4).

Beim Realnetz werden jeweils zwei unterschiedliche Spannungsbänder betrachtet, die sich in der oberen Betriebsgrenze mit 1,03 p. u. und 1,05 p. u. unterscheiden. Dies resultiert aus dem Realnetz, das den Sollwert der Sammelschiene, an der die beiden MS-Ringe zusammenführen, auf 1,03 p. u. definiert. Tendenziell darf dieser Wert im Rahmen der Betriebsführung auf 1,05 p. u. ansteigen. Dementsprechend werden zwei Spannungsbänder betrachtet.

Die Untersuchungen unterscheiden sich zwischen dem Szenario mit bestehender Netztopologie und dem Szenario nach Ersetzen des gefährdetsten Elementes. Grund dafür ist, dass die ersten Ergebnisse der Untersuchung verdeutlichten, dass eine Leitung mit großem Abstand zu den restlichen Betriebsmitteln überlastet ist. Diese Leitung wird vermutlich im Laufe der nächsten Jahre ersetzt werden, da sie einen Engpass im Netz darstellt.

Die Untersuchung der MVDC-Kurzkupplung findet weiterhin in vier unterschiedlichen Varianten statt, die sich aus den Schalterstellungen ergeben. Da diese Schalterstellungen leicht ineinander überführbar sind, wird im Folgenden ausschließlich das beste Ergebnis dargestellt, obgleich sich die unterschiedlichen Varianten nicht wesentlich unterscheiden.

Tabelle 17: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (einzelne Last) - bestehende Netztopologie

Spannungsband	Netzvariante	Zusätzliche Leistung	Faktor
0,97 – 1,02	NOP	0,00 kVA	-
	MVDC	600,00 kVA	
0,97 – 1,05	NOP	283,33 kVA	4,82
	MVDC	1.366,67 kVA	

Tabelle 17 zeigt die Ergebnisse für die Leistung eines einzelnen Verbrauchers, der am Ende des Stranges in der bestehenden Netztopologie hinzugefügt werden kann. Für das Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,02 p. u. ist zu erkennen, dass im Ausgangszustand (NOP) kein zusätzlicher Verbraucher hinzugefügt werden kann, während die Kurzkupplung eine zusätzliche Verbraucherleistung von etwa 1 MVA

ermöglicht. Im Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,05 p. u. kann nun auch für den NOP 283 kVA zusätzlich installiert werden, während der Wert für die Kurzkupplung auf 1.367 kVA ansteigt. Die Kurzkupplung ermöglicht also die Installation einer Last, die 4,82-mal größer ist als jene des NOP.

Tabelle 18 zeigt die Ergebnisse, wenn das gefährdetste Element ersetzt wird. Die Kurzkupplung ermöglicht die Integration von 1,07 MVA zusätzliche Leistung im Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,02 p. u. und 2,2 MVA zusätzliche Leistung im Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,05 p. u.. Damit ist sie 6,29-mal so wirkungsvoll wie der NOP.

Tabelle 18: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (einzelne Last) - nach Ersetzen des gefährdetsten Elementes

Spannungsband	Netzvariante	Zusätzliche Leistung	Faktor
0,97 – 1,02	NOP	0,00 kVA	-
	MVDC	1.066,67 kVA	
0,97 – 1,05	NOP	350,00 kVA	6,29
	MVDC	2.200 kVA	

Tabelle 19 zeigt die Ergebnisse der bestehenden Netztopologie und zeigt, dass bei Integration der Kurzkupplung die Gesamtlast um 8 % bis 13 % steigen kann, während der NOP bei aktueller Spannungsgrenze keine Leistungswachstum zulässt und auch für ein Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,05 p. u. nur 5 % mehr Leistung möglich ist.

Tabelle 19: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (Gesamtlast) - bestehende Netztopologie

Spannungsband	Netzvariante	Gesamtleistung	Zusätzliche Leistung
0,97 – 1,02	NOP	7.544,78 kVA	0 %
	MVDC	7.922,01 kVA	5 %
0,97 – 1,05	NOP	7.922,01 kVA	5 %
	MVDC	8.550,75 kVA	13 %

Tabelle 20 zeigt die Ergebnisse bei Ersetzen der überlasteten Leitung. In diesem Szenario kann bei oberer Spannungsgrenze von 1,03 p. u. und Betrieb mit NOP keine zusätzliche Leistung installiert werden, während nach Integration der Kurzkupplung 25 % mehr Leistung als ursprünglich installierbar sind. Im Spannungsband von 0,97 p. u. bis 1,05 p. u. kann auch mit NOP 13 % zusätzliche Leistung aufgenommen werden, wobei auch dieser Wert nach Integration der MVDC-Kurzkupplung auf 30 % ansteigt.

Tabelle 20: Realnetz - maximal aufnehmbare Leistung (Gesamtlast) - nach Ersetzen des gefährdetsten Elementes

Spannungsband	Netzvariante	Gesamtleistung	Zusätzliche Leistung
0,97 – 1,02	NOP	7.544,78 kVA	0 %
	MVDC	8.802,24 kVA	17 %
0,97 – 1,05	NOP	8.550,75 kVA	13 %
	MVDC	9.808,21 kVA	30 %

Die Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung zeigt, dass eine Umstellung der eingängigen Sollspannung auf 1,05 p. u. es ermöglicht, mehr Leistung im Netz zu integrieren als bisher. Es erscheint sinnvoll, die überlastete Leitung zu ersetzen. Was sich in allen betrachteten Szenarien eindrucksvoll zeigt, ist, dass durch die Integration der MVDC-Kurzkupplung wesentlich mehr Leistung in den MS-Netzen aufgenommen werden kann als bisher bei Betrieb mit NOP.

9. Regulatorische Rahmenbedingungen

Wie in Kapitel 2 erwähnt, ist der Inhalt des Arbeitspaketes zum regulatorischen Rahmen im ersten Workshop maßgeblich geändert. Ursprünglich sollte die Regulatorik die Verbindung zweier Netze unterschiedlicher Netzbetreiber durch die MVDC-Kurzkupplung betrachten. Dieses Einsatzszenario wird als unwahrscheinlich für die ersten Installationen der Technologie eingeschätzt. Stattdessen wird angenommen, dass die Installation der MVDC-Kurzkupplung zunächst in Netzen desselben Netzbetreibers erfolgt. Das Arbeitspaket zum regulatorischen Rahmen und damit der Inhalt dieses Kapitels betrachtet die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Geltendmachung der Kosten, die durch die Integration der MVDC-Kurzkupplung bei dem Netzbetreiber entstehen.

9.1. Vorgaben für den Netzoptimierungen (§ 11 EnWG)

Das EnWG enthält nur punktuell und dabei in der Regel vergleichsweise allgemein gehaltene Vorgaben für die Ausgestaltung und den Ausbau des Netzbetriebs. Die wesentliche Vorschrift, der entsprechende Vorgaben zu entnehmen sind, ist § 11 EnWG. Hiernach sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben. Konkretisiert wird diese Pflicht durch die Vorgabe, das Netz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. An diesen beiden Eckpunkten werden auch die zwei Schutzrichtungen von § 11 EnWG deutlich: Die Vorschrift enthält ein Untermaßverbot, dass also nicht zulasten der Versorgungssicherheit auf eigentlich notwendige Maßnahmen verzichtet wird. Das Übermaßverbot deckelt an sich sinnvolle Maßnahmen dadurch, dass sie auch – im Ergebnis für die Kunden – bezahlbar sein müssen. Maßnahmen, die eine Verbesserung des Netzes bedeuten, etwa durch den Einbau neuer Betriebsmittel, sind hieran zu messen. In Genehmigungsverfahren neuer Betriebsmittel stellt § 11 EnWG einen echten Prüfungspunkt dar. Zu beachten ist, dass es letztlich unerheblich ist, ob eine Maßnahme als „Optimierung“, „Verstärkung“ oder „Ausbau“ begriffen wird (Sötebier, 2015). Auch eine Rangfolge ist dem Gesetz nicht zu entnehmen (Bundestags-Drs., 2008; Knauff, BeckOK EnWG, 01.09.2022). Entscheidend ist das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit. Hiermit wird verlangt, dass die Befriedigung des jeweiligen Bedarfs, gegründet auf der Nachfrage an Energie, in einem ausgeglichenen Verhältnis zum entstehenden Aufwand steht (Knauff, BeckOK EnWG, 01.06.2022). Der Einbau der MVDC-Kurzkupplung dürfte entweder als Optimierung oder Verstärkung zu verstehen sein, jedenfalls handelt es sich um eine Maßnahme im Sinne von § 11 Abs. 1 EnWG. Eine Bedarfsgerechtigkeit des Einbaus von MVDC-Kurzkupplungen dürfe vor dem Hintergrund der technischen Ergebnisse dieses Projekts zu bejahen sein.

9.2. Gewährleistung technischer Sicherheit

Bei (neuen) Betriebsmitteln ist stets die Vorschrift § 49 EnWG zu beachten (Görisch, 2019). Hiernach sind Energieanlagen – also auch eine MVDC-Kurzkupplung – so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Im Weiteren heißt es dort, dass dies im Wesentlichen durch die allgemein anerkannten Regeln der Technik gewährleistet wird. Selbstverständlich bietet darüber hinaus die Aufnahme bestimmter Regeln in ein technisches Regelwerk von Fachverbänden eine besonders hohe Sicherheit der Erfüllung der Anforderungen aus § 49 EnWG. § 49 Abs. 2 EnWG stellt in

Sachen Elektrizität in Bezug auf das Regelwerk des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informatik e. V. eine Vermutung für die Einhaltung der Vorgaben des § 49 EnWG auf. Für die Anwendung der MVDC-Kurzkupplung gibt keine entsprechenden Standards. Dies liegt augenscheinlich an der geringen Verbreitung eines solchen Betriebsmittels. Technische Standards dürften zu einem gewissen Grad den Vorgaben für eine HVDC-Kurzkupplung zu entnehmen sein.

9.3. Regulatorische Geltendmachung der Kosten

9.3.1. Relevante Gesetze

Die Geltendmachung von Kosten für Betriebsmittel richtet sich im Speziellen nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Die StromNEV enthält Vorgaben zur Ermittlung der Netzkosten, die als Einzel- oder Gemeinkosten auftreten können, vgl. § 4 StromNEV. § 6 StromNEV regelt in Verbindung mit Anlage 1 der Verordnung die regelmäßige Dauer und Höhe der kalkulatorischen Abschreibungen je nach Art des Betriebsmittels. Verlangt wird zur Abschreibungsfähigkeit unter anderem, dass es sich um betriebsnotwendige Anlagegüter handelt. Definiert wird dies folgendermaßen: „Vermögensgegenstände, die unmittelbar oder zumindest mittelbar dem Betriebszweck dienen.“ (Schütte, 2019) Dieses Kriterium muss also auch von der MVDC-Kurzkupplung erfüllt werden.

9.3.2. Anreizregulierungsverordnung – von den Kosten zur Erlösobergrenze

Die Geltendmachung zur Genehmigung von Investitionsmaßnahmen bei der Bundesnetzagentur (d.h. die Überführung der Kosten in das zu erhebende Netzentgelt) richtet sich nach der ARegV. Grundsätzlich sind die Kosten vor jeder Regulierungsperiode zu ermitteln. Auf Grundlage dieser Kosten ermittelt die Bundesnetzagentur im Wege eines komplizierten Verfahrens eine Erlösobergrenze (EOG) für jeden Netzbetreiber. Es findet insbesondere ein Effizienzvergleich statt, bei dem die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber miteinander verglichen werden. Je nach Ergebnis dieses Vergleichs erhält ein Netzbetreiber Abzüge, die sich in einer niedrigeren EOG bemerkbar machen. Die netzbetreiberspezifische EOG gibt an, wie viel ein Netzbetreiber jährlich mit dem Netzbetrieb verdienen darf. Da eine Regulierungsperiode fünf Jahre dauert, die Kostenprüfung also auch nur in diesem Rhythmus stattfindet, wäre es für Netzbetreiber schwierig, Investitionen zu tätigen, wenn nicht Mechanismen bereitgestellt würden, um die Kosten auch in einer laufenden Regulierungsperiode geltend zu machen. In den ersten beiden Regulierungsperioden stellte die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV einen solchen Mechanismus dar. Dieser wurde – für Verteilnetzbetreiber – ab der dritten Regulierungsperiode vom Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV abgelöst. Der Unterschied zwischen beiden besteht im Grund darin, dass durch den Kapitalkostenaufschlag eine schnellere Umwälzung der Kosten möglich ist.

9.3.3. Genehmigung von Investitionsmaßnahmen

Aufgrund von § 10a ARegV sind zu genehmigen: Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter. Diese Formulierung ist leicht missverständlich, soweit davon die Rede ist, dass „in den Bestand“ zu investieren ist. Hiermit ist nicht gemeint, dass neue Betriebsmittel nicht

genehmigungsfähig seien (Heuser, 2019). Nach der Verordnungsbegründung sind alle Neuinvestitionen genehmigungsfähig, unabhängig davon, ob es sich um Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen handelt (Hummel, Januar 2022). Die Berücksichtigungsfähigkeit ist aber auch hier unter die Voraussetzung der „Betriebsnotwendigkeit“ gestellt. In einer Kommentierung ist folgende – von der in Bezug auf § 6 StromNEV wohl nicht abweichende – Definition zu lesen: „Anlagen und damit verbundene Kosten, die zur Erhaltung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Versorgungsnetzes – bezogen auf den künftigen, langfristigen Transmissions- und Distributionsbedarf – erforderlich sind.“ (Meinzenbach, 2019) Eine Subsumtion unter diese Definitionsmerkmale dürfte bei technisch erprobten Betriebsmitteln ohne Weiteres bei entsprechendem Bedarf gelingen. Für neuere Konzepte könnte es im Ernstfall etwas schwieriger werden – schon allein aus Mangel an langjähriger Erfahrung. Dennoch dürfte es im Genehmigungsalltag bzw. im Massengeschäft der Regulierungsbehörde nur selten vorkommen, dass die Genehmigung aufgrund der fehlenden Betriebsnotwendigkeit abgelehnt wird. Aufgrund des im Energierecht geltenden Amtsermittlungsgrundsatz aus § 24 VwVfG und auch § 68 EnWG ist es zudem grundsätzlich, jedoch auch aufgrund offensichtlicher Sachnähe und allgemeiner Grundsätze die Aufgabe der Regulierungsbehörde, die Betriebsnotwendigkeit zu ermitteln (OLG Düsseldorf, 2019). Dies würde streng genommen die Überprüfung einer jeden Kostenposition im Vergleich zu anderen Netzbetreibern erfordern. Letztlich soll dieser Vergleich in einem größeren Maßstab durch den Effizienzvergleich aus § 6 ARegV geleistet werden. Dadurch wird deutlich, dass die Regulierungsbehörde bei der Prüfung der Betriebsnotwendigkeit einzelner Betriebsmittel relativ schnell an ihre Grenzen stößt. Die Folge dürfte sein, dass es sich bei der nach § 10a ARegV vorzunehmenden Prüfung um eine Plausibilitätsprüfung handelt.

Ganz auf Effizienzgesichtspunkte sollte bei der Investition in eine MVDC-Kurzkupplung aber auch nicht verzichtet werden. Zunächst fließen die Kosten über den Kapitalkostenaufschlag zwar ohne (Effizienz) Abzug in die EOG ein. In der folgenden Regulierungsperiode nehmen die Kosten allerdings am Effizienzvergleich teil. Auch wenn die diesbezüglichen Auswirkungen bei vergleichsweise geringfügigen Investitionen nicht sonderlich ins Gewicht fallen sollten, ist die wirtschaftliche und technische Effizienz eines Betriebsmittels auch in jedem Falle im Interesse des Netzbetreibers.

9.4. Sondersituation: Verbindung zweier Netze von zwei Netzbetreibern

Die obigen Ausführungen betreffen in erster Linie den Fall, dass die miteinander verbundenen Netze durch einen Netzbetreiber betrieben werden. In regulatorischer Hinsicht wird es etwas komplizierter, wenn durch die MVDC-Kurzkupplung Netze von zwei verschiedenen Netzbetreibern miteinander verbunden werden. Es erscheint naheliegend, die Geltendmachung der Kosten in diesem Fall an Investitionen in Umspannwerke zu orientieren. Je nach Ausgestaltung können die Kosten anteilig zu 50% bei dem jeweiligen Netzbetreiber berücksichtigt werden (Bundesnetzagentur, 2015; Bundesnetzagentur, 2018). An der Art und Weise der Geltendmachung dürfte sich im Ergebnis, im Vergleich zum Fall, dass nur ein Netzbetreiber betroffen ist, nichts ändern. Die Schwierigkeiten werden vermutlich in der vertraglichen Ausgestaltung der anteiligen Kostentragung bestehen. Ausgehend hiervon muss dann der jeweilige Netzbetreiber die für ihn entstehenden Kosten bei Regulierungsbehörde geltend machen.

10. Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Dynamik in der deutschen Energiewende nimmt in den letzten Jahren verstärkt zu. Dies ist vor allem am rechtlichen Rahmen zu erkennen, der maßgeblichen Einfluss auf die Energielandschaft hat und unter anderem durch den Netzentwicklungsplan abgebildet wird. Dieser verdeutlicht in seiner 2023er Version die Entwicklungen der Verbraucher- und Erzeugerstrukturen in Deutschland. Speziell Schleswig-Holstein ist als Energiewendeland Nummer Eins von dieser Dynamik betroffen. Ob Ausbau von PV-Anlagen oder Windenergieanlagen, Wärmewende oder Verkehrswende, die Energielandschaft steht vor großen Herausforderungen, die vor allem die Stromnetze betreffen wird.

Bereits heute sind Übertragungs- und Verteilnetze in Schleswig-Holstein vielerorts durch die große Produktion von erneuerbarem Strom überlastet, was durch zahlreiche Redispatchmaßnahmen verdeutlicht wird. Netzausbau ist die herkömmliche Maßnahme, die der Überlastung entgegenwirken soll. Doch gerade dieser ist langwierig, bau- und kostenintensiv.

Mit Blick auf die sich verändernde Verbraucherstruktur scheint es sinnvoll, Strombedarf und -angebot zusammenzuführen und die bestehende Infrastruktur besser auszunutzen. Wie dies erfolgen kann, zeigen die Ergebnisse für die in diesem Projekt untersuchte Technologie der MVDC-Kurzkupplung für Schleswig-Holstein.

Die Reduzierung der Abweichungen von Spannungs- und Auslastungsgrenzen um 95 % sowie die Integration von 13,2-mal so viel zusätzliche Verbraucherleistung bzw. 3,1-mal so viel zusätzliche Erzeugerleistung sind wesentliche Ergebnisse der Untersuchung von typischen MS-Netzen. Die Typisierung von MS-Netzen erfolgt dabei auf Basis der Netzstrukturdaten von 42 Netzbetreibern aus Schleswig-Holstein, die städtische, vorstädtische und ländliche Netze betreiben. Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass durch die Integration der MVDC-Kurzkupplung in jedem betrachteten Szenario die Anzahl an Grenzabweichungen minimiert, häufig sogar komplett reduziert werden konnte. Vor allem für die Untersuchung des Jahres 2030, in dem die Lasten mit doppelter Leistung und die Erzeugerleistung 2,55-mal so groß abgebildet wurden, weist die Kurzkupplung eindrucksvolle Vorteile auf, die mit herkömmlichen Maßnahmen wie der Vergrößerung des Kabelquerschnittes oder der Integration von Stufenstellern nicht erreicht werden können. Speziell in ländlichen und städtischen Netzen ist die MVDC-Kurzkupplung am Wirkungsvollsten. Dies geht auch aus der Untersuchung der maximal aufnehmbaren Leistung hervor, für die besonders in ländlichen und städtischen Netzen mit einer Nennspannung von 10 kV deutlich mehr Leistung als im Ausgangszustand integriert werden kann.

Die Vorteile der MVDC-Kurzkupplung gegenüber herkömmlichen Technologien können anhand der Untersuchung eines realen Netzes verifiziert werden. Während für die Untersuchung der Topologie mit NOP 160 von 660 Spannungswerte geringer sind als die untere Grenze von 0,97 p. u., können Grenzabweichungen durch das Ersetzen des NOP durch die Kurzkupplung vermieden werden. Dies gelingt durch verstärkte Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur und Auslastung der Betriebsmittel. Weiterhin wird gezeigt, dass durch die Kurzkupplung eine zusätzliche Last mit einer Leistung von 2,2 MVA integriert werden kann, was 6,29-mal so viel wie für den Ausgangszustand mit NOP ist. Für die Erhöhung aller Lasten des realen Netzes kann im Ausgangszustand 13 % zusätzliche Leistung

aufgenommen werden, während dieser Wert bei Ersetzen des NOP durch die Kurzkupplung auf 30 % ansteigt.

Sowohl die Untersuchung des typisierten Netzes als auch die Untersuchung eines realen Netzes zeigen den Mehrwert der MVDC-Kurzkupplung als Zukunftstechnologie in MS-Netzen. Trotzdem ist weiterhin festzuhalten, dass diese Technologie aktuell noch keine relevante praktische Bedeutung besitzt und bisher nur in wenigen Einzelfällen umgesetzt wurde. Das Projekt mit den Workshops und die gemeinsam erarbeiteten Ergebnisse haben Stadtwerke und Netzbetreiber mit der Technologie und den Eigenschaften der MVDC-Kurzkupplung vertraut gemacht. Die Untersuchung der typisierten Netze gibt Hinweise, für welche Netzkombinationen die Integration einer Kurzkupplung einen besonders großen Mehrwert bietet.

Es wird empfohlen, für diese nun identifizierbaren Netze aufbauend auf den Projektergebnissen eine viertiefende Untersuchung für besonders gut geeignete Konstellationen durchzuführen. Weiterführende Untersuchungen sollten technische, ökonomische und soziale Aspekte berücksichtigen. So sollten neben den durchgeführten statischen Lastflussberechnungen auch dynamische Untersuchungen der MVDC-Kurzkupplung erfolgen. Primäres Ziel der Untersuchungen wäre es, den sicheren Betrieb bei Fehlerfall und die Integration in bestehende Schutzkonzepte nachzuweisen. Daneben sollten Eigenschaften wie Investitions- und Betriebskosten, Platzbedarf, Geräuschentwicklung und entstehende CO₂-Belastungen für Bau und Betrieb von MVDC-Kurzkupplungen untersucht werden und ins Verhältnis zu herkömmlichen Netzausbaumaßnahmen gesetzt werden. Bei den Untersuchungen sollten die Zusatzfunktionen Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzbildung, Anschluss von DC-Erzeugern und -Verbrauchern, Verwendung von längeren DC-Kabelstrecken im Gleichspannungszwischenkreis in geeigneter Weise berücksichtigt werden.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass die theoretische Untersuchung der MVDC-Kurzkupplung wesentliche Vorteile gegenüber herkömmlichen Netzausbautechnologien offenbart. Ein Nachweis dieses Mehrwertes durch eine praktische Umsetzung steht jedoch noch aus. Der Aufbau und der Betrieb einer Muster-MVDC-Kurzkupplung in Schleswig-Holstein ist sinnvoll.



Prof. Dr.-Ing. Reiner Schütt, Projektleiter



M.Sc. Nico Ploczicki, Projektmitarbeiter

Literaturverzeichnis

Bundesnetzagentur. (19. Oktober 2015). BK4-15-017.

Bundesnetzagentur. (15. November 2018). BK4-16-155 .

Bundesnetzagentur. (2021). *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020*. Bonn. Von www.bundesnetzagentur.de abgerufen

Bundesnetzagentur. (2021). *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Bundesnetzagentur. (2022). Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2021. Bonn, NRW, Deutschland.

Bundesnetzagentur. (Juli 2023 a). Marktbeobachtung, Monitoring, Elektrizität/Gas - Bericht - Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022. Deutschland. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen

Bundesnetzagentur. (4. Januar 2023 b). www.bundesnetzagentur.de. Abgerufen am 11. Dezember 2023 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smard.html

Bundestags-Drs. (2008). Drucksache 16/10491. Berlin.

Coffey, S., Timmers, V., Li, R., Wu, G., & Egea-Alvarez, A. (9. Dezember 2021). Review of MVDC Applications, Technologies, and Future Prospects. *Energies* 2021, 14, 8294, S. 36. doi:<https://doi.org/10.3390/en14248294>

Directorate for Public Governance and Territorial Development. (Juni 2011). OECD Regional Typology.

Dyussebekova, N., Schuett, R., Leisse, I., Mustroph, M., Eggert, S., Rose, M., . . . Goerner, R. (18-19 Mai. Mai 2021). Piloting Medium-voltage Direct Current (MVDC) in Distribution Grids in Germany – Use Cases and Planning. (IEEE, Hrsg.) *ETG-Kongress 2021*, S. SS. Von <https://ieeexplore.ieee.org/document/9469688> abgerufen

eurostat. (2010). Eine revidierte Stadt-Land-Typologie. *Jahrbuch der Regionen 2010*, S. 239-253.

Görisch. (2019). Energiewirtschaftsgesetz. In Kmet, § 49 Rn. 4 ("Generalklausel") (5. Ausg.).

Heuser. (2019). Anreizregulierungsrecht. In Holznagel/Schütz, *ARegV § 10a Rn. 18 f.* (2. Ausg.).

Hübel, I. H.-P. (2005). Optimierte Netznutzung in der Mittelspannungsverteilungsebene mit einer Stromrichterkurzkupplung. *ETG-Fachberichte, Band 98*.

Hummel. (Januar 2022). Energierecht. In Theobald/Kühling, *ARegV §10a Rn. 18* (115. Ausg.).

- Kerzel, M., Garzon-Real, J., Zdrallek, M., Wolter, D., & Schacherer, C. (2021). Effects of Static and Dynamically Meshed Topologies on Short-Circuit Currents and the Reliability of Medium Voltage Grids. *Proceedings of the CIRED 2021 Conference, Geneva (2021)*.
- Knauff. (01.06.2022). BeckOK EnWG. In Assmann/Peiffer, § 11 Rn. 25 f. (3. Ausg.).
- Knauff. (01.09.2022). BeckOK EnWG. In Assmann/Peiffer, § 11 Rn. 22, 22.1 (4. Ausg.).
- Lindegaard, T., Schütt, R., Eggert, S., Leiße, I., Hebbeln, I., Rose, M., & Dyussebekova, N. (25. Oktober 2022). Concept and Control Strategy for the Grid Friendly Use of Medium Voltage Direct Current Links in German Distribution Grids. (IEEE, Hrsg.) Quickborn, Schleswig-Holstein, Deutschland: IEEE. doi:10.1109/PEDG54999.2022.9923271
- Meinzenbach. (2019). Berliner Kommentar zum Energierecht. In Säcker, *EnWG § 21a Rn. 170* (4. Ausg.).
- Nami, A. (17-21. September 2018). Power Electronics for Future Power Grids: Drivers and Challenges. (IEEE, Hrsg.) *2018 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe)*, S. SS.
- OLG Düsseldorf. (2019). EnWZ.
- P. Maibach, C. Haederli, A. Schlachter, J. Berry. (2020). B4204: The Flexible Power Link of Western Power Distribution: A Case Study. *Cigre Session 2020*.
- Schleswig-Holstein Netz AG. (2021). <https://energiekosmos-ensure.de/>. Abgerufen am 19. 09 2021
- Schütte. (2019). Energiewirtschaftsgesetz. In Kment, § 21 Rn. 127 (2. Ausg.).
- Schwab, A. (2022). *Elektroenergiesysteme - Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende* (7. Ausg.). Karlsruhe: Springer Vieweg. doi:10.1007/978-3-662-64774-5
- Sötebier. (2015). Energiewirtschaftsgesetz. In Britz/Hellermann/Hermes, § 11 Rn. 56 (3. Ausg.).
- Steinke, J. K., Maibach, P., Ortiz, G., Canales, F., & Steimer, P. (2019). MVDC Application and Technology. *Power Conversion and Intelligent Motion (PCIM) 2019* (S. 26-33). Nürnberg: VDE Verlag GmbH, Berlin und Offenbach.
- Übertragungsnetzbetreiber. (2023). Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. (2. Entwurf). Deutschland. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf abgerufen
- Valow, B. (2020). *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien - Netzanschluss, Stromerzeugungsanlagen und Regelung*. Kassel: Springer Vieweg. doi:10.1007/978-3-658-28969-0
- Wolter, D. (2019). *Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze*. Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal.
- WPD. (2021). *Western Power Distribution - Network Equilibrium*. Abgerufen am 08. 01 2021 von <https://www.westernpower.co.uk/projects/network-equilibrium>
- Zach, F. (2022). *Leistungselektronik - Ein Handbuch* (6. Ausg.). Wien: Springer Vieweg. doi:10.1007/978-3-658-31436-1