



Machbarkeitsuntersuchung für die Errichtung und den Betrieb einer HVDC-Verbindung von Marokko nach Zentraleuropa

Studie

im Auftrag von
Desertec Foundation

Endbericht

24. Januar 2020

Machbarkeitsuntersuchung für die Errichtung und den Betrieb einer HVDC-Verbindung von Marokko nach Zentraleuropa

Studie

im Auftrag von
Desertec Foundation

Endbericht

24. Januar 2020

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0
E-Mail: info@consentec.de
<http://www.consentec.de>

In Kooperation mit:

**Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg**
Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme
Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Luther
Cauerstraße 4 – Haus 1
91058 Erlangen

E-Mail: info@ees.uni-erlangen.de
<https://www.ees.tf.fau.de/>

Inhalt

1	Einleitung und Studienauftrag	1
2	Technische Machbarkeit und Kostenabschätzung	3
2.1	Technische Untersuchungen	3
2.2	Stromrichtertechnologien für HGÜ-Umrichter	3
2.2.1	Funktionsweise der LCC-HGÜ	3
2.2.2	Funktionsweise der VSC-HGÜ	4
2.2.3	Technologische Gegenüberstellung von LCC- und VSC-HGÜ-Anlagen	5
2.3	HGÜ-Topologien der DC-Netze	7
2.4	Kabeltypen	9
2.5	Untersuchte Streckenführungen	10
2.5.1	Atlantikküstenverlauf (Variante 1)	10
2.5.2	Landverbindung (Variante 2)	11
2.6	Kostenabschätzungen	13
2.6.1	Investitionskosten	14
2.6.2	Übertragungsverluste	16
2.7	Verfügbarkeit	19
3	Politisch-Regulatorische Umsetzbarkeit	21
3.1	Anwendbarkeit der EU-Regulativen für Übertragungsleitungen	21
3.1.1	Konzept von Merchant Lines	21
3.1.2	Entwicklung der Regulierung von „Merchant Lines“	23
3.1.3	Konsequenzen für das Projekt der DESERTEC Foundation	25
3.2	Netzplanung und Genehmigung	27
3.2.1	Europäische Koordination des Übertragungsnetzausbaus	28
3.2.2	Nationale Planung und Genehmigung	29
3.2.3	Notwendige Genehmigungen für DESERTEC Foundation Projekt außerhalb Deutschlands	30

3.2.4	Konsequenzen der Anforderungen an Planung und Genehmigung für DESERTEC Foundation.....	31
3.3	Zusammenfassende Beurteilung der politisch-regulatorischen Machbarkeit ...	32
4	Zusammenfassung _____	34
	Literatur _____	35
A	Projekte und Daten _____	39

1 Einleitung und Studienauftrag

Die Desertec Foundation ist eine nicht-kommerzielle zivilgesellschaftliche Initiative, die aus dem DESERTEC Projekt hervorgegangen ist. Grundidee des DESERTEC Projekts war es, einen ökologisch relevanten und wirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels und der Umstellung der Energieerzeugung in Mitteleuropa auf erneuerbare Energien zu leisten.

Dazu sollten die hohen und wirtschaftlich interessanten Potenziale für die Erzeugung von elektrischem Strom aus Sonnenenergie in den Wüstenregionen Nordafrikas erschlossen und der produzierte Strom mit großen Gleichstromverbindungen nach Zentraleuropa transportiert werden. Aus verschiedenen Gründen ist es bisher nicht zu einer Umsetzung des DESERTEC Konzeptes gekommen.

Die Desertec Foundation hält jedoch an der Idee einer kostengünstigen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in Nordafrika, insbesondere Marokko, mit anschließendem Stromtransport nach Europa, speziell Deutschland, weiterhin fest und unterstützt diese Idee u. a. durch Informationsvermittlung und die nähere Untersuchung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen.

Spezielle Bedeutung hat in diesem Zusammenhang die Frage des Stromtransports, bei dem sich eine Vielzahl technischer und ökonomischer Fragen stellen. So übersteigt die Übertragungsentfernung deutlich diejenige bisher realisierter Gleichstromverbindungen. Vor diesem Hintergrund ist aus technischer Sicht zu diskutieren, ob eine Umsetzung mit verfügbaren Technologien überhaupt möglich erscheint, ob dabei eine überwiegend landgestützte Verbindung oder eine Verlegung im Meer zu bevorzugen wäre und welche Auswirkungen für Verfügbarkeit und Übertragungsverluste zu erwarten sind. Ebenso sind die Kosten für technisch realisierbar erscheinende Übertragungsvarianten zu ermitteln und miteinander zu vergleichen sowie ins Verhältnis zu setzen zu dem durch die Übertragung realisierbaren wirtschaftlichen Wert.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass die Stromübertragung auf dem Gebiet der Europäischen Union aufgrund des natürlichen Monopol-Charakters elektrischer Netze einer umfassenden Regulierung unterliegt, die u. a. einen fairen Wettbewerb und eine Nichtdiskriminierung der unterschiedlichen Akteure innerhalb der EU sichern soll. Bei einer eventuellen Umsetzung des DESERTEC-Konzeptes ist deshalb darauf zu achten, dass die gewählte Umsetzungsvariante mit den Regularien der Europäischen Union für den Strombinnenmarkt, die zuletzt im Jahr 2019 durch das sogenannten Clean Energy Paket, erheblich angepasst wurden, vollständig kompatibel ist.

Um bei der weiteren Diskussion mit politischen Akteuren und Interessenvertretern Fragen zum Transportkonzept umfassend beantworten zu können bzw. auf Regelungslücken, Klärungsnotwendigkeiten und Umsetzungshindernisse hinweisen zu können, hat die DESERTEC Foundation das Beratungsunternehmen Consentec sowie das Institut für Elektrische Energiesysteme (EES) der Friedrich-Alexander -Universität Erlangen-Nürnberg mit der vorliegenden Machbarkeitsstudie beauftragt.

Ziel der Machbarkeitsstudie war die Prüfung der technischen Umsetzbarkeit inklusiver der kostenmäßigen Konsequenzen zweier Trassenvarianten (eine überwiegend landgestützt, eine weitestgehend durch das Meer geführt) zwischen Nordafrika und Deutschland. Dabei sollte eine Übertragungsleistung von 3 GW angesetzt werden. Zudem sollte die regulatorische Machbarkeit einer Verbindung als sogenannte „Merchant Line“ für beide Varianten überprüft werden. Damit ist gemeint, dass die zu realisierende Verbindungsleitung nicht Teil der allen Netznutzern zur Verfügung stehenden Strominfrastruktur werden soll, sondern exklusiv dem Projektentwickler

für den Solarstromtransport nach Deutschland und die dortige Vermarktung zur Verfügung stehen soll. Dies ist deshalb entscheidend, weil ein wesentlicher Anreiz für privatwirtschaftliche Akteure zur Beteiligung am DESERTEC Konzept aus der Realisierung der erwarteten Marktwertunterschiede für erneuerbaren Strom zwischen Deutschland und Nordafrika bestehen soll.

Der vorliegende Bericht betrachtet im Kapitel 2 (federführender Autor: EES) zunächst die Frage der technischen Machbarkeit und der kostenmäßigen Konsequenzen der Leitungsverbindung. In Kapitel 3 wird dann die regulatorische Umsetzbarkeit des Merchant Line Konzepts geprüft (federführender Autor: Consentec). Kapitel 4 (gemeinsame Verantwortung Consentec und EES) fasst die Untersuchungsergebnisse in kompakter Form zusammen.

2 Technische Machbarkeit und Kostenabschätzung

2.1 Technische Untersuchungen

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie für den Stromimport aus Nordafrika hat der Lehrstuhl für elektrische Energiesysteme der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg ein technisches *Study Review* zur Thematik Desertec (Übertragung vom Wüstenstrom) sowie eine Investitionskostenabschätzung für die vorgegebene Varianten durchgeführt. Innerhalb dieser soll eine monodirektionale Leistungsübertragung von 3 GW zwischen Marokko und Deutschland mit unterschiedlichen Technologien untersucht werden.

2.2 Stromrichtertechnologien für HGÜ-Umrichter

Grundsätzlich sind zwei verschiedene etablierte Umrichtertechnologien für den Einsatz in der Hochspannungsgleichstromübertragung zu unterscheiden. Der erste Typ umfasst die LCC-Technologie, wobei LCC für „Line Commutated Converter“ bzw. netzgeführte Umrichter steht. Diese Technologie ist seit vielen Jahrzehnten etabliert und ermöglicht den Austausch von großen Leistungen. Die VSC-Umrichtertechnologie ist hingegen erst seit Beginn der Jahrhundertwende marktreif und zeichnet sich durch ihre hohe Flexibilität aus. VSC steht hierbei für „Voltage Source Converter“ und gehört zur Klasse der selbstgeführten Umrichter [1].

2.2.1 Funktionsweise der LCC-HGÜ

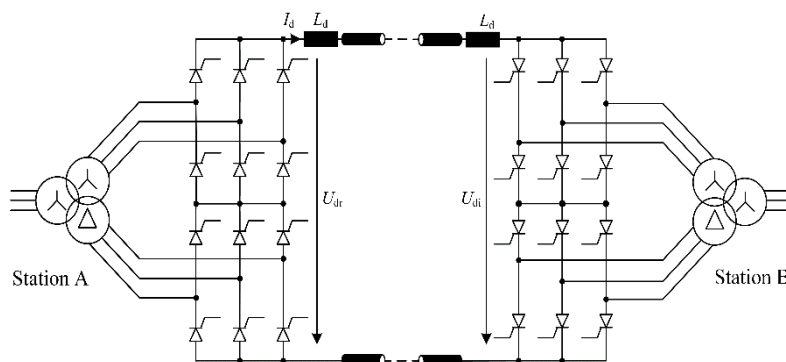


Abbildung 1 Topologie einer zwölfpulsigen LCC-HGÜ

Netzgeführte Umrichter werden mit einem Gleichstromzwischenkreis ausgeführt. In dieser Topologie hält eine Glättungsdrossel den Gleichstrom im DC-Kreis möglichst konstant. Zudem werden für diesen Umrichtertyp Thyristoren als Schaltelemente eingesetzt. Diese können den DC-Strom in eine Richtung führen. In Abbildung 1 ist der Aufbau einer zwölfpulsigen LCC-HGÜ samt Stromrichtertransformatoren skizziert [1].

Sobald zwischen der Anode und der Kathode eines Thyristors eine positive Spannungsdifferenz anliegt, kann ein Thyristor durch ein entsprechendes Zündsignal gezündet bzw. in den leitenden Zustand versetzt werden und der Gleichstrom kann zwischen den Netzphasen kommutieren. Dies ist der Grund für die von den Netzspannungen abhängige Ansteuerung des Umrichters und damit die Bezeichnung „netzgeführt“. Der Zeitpunkt, zu dem die genannte Spannungsbedingung eintritt, wird als natürlicher Kommutierungszeitpunkt bezeichnet. Neben dieser Bedingung muss ein Zündsignal an den Thyristor gesendet werden. Der Zeitverzug zwischen dem natürlichen Kommutierungszeitpunkt und der Zündung wird als Zündwinkel α bezeichnet und zur Regelung der am Gleich- und Wechselrichter vorliegenden DC-Spannungen U_{dr} und U_{di} genutzt. Entsprechend der Spannungsdifferenz lässt sich hierüber der Gleichstrom I_d und entsprechend der DC-

Leistungsfluss steuern [2]. In Abbildung 2 ist exemplarisch der zeitliche Verlauf der DC-Spannung einer sechspulsigen LCC-HGÜ in Schwarz sowie die durchschnittliche DC-Spannung in Rot dargestellt, die für größere Zündwinkel α sinkt.

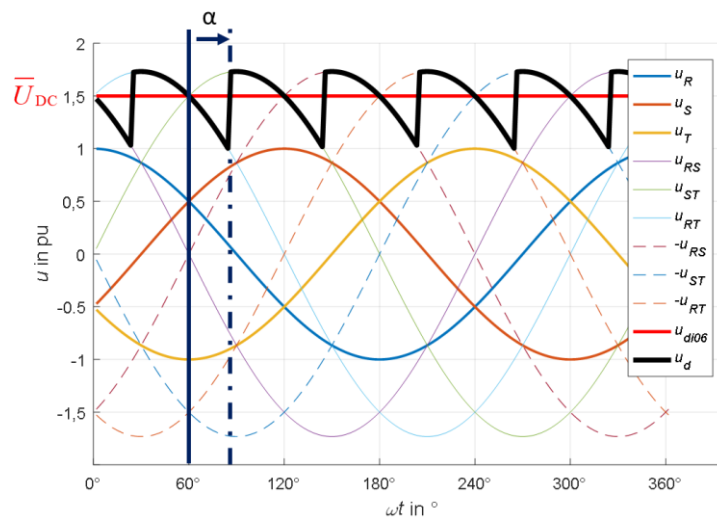


Abbildung 2: Durchschnittliche DC-Spannung einer sechspulsigen LCC-HGÜ mit Kommutierungswinkel α

2.2.2 Funktionsweise der VSC-HGÜ

Bei der VSC-Technologie gibt es verschiedene Topologien, wobei die einfachsten Topologien ausgangsseitig nur zwei oder drei Spannungsstufen stellen können. Um das für die Energieübertragung notwendige Höchstspannungsniveau zu erreichen, bieten die führenden Hersteller aktuell jedoch favorisiert Multileveltopologien an. Beispielsweise hat die Siemens AG den Modularen Multilevel Converter (MMC) entwickelt, die in Abbildung 3 für ein Terminal dargestellt ist. Weiterhin bietet ABB den kaskadierten Multilevelumrichter und GE, ehemals Alstom, den Alternate Arm Converter als Multilevelumrichter an [1, 3–5].

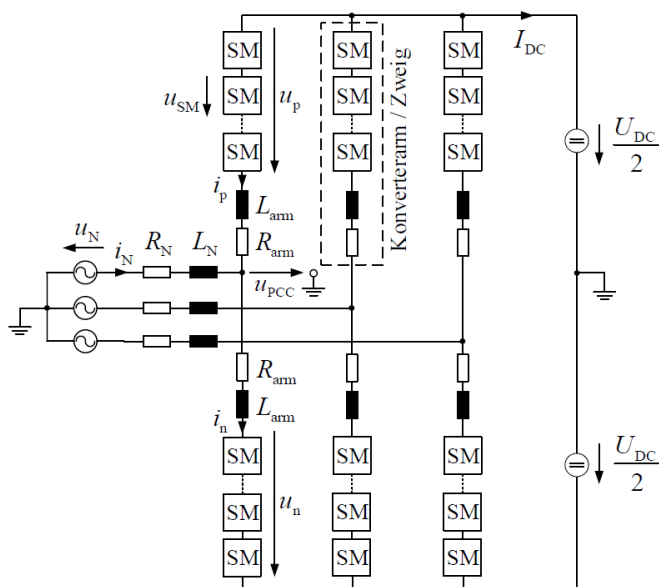


Abbildung 3 Topologie eines MMC-Konverters [5]

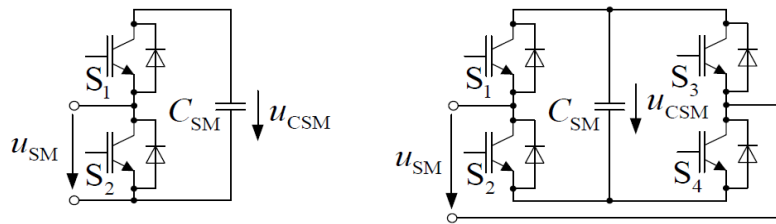


Abbildung 4 Links: Halbbrückenmodul, Rechts: Vollbrückenmodul [5]

Bei einem Multilevelumrichter wird durch seriell verschaltete Kondensatoren die Gleichspannung im DC-Kreis konstant gehalten, während auf der AC-Seite die Phasenspannungen sehr feinstufig nachgebildet werden können. Bei dem verwendeten Insulated-Gate Bipolar Transistors (IGBTs) kann sowohl der Einschalt- als auch der Ausschaltzeitpunkt beliebig festgelegt werden, was eine grundlegend unterschiedliche Betriebsweise des Umrichters gegenüber der LCC-Technologie ermöglicht. Da bei dieser Art das Schalten der IGBTs und damit die Kommutierungsvorgänge nicht von den Netzspannungen abhängen, werden sie auch als selbstgeführte Stromrichter bezeichnet [2].

Ein MMC-Umrichter besteht üblicherweise aus mehreren hundert einzelnen Submodulen, die seriell in den Konverterarmen verschaltet sind. In Abbildung 3 ist die Topologie eines MMC-Umrichters skizziert. Die Submodule können entweder in Halbbrücken- oder in Vollbrückentopologie ausgeführt sein. In Abbildung 4 sind diese beiden Konfigurationen dargestellt. Halbbrücken haben den Vorteil, dass sie geringere Kosten, geringere Verluste und einen geringeren Ansteuer Aufwand aufweisen. Vollbrücken hingegen können bei einem DC-Fehler eine Gegenspannung stellen und diesen damit aktiv klären [1].

Um zu gewährleisten, dass in den Konverterarmen stets ausreichend Energie gespeichert und diese gleichmäßig zwischen den Konverterarmen und Submodulen aufgeteilt ist, muss eine aufwendige Ansteuerung und Regelung für die Submodule implementiert werden [1].

2.2.3 Technologische Gegenüberstellung von LCC- und VSC-HGÜ-Anlagen

Eine Gegenüberstellung der wesentlichen Charakteristika der für HGÜ-Verbindungen geeigneten Umrichtertechnologien ist in Tabelle 1 gegeben.

Aufgrund der größeren Spannungs- und Strombelastbarkeit von Thyristoren, haben derzeitige LCC-Anlagen eine höhere Übertragungsfähigkeit als VSC-Anlagen. Es wurden bereits mehrere LCC-Anlagen auf einer Spannungsebene von ± 800 kV mit einer Übertragungsleistung von 8000 MW in Betrieb genommen. Für die HGÜ-Verbindung Changi-Guquan ist eine Leistung von 12000 MW bei einer Spannung von ± 1100 kV geplant [6]. Bei VSC-Anlagen liegt das Projekt ULTRANET, das als Bipolkonfiguration geplant ist, mit 2000 MW am oberen Limit der momentan möglichen Übertragungsleistung. Die höchste erreichte DC-Spannung liegt momentan bei ± 500 kV [7].

Die Verluste einer VSC-Anlage liegen mit ca. 1 % knapp über denen einer LCC-Anlage mit 0,75 % [2]. Bei VSC-Anlagen sind des Weiteren die Verluste bei der Vollbrückenausführung höher als bei der Halbbrückenausführung, da in diesen eine größere Anzahl von IGBTs verbaut sind. Damit werden die Durchlass-, Sperr- und Schaltverluste entsprechend vervielfacht [8].

Tabelle 1 Gegenüberstellung der netzgeführten und selbstgeführten HGÜ-Technologie

Eigenschaften	Voltage-Source-Converter (VSC)	Line-Commutated-Converter (LCC)
Leistungsbereich pro HGÜ-Pol	bis zu 1000 MW	bis zu 6000 MW
Verluste	höher (0,9 – 1,75 % für MMC...PWM)	geringer (ca. 0,7 %)
Blindleistung	Bereitstellung möglich	Kompensation wird benötigt
Filteraufwand	entfällt	notwendig
Anlagengröße	geringer	höher
Netzanbindung	Betrieb in schwachen Netzen möglich/netzbildender Betrieb möglich	Betrieb i.d.R. nur in stärkeren Netzen möglich
Schwarzstartfähig	Ja	Nein
Lastflussumkehr	Durch Stromumkehr möglich	Durch Spannungsumkehr möglich; Bei Freileitungen uneingeschränkt möglich; bei Kunststoffkabeln nur eingeschränkt möglich
Erweiterbarkeit auf Multiterminalbetrieb	relativ einfach	relativ komplex

LCC-Anlagen können dem AC-Netz keine Blindleistung bereitstellen, beziehen hingegen induktive Blindleistung, auch Kommutierungsblindleistung genannt, wobei die Menge vom Arbeitspunkt abhängt [9]. Dahingegen ist bei VSC-Anlagen durch Anpassung des Leistungswinkels δ die Wirkleistung und durch Anpassung der Differenz der Spannungsamplituden die Blindleistung innerhalb der jeweiligen Betriebsgrenzen unabhängig voneinander einstellbar. Dies stellt einen wesentlichen Unterschied zwischen den beiden Technologien dar. Nur VSC-Anlagen können daher im Netzbetrieb zur Spannungsstützung genutzt werden [10].

Da eine VSC-Anlage die sinusförmige Netzspannung sehr gut annähern kann, werden nur geringe harmonische Anteile in den Netzspannungen und -strömen erzeugt. Deshalb sind bei dieser Umrichterart keine bzw. oder nur kleine Filteranlagen notwendig. Im Gegensatz dazu sind bei LCC-HGÜ große Filteranlagen notwendig, um die harmonischen Anteile auf ein zulässiges Maß zu reduzieren und die bezogene Blindleistung zu kompensieren. Dies stellt einen wesentlichen Nachteil gegenüber den VSC-Anlagen dar [11].

Da der Filteraufwand bei VSC-Anlagen entfällt, benötigt ein VSC-Umrichter deutlich weniger Platz als ein LCC-Umrichter bei gleicher Nennleistung. Für einen Multilevelumrichter der Firma ABB, beispielsweise, ist laut [11] bei einer Nennleistung von 1,5 GW eine Anlagenfläche von 24750 m² notwendig, während für einen LCC-Umrichter 43200 m² erforderlich sind. Damit ist der Platzbedarf einer LCC-Anlage um ca. 70 % größer als der einer leistungsgleichen VSC-Anlage [12].

Für die Thyristoren eines netzgeführten Umrichters sind die anliegenden Phasenspannungen des Netzes bestimmend für den Kommutierungsvorgang. Deshalb müssen die angeschlossenen AC-Netze ausreichend „starr“ sein, d.h. eine ausreichend große Kurzschlussleistung aufweisen, um Instabilitäten aufgrund von Spannungseinbrüchen im AC-Netz zu vermeiden. Grundsätzlich gilt jedoch, dass der Netzanschluss bei jedem Projekt individuell untersucht und ausgelegt werden muss, damit eine Analyse der Netzurückwirkungen und eine Auslegung der Filter durchge-

führt werden kann. Da die Schaltvorgänge eines MMC-Umrichters unabhängig von der Netzspannung sind, muss das verbundene AC-Netz keine besonderen Anforderungen erfüllen [11]. Daher können VSC-Umrichter auch für schwache Netze, wie z.B. Inselnetze, eingesetzt werden. Da VSC-HGÜs für die Kommutierung nicht auf die Netzspannungen angewiesen sind, sind diese „schwarzstartfähig“, sofern die Eigenversorgung der HGÜ dafür ausreichend gewährleistet ist [2]. Mit LCC-HGÜs ist hingegen ohne zusätzliche Ausstattung kein Schwarzstart möglich [13].

Um den Leistungsfluss umzukehren, muss bei der LCC-HGÜ aufgrund der durch die Thyristoren vorgegebenen DC-Stromrichtung die Spannungspolarität umgekehrt werden. Daher können bei LCC-Anlagen keine VPE-Kabel verwendet werden, da bei diesen eine Spannungsumkehr nur sehr eingeschränkt möglich ist. Aufgrund der Raumladungsakkumulation in der Kabelisolation ist nach länger anstehender, unipolarer Spannungsbeanspruchung vor der Umkehr der Spannungspolarität eine längere Betriebspause zum Abbau der Raumladungen erforderlich. Wird diese nicht eingehalten, kann es zu nicht zulässigen Feldüberhöhungen im Isolationsmaterial kommen, die zu erhöhter Alterung oder Schädigung der Kabel führen können. [14, 15]

Bei LCC-Anlagen muss deswegen auf masseimprägnierte Kabel zurückgegriffen werden. Bei MMC-HGÜs kann hingegen der Leistungsfluss durch Umkehrung des Stromes erfolgen und die Spannungspolarität beibehalten werden [13] [16].

Weil die Leistungsflussänderung bei LCC-Umrichtern durch die Umkehrung der Spannungspolarität erfolgen muss, ist der Aufbau eines Multiterminalsystems mit dieser Technologie schwierig. Des Weiteren gestaltet sich die Regelung eines Multiterminalnetzes mit mehr als zwei Terminals aufgrund der die Nichtumkehrbarkeit der Stromrichtung als schwierig. MMC-Umrichter sind nicht durch diese beiden Faktoren limitiert, weshalb Multiterminalverbindungen durch die Parallelschaltung mehrerer Umrichterstationen realisiert werden können [2].

2.3 HGÜ-Topologien der DC-Netze

Monopolare Punkt-zu-Punkt Verbindung mit metallischem Rückleiter

Die einfachste Möglichkeit eine LCC-HGÜ zu realisieren ist eine monopolare Punkt-zu-Punkt Verbindung mit metallischem Rückleiter.

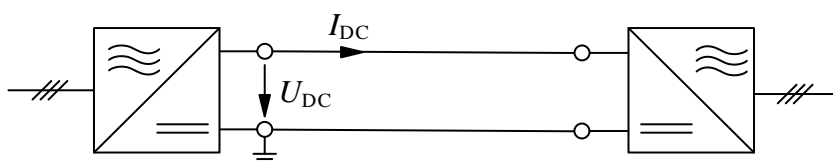


Abbildung 5 Monopolare Punkt-zu-Punkt Verbindung mit metallischem Rückleiter [5]

Folgende Abbildung zeigt das Schema der Verbindung. Der Leiter führt meist negatives Potential zur Minimierung von Korona-Verlusten. Der Rückleiter wird hierbei nur an einem Leitungsende geerdet. [5]

Monopolare Punkt-zu-Punkt Verbindung mit Erdrückleitung

Bei einer Punkt-zu-Punkt Verbindung mit Erdrückleitung besitzen beide Umrichterstationen eine Erdung. Die Rückleitung über Erde unterliegt der Genehmigung der Regulierungsbehörden. In Abbildung 6 ist die Topologie dieser HGÜ-Verbindung dargestellt. Bei einem DC-seitigen Fehler ist keine weitere Leistungsübertragung möglich. [5]

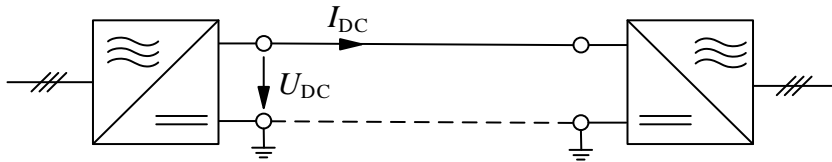


Abbildung 6 Monopolare Punkt-zu-Punkt Verbindung mit Rückleitung über Erde [5]

Symmetrischer Monopol

Des Weiteren ist eine Konfiguration im symmetrischen Monopol möglich, die in Abbildung 7 dargestellt ist. Bei einem DC-Fehler fällt die gesamte Übertragungsleistung aus. Bei einem DC-seitigen Fehler ist keine weitere Leistungsübertragung möglich. [17].

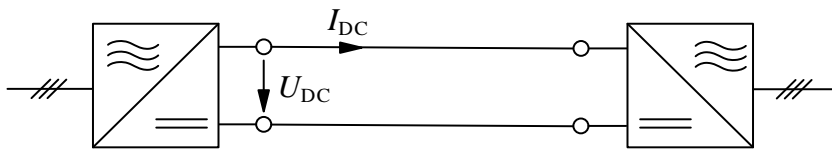


Abbildung 7 Symmetrischer Monopol [5]

Bipol mit metallischem Rückleiter oder Rückleitung über Erde

Abbildung 8 zeigt zwei Varianten der Bipol-Topologie. Grundsätzlich ist kein metallischer Rückleiter notwendig, was die Investitionskosten reduzieren kann. Allerdings ist der Einsatz eines Rückleiters zu empfehlen, da in diesem Fall bei einem DC-Fehler der betroffene Pol blockiert und im Anschluss gebypassed werden kann. Die DC-Stromrückführung erfolgt in diesem Fall über den metallischen Rückleiter. Damit ist der weitere Betrieb der HGÜ bei in Höhe der Übertragungsleistung des gesunden Pols weiterhin möglich, meist bei 50 % der Gesamtanlagen-Nennleistung möglich. [5]

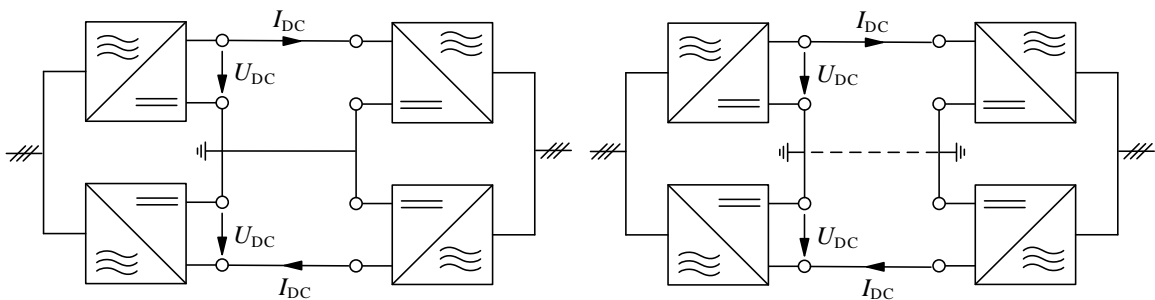


Abbildung 8 Links: Bipol mit metallischem Rückleiter, Rechts: mit Rückleitung über Erde [5]

Homopol mit metallischem Rückleiter oder Rückleitung über Erde

Die Abbildung links zeigt einen Homopol mit metallischem Rückleiter sowie rechts mit Erdrückleitung. Bei Homopolen weisen im Gegensatz zum Bipol beide Leiter dieselbe Polarität auf. Deshalb ist der Isolationsaufwand zwischen den Polen geringer und die Komponenten können räumlich näher zusammengebaut werden, wodurch Investitionskosten eingespart werden können. Nachteilig ist, dass der Rückleiter die Summe der DC-Ströme beider Pole tragen muss. [5]

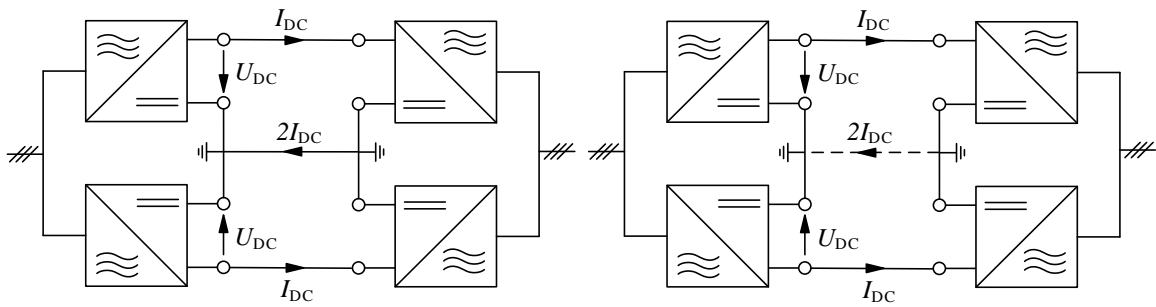


Abbildung 9 Links: Homopol mit metallischem Rückleiter, Rechts: mit Rückleitung über Erde [5]

HGÜ-Verbindungen höherer Leistungen werden aufgrund der Möglichkeit, bei einem DC-Fehler mit halber Nennleistung weiterbetrieben zu werden, in der Regel als Bipol ausgeführt. Diese Topologie wurde daher für die weiteren Untersuchungen berücksichtigt. Eine Leistungsskalierung zu den geforderten 3 GW lässt sich durch die Parallelschaltung mehrerer HGÜ-Umrichter realisieren.

2.4 Kabeltypen

Seekabel können generell in 3 Bauarten unterteilt werden:

- VPE-isolierte Kabel
- Massekabel
- Öldruckkabel

Eine weitere Unterscheidung muss anhand der Übertragungstechnologie gemacht werden, da bei AC- und DC-Kabeln unterschiedliche physikalische Effekte auftreten. Während bei Verbindungen bis ca. 80 km, Spannungen um 400 kV und Leistungen in dem Bereich von 700 MW Drehstrom für die Übertragung benutzt werden kann, kommen für entferntere Übertragung ausschließlich Gleichspannungssysteme in Frage [18, S. 73-76]. Dies hängt mit dem erhöhten Blindleistungsbedarf aufgrund der kapazitiven Beläge der Kabel zusammen, welche linear mit der Länge der Verbindungsstrecke steigen. Bei der DC-Übertragung treten diese Effekte nicht auf, da lediglich die Resistanz zum tragen kommt.

Die verwendete Technologie spielt bei der DC-Übertragung eine wesentliche Rolle. Während bei dem LCC-Betrieb die Leistungsumkehr durch die Spannungsumkehr erfolgt und damit durch die Umpolung eine sehr hohe Belastung für die Kabelisolierung darstellt, wird dies bei der VSC-Technologie durch den Wechsel der Stromrichtung umgangen. Wenn bei dem LCC-Betrieb ein bidirektionaler Betrieb gewünscht ist, muss die Isolierung deutlich höher ausfallen als einen monodirektionalen, was zur Folge hat, dass generell geringere Spannungen erreicht werden. Bei dem VSC-Betrieb kann die Kabelisolierung dem gegenüber geringer ausfallen, wodurch die heute verfügbaren Kabeltypen mehr Leistung übertragen können. Kunststoffisolierte Kabel werden dementsprechend bei LCC mit Spannungen bis 150 kV betrieben, während beim VSC-Betrieb Spannungen bis 500 kV denkbar sind [18, S. 74-76].

Verlegung

Seekabel werden mit Kabelverleges Schiffen (sog. Kabellegern) auf den Grund des Meeresbodens verlegt. Um einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten müssen im Vorfeld umfangreiche Studien über die Beschaffenheit des Meeresbodens, sowie deren Vegetation gemacht werden. Dabei werden unter anderem folgende Bereiche untersucht:

- Steigungen, Unebenheiten, Tiefseeschluchten,
- Flora und Fauna,
- Naturschutzgebiete,
- Kabelkreuzungen.

Bei der Untersuchung von Steigung, Unebenheiten und Tiefseeschluchten handelt es sich vorwiegend um die mechanische Belastbarkeit des Kabels, alle weiteren Punkte werden hauptsächlich auf die elektromagnetischen Beeinflussungen betrachtet [19, S. 18-31].

Nach Abschluss dieser Untersuchungen kommt die Betrachtung des eigentlichen Kabelverlegens. Der limitierende Faktor der Seekabellänge ist das Trommelladegewicht sowie der Trommeldurchmesser der Kabelleger. Falls ein Kabelabschnitt diese Maximallänge überschreitet wird er durch eine Muffe mit einem weiteren Abschnitt verbunden bis endgültig die gesamte Übertragungsstrecke verbunden ist. Die aktuell größten Trommelladegewichte liegen bei ca. 7000 t [20]. Bei einem angenommen spezifischen Kabelgewicht von 40 kg/m (konservativ, Kabeltyp abhängig, i.d.R. geringer) ergibt sich daraus eine Kabelabschnittslänge von 175 km. In den nächsten Jahren sollen diese Ladegewichte auf Werte in den Bereich von 10000 t steigen, wodurch längere Abschnitte denkbar werden [21]. Neben der Länge der Kabel spielt auch die Verlegetiefe eine Rolle. Das mit 1650 m tiefverlegte Kabel in dem Projekt SA.PE.I. (zwischen Sizilien und Italien) ist aktuell das tiefste realisierte Kabel. Diese Tiefen sind mit Bezug auf die aktuellen Kabelleger nahezu maximal. In Zukunft sollen hier Bereiche von 3000 m erreicht werden [21], wobei in diesen Tiefen ein besonderes Augenmerk auf die mechanische Beanspruchung der Kabel mit Blick auf den hydrostatischen Druck gelegt werden muss [19, S. 19-20].

2.5 Untersuchte Streckenführungen

Im Rahmen des Projekts und unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [22] bzw. des ENTSO-E Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDP) [23] für 2030 ergeben sich in Abhängigkeit der Streckenführung unterschiedliche Anschlusspunkte und spezifische Anforderungen.

2.5.1 Atlantikküstenverlauf (Variante 1)

Bei der ersten untersuchten Variante wird die elektrische Energie hauptsächlich per Seekabel übertragen. Dafür wird diese vom Umspannwerk (UW) Quarzazate mit Freileitung an die marokkanische Küste übertragen und von dort über Seekabel entlang der portugiesischen, spanischen und französischen Atlantikküste in die Niederlande geleitet. Von hier an, wird je nach terrestrischen oder politisch regulatorischen Vorgaben auf Freileitung bzw. Erdkabel weitergeleitet. Das Übertragungsziel soll in dieser Variante UW Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen sein. In Abbildung 10 ist der Trassenverlauf dargestellt. Dabei stellen die blauen Isoklinen das Tiefenprofil von 1300 m dar während in Rot der Gesamtstreckenverlauf skizziert ist. Die schwarzen Punkte stellen mögliche Seekabelmuffenplatzierungen in äquidistanten Längenabschnitten von 250 km dar. Bei der Muffenplatzierung handelt es sich lediglich um eine grobe Annahme für die jeweiligen Positionen. Je nach Gegebenheit können diese stark variieren. Bei dieser angenommenen Kabellänge und dem Verlauf würden ca. 17 Seekabelmuffen pro Kabelverbindung nötig sein.



Abbildung 10 Streckenverlauf Quarzazate nach Rommerskirchen (Variante 1)

Als Verlegetiefe für die Trasse wurde ein konservativer Wert von 1300 m angenommen. Bei der weiteren Betrachtung des Küstenabschnitts wird ersichtlich, dass im Bereich des Golfs von Biskaya Tiefen von 4735m erreicht werden, wodurch auch die zukünftigen Verlegetiefen keinen signifikanten Unterschied bei dem Streckenverlauf erreicht hätten. Eine direkte Verbindung ist dadurch erstmal nicht denkbar und somit kann nicht davon ausgegangen werden, dass sich die Gesamtstrecke in nächster Zeit signifikant verkürzen würde. Die sich daraus resultierende Entfernung beträgt grob 5068 km. Dabei entfallen 788 km auf den terrestrischen und 4277 km auf den nautischen Raum.

2.5.2 Landverbindung (Variante 2)

Der zweite Verlauf beschreibt die Überquerung des Landweges. Dabei wird wie bei der Variante 1 aus dem vorherigen Abschnitt am UW Quarzazate gestartet und endet dann am UW Philippsburg (Baden-Württemberg). Jedoch wird der Seeweg über Kabel lediglich in Gibraltar vorgenommen. Ab dem spanischen Festland wird auf die herkömmlichen Technologien der Freileitung oder Erdkabel zurückgegriffen. Der Verlauf wurde in Abbildung 11 dargestellt und mit Bezug auf der vorhandenen Infrastruktur und dem TYNDP gewählt. D.h. es wurden bereits vorhandene Korridore als geeignet angenommen und um die Übertragungsleistung erweitert. Daraus ergibt

sich, dass der Verlauf an Madrid, Barcelona und Lyon vorbei nach UW Phillipsburg führt, welche allesamt als große Lastzentren angenommen werden können. Um die Streckenführung wirklich in diesem Maße zu realisieren müssten ggf. zusätzliche bauliche Maßnahmen vollzogen werden. Jedoch wird eine solche detailtiefe im Rahmen dieser Untersuchung nicht abgedeckt. Die Gesamtlänge des Systems beträgt 3481 km, wobei 25 km auf die Meerenge von Gibraltar entfallen.

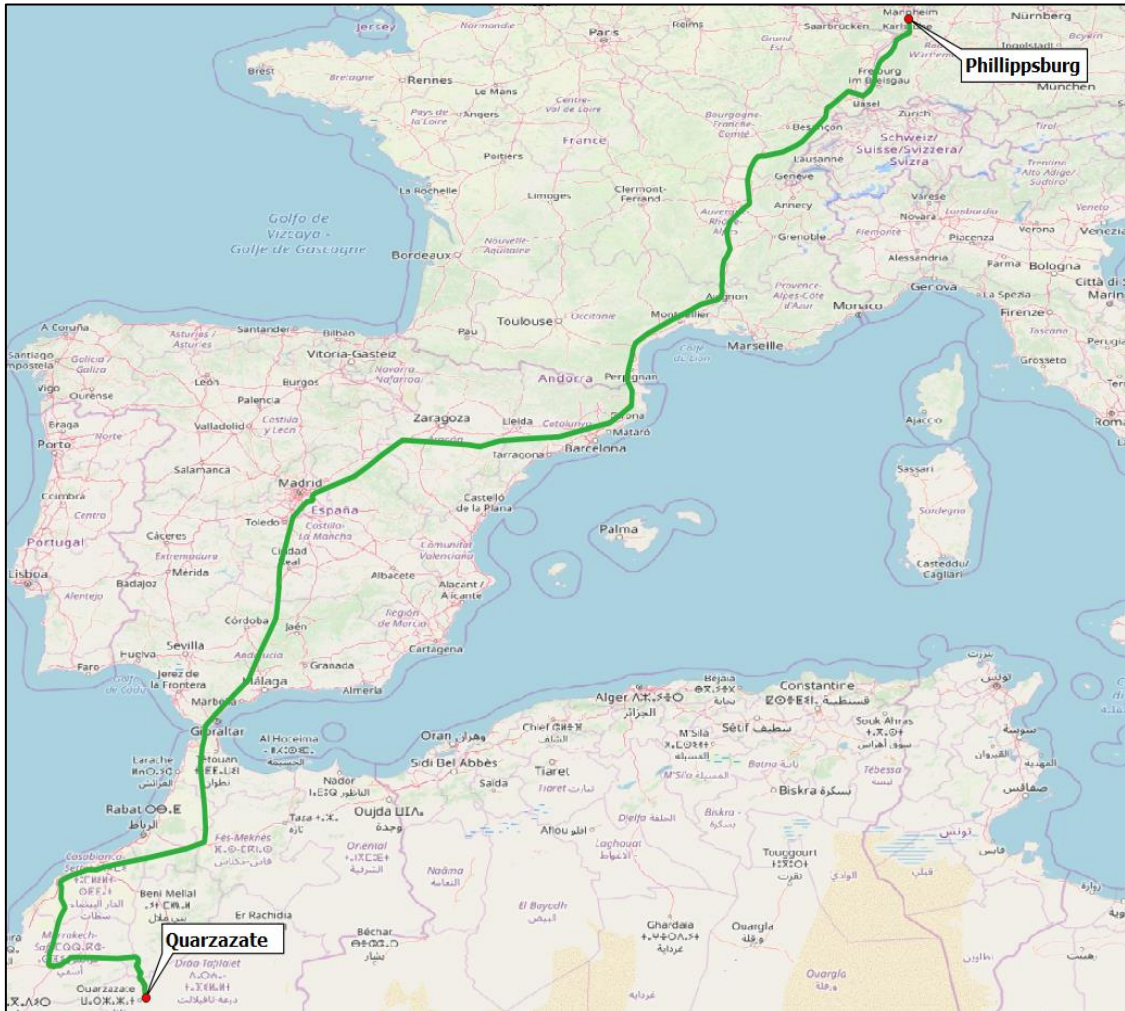
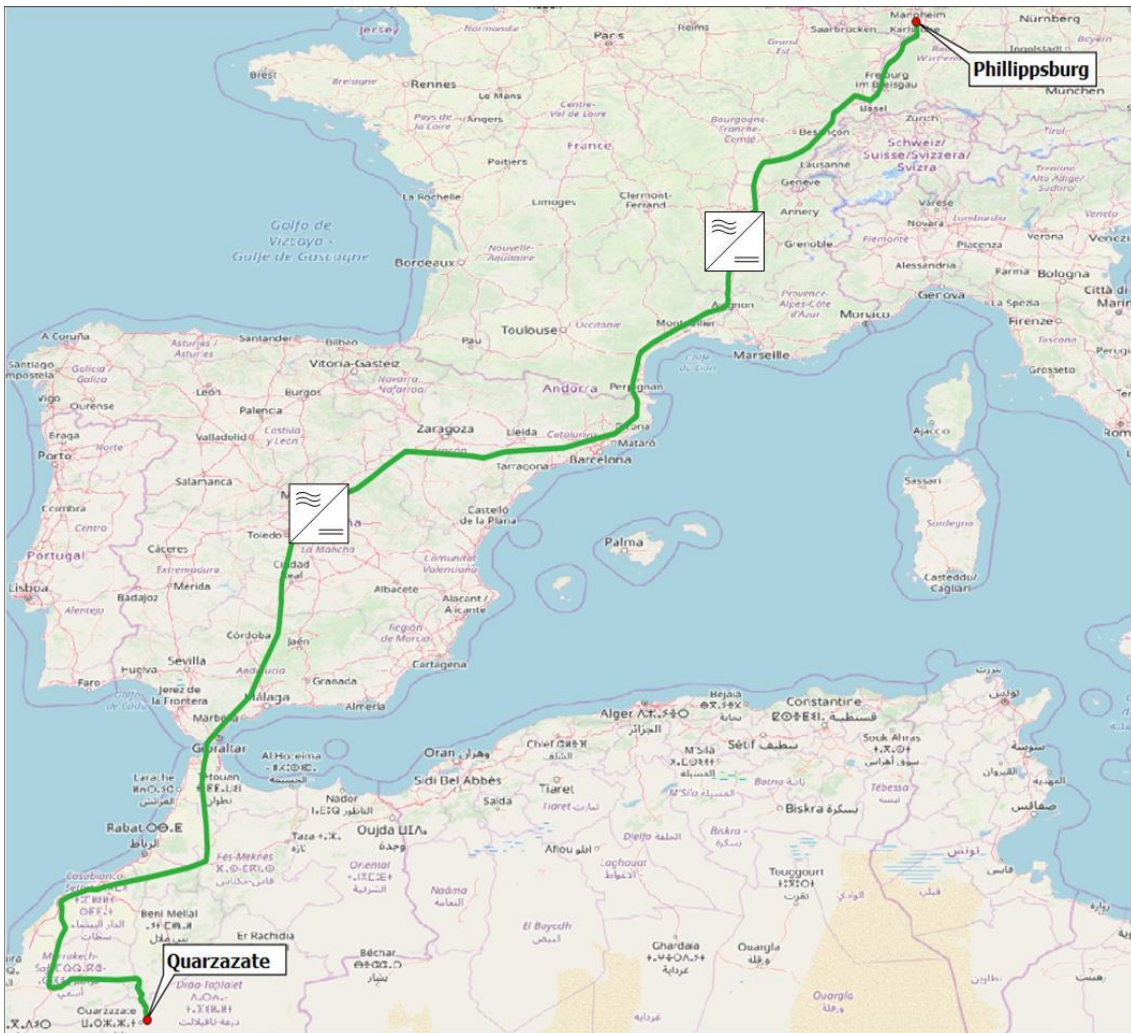


Abbildung 11 Streckenverlauf Quazazate nach Phillipsburg (Variante 2)

Dedizierte Übertragungsleitungen nach Madrid und Lyon

Ein weiterer Untersuchungspunkt ist die Betrachtung von dedizierte Übertragungsleitungen vom UW Quazazate nach UW Madrid und ein weitere nach UW Lyon mit einer jeweiligen Nominalleistung von 1,5 GW. In Abbildung 12



ist dies symbolisch dargestellt. Technologisch wurden für diese Variante drei separate Freileitungssysteme betrachtet, die zwar teilweise parallel verlaufen aber elektrisch nicht direkt miteinander gekoppelt sind. Diese zusätzliche Übertragung würde einen systemischen Längenbedarf von 4319 km benötigen. Um dies zu verkürzen könnte innerhalb Marokkos die Leistung über eine 6 GW Übertragungsstrecke realisiert werden. Jedoch würde dies zur direkten Kopplung der Systeme führen. Im Weiteren wird dies nicht betrachtet.

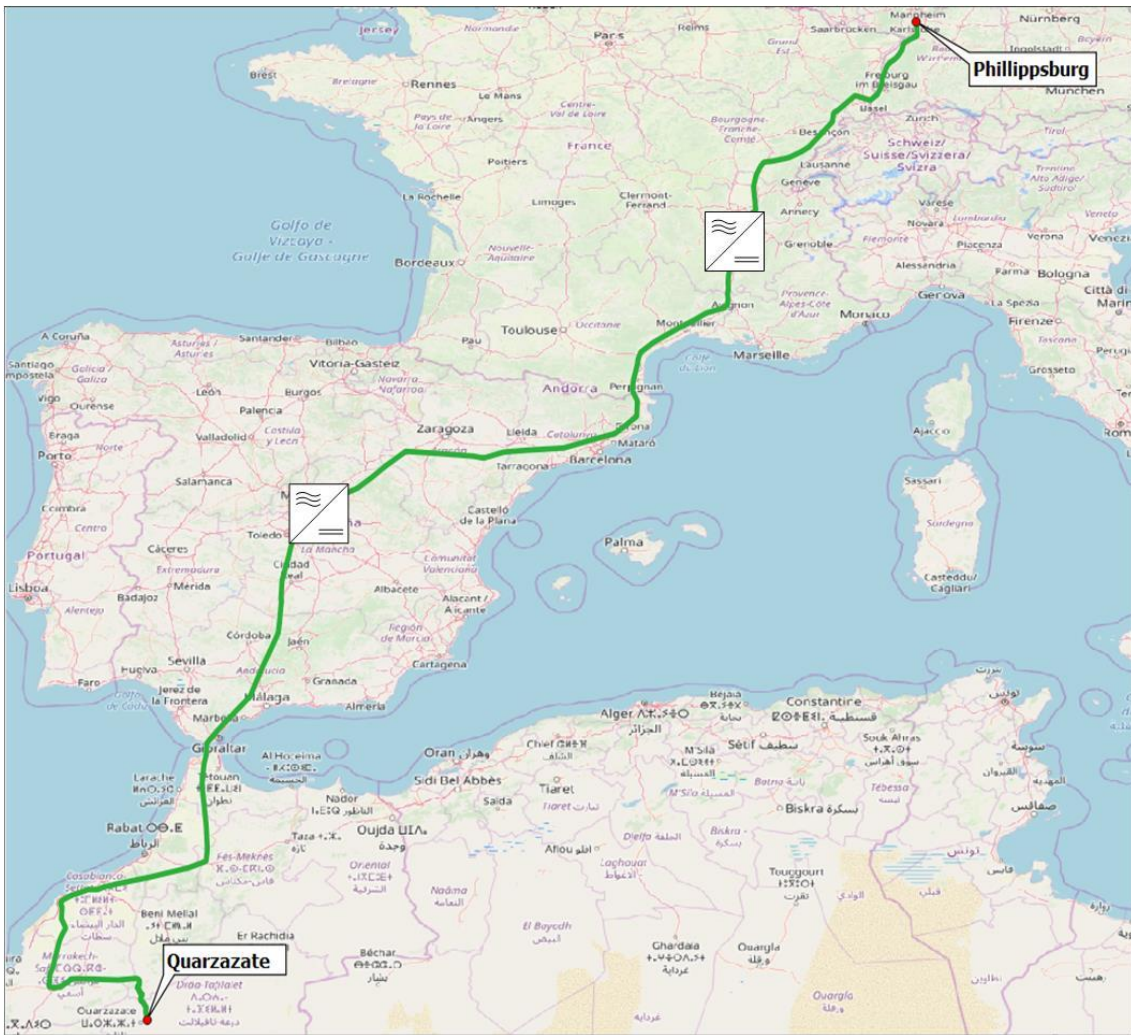


Abbildung 12 Dedizierte Abschnitte mit drei Entnahmepunkten (Variante 2)

Zusammengefasst werden die drei ermittelten Trassen quantitativ in Tabelle 2 beschrieben. Es ist zu erkennen, dass die Variante 2 die geringste Gesamtlänge mit 3481 km aufweist. Der Atlantikküstenverlauf folgt mit 5068 km und die Untersuchung mit den dedizierten Leitungen schließt mit 8000 km ab.

Tabelle 2 Vergleich der Längenabschnitte

Untersuchte Varianten	Gesamtlänge in km	Terrestrischer Anteil in km	Nautischer Anteil in km
Atlantikküstenverlauf	5068	788	4277
Landverbindung	3481	3456	25
Landverbindung (dediziert) ¹	8000	7925	75

2.6 Kostenabschätzungen

Zur Abschätzung der Investitionskosten der drei Varianten, wurden mehrere Studien herangezogen und die darin enthaltenden Kostenabschätzungen mit einander verglichen und gemittelt.

¹ Ausführung als 3 separate Einzelsysteme.

2.6.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten, welche sich rein auf Leistungen beziehen, wurden in die folgenden 3 Punkte unterteilt:

- Umrückerkosten
- Kabelkosten
- Freileitungskosten

Dort inbegriffen sind Transport, Montage und Inbetriebnahme. Die Berechnungsgrundlage wurde aus 5 Studien entnommen, welche wiederum von 5 separaten Institutionen stammen.

- Netzentwicklungsplan (NEP) [24]
- Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Cigré) [25]
- Deutsche Energie-Agentur (dena) [26]
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) [27]
- Asea Brown Boveri (ABB) [28]

Die Werte in den angegebenen Studien waren teilweise für unterschiedliche Leistungsklassen, Zeiträume, Entfernungen und Technologien angegeben. Es wurden deshalb die jeweiligen Schnittmengen ermittelt und daraus Mittelwerte gebildet. Die daraus resultierenden Werte wurden dann in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3 Investitionskostenabschätzung für 3 GW HVDC-Übertragung

Betriebsmittel	Einheit	Gemittelte Investitionskosten
LCC	Mio. € pro Station	378
VSC	Mio. € pro Station	391
Seekabel	Mio. € pro 1000 km	2500
Erdkabel	Mio. € pro 1000 km	1933
Freileitung	Mio. € pro 1000 km	508

Als Grundlage wurden die 3 GW Übertragungsleistung angenommen. Dabei ist zu erkennen, dass bei einer Entfernung von 1000 km die Kabelkosten die der Umrückerstationen übersteigen. Es ist anzunehmen, dass sich die Werte in der Zukunft aufgrund des technologischen Fortschritts weiter senken werden. Die hier verwendeten Werte sollen lediglich zur groben Abschätzung des Vorhabens dienen.

In Abbildung 13 und Abbildung 14 sind die Investitionskosten der gegebenen Szenarien aufgetragen. Es ist zu entnehmen, dass der Atlantikküstenverlauf mit dem Seekabel in der Investition die kostenintensivste Variante ist. Es werden ca. 25 Mrd. € benötigt um ein 3 GW Übertragungssystem bereitzustellen. Der Hauptanteil entfällt dabei auf die Seekabelkosten. Die Kosten der Freileitungen beschränken sich auf Marokko. Die nächstgünstigere Variante stellt sich die Landverbindung mit ausschließlicher Erdkabelnutzung heraus. Die Gesamtkosten betragen in diesem Fall ca. 16 Mrd. €, wobei ebenfalls der Großteil der Kosten auf die Kabel entfallen. Dagegen würde die Landverbindung mit Freileitungen lediglich auf einen Investitionsbetrag von ca. 4,1 Mrd. € kommen. Der Hauptkostenanteil wäre in diesem Fall der Freileitung zuzuschreiben. Wie

bereits in der Tabelle 3 zu erkennen, ist ab einer bestimmten Entfernung der Investitionskostenanteil der Umrichter sehr gering. Die eigentlichen Kosten werden dann vorrangig durch die verwendete Übertragungstechnologie (Kabel oder Freileitung) bestimmt.

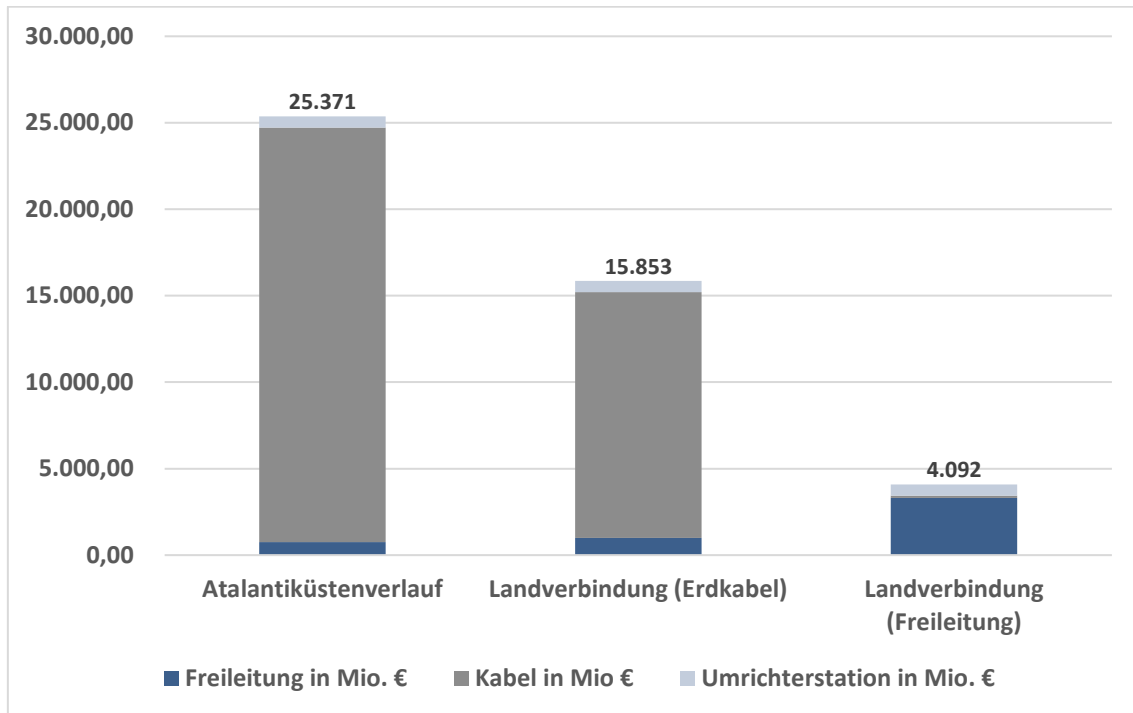


Abbildung 13 Investitionskosten einer 3 GW HVDC Übertragungsleistung für unterschiedliche Trassenvarianten

Neben den ersten beiden Trassen wurde ebenfalls eine Abschätzung zu den Kosten für die dezentrierten Systeme gemacht. Dabei wurde mit Blick auf die vorherigen Ergebnisse nur die Freileitungsvariant betrachtet. Die zwei Einzelsysteme würden einerseits ca. 1,9 Mrd. € andererseits ca. 3,2 Mrd. € kosten.

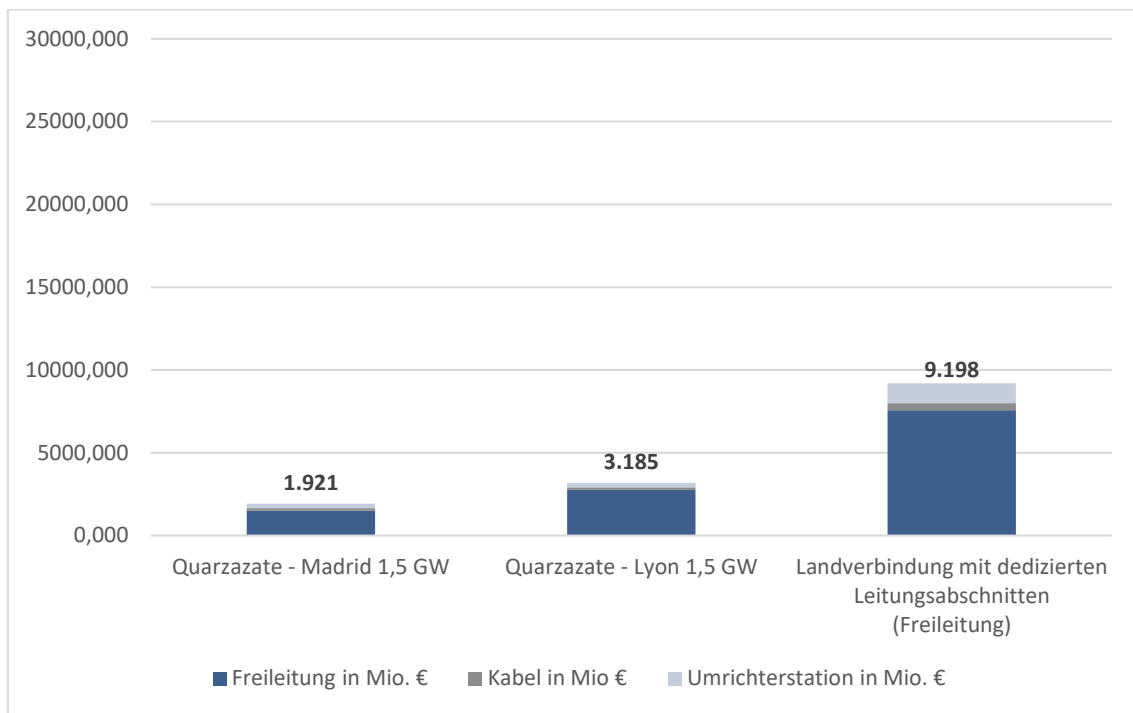


Abbildung 14 Investitionskosten des 3 GW Korridors mit Freileitungen und den zusätzlichen dedizierten Übertragungsstrecken

Die Investitionskosten aus Landverbindung mit dedizierten Leitungen würden, wie in Abbildung 14 dargestellt, ca. 9,2 Mrd. € betragen. Dieser Kostenzuwachs ist einerseits über die zusätzlichen Umrichter andererseits durch die erheblich längere Übertragungsstrecke zu erklären.

2.6.2 Übertragungsverluste

Die Untersuchungen aus Kapitel 2.5 ergeben sich für die Trassenverläufe folgende Übertragungslängen:

- Atlantikküstenverlauf 5068 km,
- Landverbindung 3481 km.

Für die Kosten der Verlustleitungen müssen folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Übertragungstechnologie (LCC oder VSC),
- Auslastung,
- Länge,
- Anzahl der Systeme pro GW.

Die resultierenden Übertragungsverluste im Betrieb sind in Abbildung 15 dargestellt. Die Verluste der Übertragung mit Spannungswischenkreis (VSC) übersteigen in jedem Szenario die der Übertragung mit Stromwischenkreis (LCC). Dieses Verhalten ist unabhängig von der Länge. Die leitungsbezogenen Verluste hingegen nicht, diese stehen über das Ohm'sche Gesetz in einem linearen Zusammenhang bei der Gleichspannung. Dadurch erklären sich die erhöhten Verluste bei der Seekabel-Variante. Allgemein müsste das System im Falle einer sichergestellten 3 GW Übertragung mindestens um diese Verlustleitung erweitert werden. Der Teillastbetrieb würde für ein verringern der Verluste sorgen.

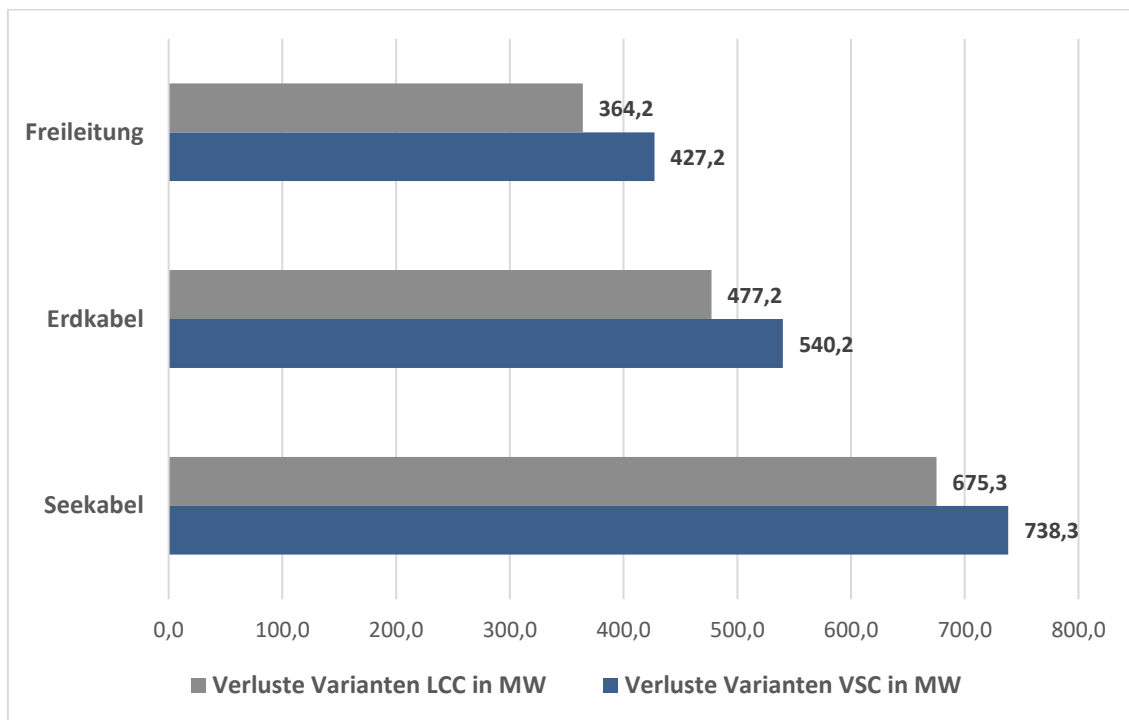


Abbildung 15 Vergleich der Verlustleistungen für unterschiedliche Übertragungstechnologien bei Vollast

Die Gesamtverluste der Hochspannungsgleichstromübertragungsstrecke setzen sich aus den durchschnittlichen Umrichterverlusten sowie den Übertragungs- bzw. Netzverlusten der DC-Verbindung zusammen.

Ausgehend von den öffentlich zugänglichen Kabeldaten und den zugehörigen Stromtragfähigkeiten wurde eine Abschätzung für die notwendige Anzahl paralleler Leiter für den Hin- und Rückleiter bestimmt. In Summe muss die geforderte Leistungsübertragung von 3000 MW gewährleistet werden. Im Weiteren wurde mit den Leiterquerschnitten und den entsprechenden spezifischen Leitfähigkeiten von Aluminium bzw. Kupfer sowie den abgeschätzten Kabel- oder Freileitungslängen für die beiden Verbindungsvarianten der DC-Widerstand der Verbindungen bestimmt. Bei der Berechnung wird zudem eine Leitertemperatur von 90°C für die Kabel und 75°C für die Freileitungen angenommen. Diese Temperaturen stellen nicht notwendigerweise übliche Betriebstemperaturen dar, sind jedoch für eine Abschätzung der maximalen Übertragungsverluste heranzuziehen.

Im Anschluss konnten dann über eine Volllaststundenabschätzung die ohmsche Leitungsverlustleistung bei Vollast bestimmt werden. Weitere Verlustmechanismen innerhalb der Freileitungen und Kabel wurden nicht berücksichtigt. Der Leitungsverlustleistung wurde die durchschnittliche Umrichterverlustleistung bei Vollast aufgeschlagen, um die Gesamtverlustleistung einer Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindung bei Volllastbetrieb zu erhalten. Die durchschnittlichen Umrichterverluste werden für VSC-Anlagen mit 0,9 – 1,75 % und für LCC-Anlagen mit 0,7 % angegeben, daher wurde bei der Berechnung zwischen den LCC und VSC-Umrichtern unterschieden.

Hieraus abgeleitet würden die Hochspannungsgleichstromübertragungsstrecke je nach Variante und Umrichtertechnologie Wirkungsgrade von 75,4 - 87,5 % für VSC-Umrichter und 77,5 - 87,9 % für LCC-Umrichter bei Vollast erzielen.

Für zwei Szenarien mit den Volllaststundenzahlen 4500 h und 7500 h pro Jahr erfolgte anschließend die Berechnung der Verlustenergie pro Jahr. Für die monetäre Bewertung der berechneten

Verlustenergie wurden die von TenneT TSO GmbH veröffentlichten, durchschnittlichen Beschaffungskosten für Verlustenergie aus dem Jahr 2018 mit 3,03 Ct/kWh herangezogen [29]

Aus der vorherigen Betrachtungen und dem Einbezug von den Nutzungsdauern, ergeben sich die jeweiligen Übertragungskosten in Abbildung 16. Es werden die Variationen aus Technologie, Streckenführung und Nutzungsdauer für den Freileitungsbetrieb und dem Kabelbetrieb von 40 Jahren gegenübergestellt.² Die VSC Seekabel Variante mit einer Nutzungsdauer von 4500 Stunden pro Jahr fällt mit 5,9 Cent/kWh am teuersten aus. Die hohen Investitionskosten mit lediglich 180.000 Volllaststunden in 40 Jahren sorgen für diese Übertragungskosten. Aufgrund der geringeren Umrichterverluste, ist die LCC Seekabel Variante 0,16 Cent/kWh günstiger im Betrieb. Da die Umrichterverluste unabhängig von der Entfernung und dem eingesetzten Übertragungsmedium sind, ist das günstigere Verhalten in jedem weiteren Szenario zu erkennen. Mit einer erhöhten Zeit im Volllastbetrieb, von 7500 h, sinken die Übertragungskosten auf 3,54 Cent/kWh bzw. 3,45 Cent/kWh ab. Tendenziell ist zu erkennen, dass die Investitionskosten einen deutlichen Einfluss auf die Übertragungskosten innehaben. Es ist ähnliche wie in Abbildung 13 eine Kostenabnahme von Seekabel über Erdkabel hin zu der Freileitung zu erkennen.

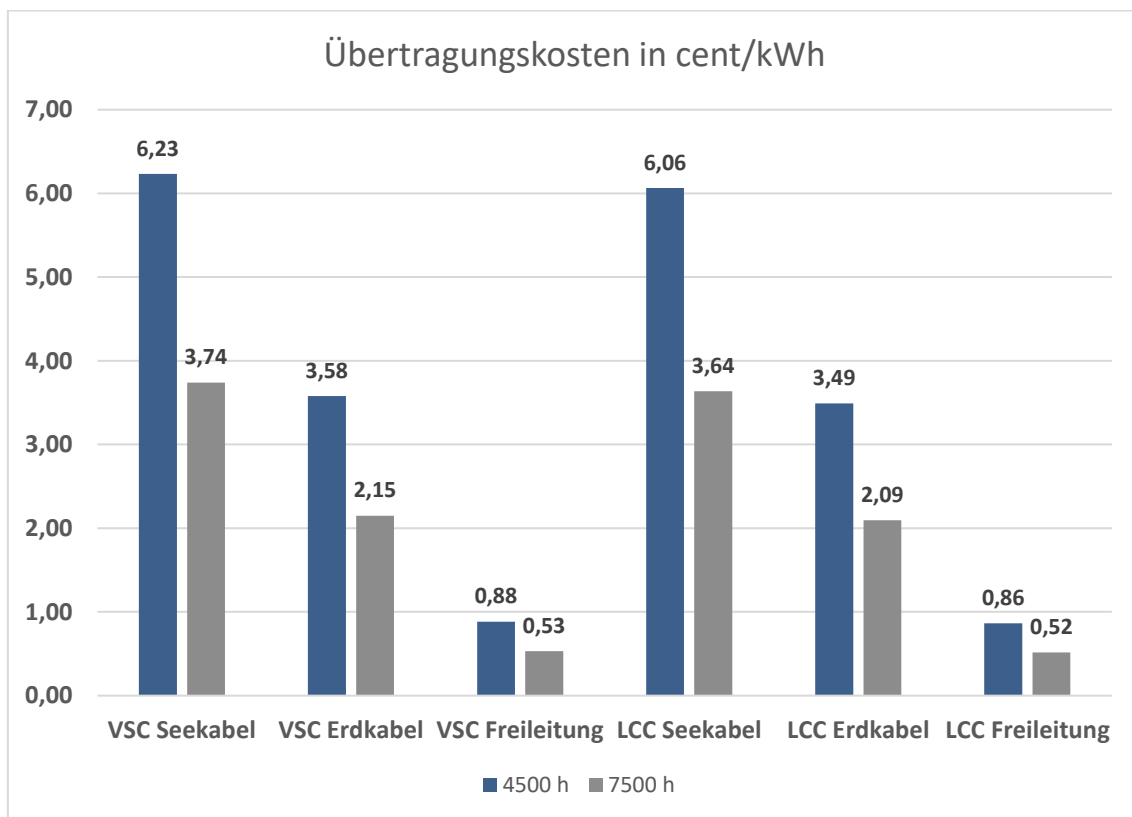


Abbildung 16 Gegenüberstellung der Übertragungskosten zwischen der LCC und VSC Betriebsweise

Der LCC Technologie mit Freileitungsübertragung stellt die wirtschaftlichste Variante dar. Bei einem Betrieb von 40 Jahren und einer Nutzungsdauer von 7500 h/a ergeben sich damit Übertragungskosten von 0,52 Cent/kWh. Dieser Betrag müsste dann ebenfalls auf die Stromgestehungskosten addiert werden um einen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten zu können.

² Bei den Berechnungen wurde auf die Abzinsung mit der Bar-Wert-Methode verzichtet. Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass der Freileitungsbetrieb deutlich länger betrieben werden kann.

2.7 Verfügbarkeit

Die angegebenen Nutzungsdauern hängen stark mit der Verfügbarkeit zusammen. Wenn eine Kabel wegen Wartungen oder Ausfall nicht genutzt werden kann, wirkt sich das wie in Abbildung 16 gezeigt auf die Betriebskosten aus. Die hier untersuchten Übertragungsentfernungen (und Spannungsebenen) für Kabel sind einzigartig und wurden zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht realisiert. Des Weiteren muss explizit darauf hingewiesen werden, dass unterschiedliche Spannungsebenen mit unterschiedlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten behaftet sind. Bei höheren Spannungen treten andere Effekte in Erscheinung als bei niedrigeren Spannungen. Das bedeutet, dass bei einer großen Anzahl von 110 kV Ausfällen keine Rückschlüsse auf die 380 kV – Ebene gemacht werden kann. Unabhängig von der Technologie steigt mit der Entfernung die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einer Unterbrechung der Übertragung kommt. Mit Blick auf die untersuchten Varianten hat dies einen erheblichen Einfluss auf die Verfügbarkeit und damit auf die erzielten Erträge. Laut der Cigré finden die meisten Seekabelunterbrechungen in Tiefen von 0 bis 500 m statt. Dabei handelt es sich in den meisten Fällen um Schiffsanker oder bodennahe Fischereinetze [30]. In dem hier vorgestellten See-Streckenverlauf werden sich nach heuristischer Auswertung ca. 10% des Kabelabschnitts in einem solchen Bereich befinden. Dies ist vor allem der Abschnitt am Ärmelkanal zwischen Großbritannien, Frankreich und den Niederlanden. In dem Bereich sollten erhöhte Sicherheitsmaßnahmen und Sorgfalt gewaltet werden.

Falls es zu einem Ausfall kommt, muss mit einer Ausfalldauer von ca. 60 Tagen gerechnet werden. Dies liegt einerseits an der Verfügbarkeit von Mannschaft, Kabelleger und benötigtem Material andererseits an dem Wetter. Wenn im Fehlerfall die ersten drei Punkte vorhanden sind und das Wetter für den Zeitraum der Reparatur geeignet ist, kann die Ausfalldauer signifikant verkürzt werden. Jedoch muss davon ausgegangen werden, dass bei der begrenzten Anzahl Kabelleger und Crewmitgliedern dies nicht einzuhalten ist. Ein zusätzlicher Punkt ist, dass die Verfügbarkeit von Seekabeln sensitiver auf den Ort als auf die Spannungsebene reagiert. Wodurch Kabel in offenen Gewässern eher zu langen Reparaturzeiten neigen, als Kabel vor der Küste. Dies kann mit den extremeren Wetterlagen erklärt werden [30].

Bei den Varianten mit Freileitungsbetrieb sind die Fehlerdauern erheblich geringer. FL besitzen durch die Luft ein selbstheilendes Isoliermittel. Zwar kommt es häufiger zu Störungen und kurzfristigen Abschaltungen, jedoch hat dies keine großen Auswirkungen auf die generelle Verfügbarkeit und damit auf die Wirtschaftlichkeit. Bei Kabeln ist dies anders gelagert, zwar treten hier seltener Störungen auf, doch bei einem Fehlereintritt, sind die Folgen langwieriger und haben dadurch direkt Einfluss auf die wirtschaftliche Betriebsweise [31].

3 Politisch-Regulatorische Umsetzbarkeit

Aus Sicht der DESERTEC Foundation hängt die wirtschaftliche Umsetzbarkeit eines Stromimports aus Nordafrika stark von den Rahmenbedingungen für die Nutzung der hierfür zu errichtenden Übertragungsleitung ab. Diese sollte, vereinfacht gesagt, optimalerweise den Charakter einer Kraftwerksanschlussleitung haben. Dabei sind insbesondere zwei Aspekte relevant:

- Die Vermarktung des in Nordafrika produzierten Stroms am deutschen Strommarkt und somit ein Erlösstrom auf Basis des deutschen Strompreisniveaus muss möglich sein.
- Die Übertragungskapazität muss exklusiv für den Investor zur Verfügung stehen. Eine Konkurrenz um den Zugang zur Übertragungskapazität mit anderen möglichen Nutzern, z. B. zukünftig errichteten Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, würde hingegen als hohes Risiko eingeschätzt und könnte die Wirtschaftlichkeit des Projektes gefährden.

In diesem Kapitel soll deshalb diskutiert werden, ob solche Nutzungsbedingungen politisch-regulatorisch umsetzbar erscheinen. Dabei ist insbesondere der Rechtsrahmen der europäischen Union relevant. Dies gilt einerseits, weil die Frage des Zugangs und der Nutzung von Übertragungsleitungen auf dem Gebiet der europäischen Union ein wesentliches Element des Strombinnenmarkts darstellt und somit umfassend durch das europäische Recht geregelt ist. Für nationale Gesetzgeber oder nationale Behörden bestehen deshalb nur geringe Spielräume bei der Regelsetzung bzw. Regelauslegung. Andererseits erscheint es auch sinnvoll, den europäischen Rechtsrahmen für diese Prüfung als fest vorgegeben anzusehen. Zwar wird dieser Rechtsrahmen, wie zuletzt im Jahr 2019, durch das Clean Energy for All Europeans Paket von Zeit zu Zeit an zwischenzeitliche Entwicklungen angepasst. Es handelt sich dabei jedoch jeweils um einen komplexen Prozess zur Austarierung der Interessen von Kommission, Parlament und Regierungen der Mitgliedsstaaten, so dass eine gezielte Veränderung des Rahmens zur Verbesserung der Bedingungen für ein spezielles Projekt unrealistisch erscheint.

3.1 Anwendbarkeit der EU-Regulativen für Übertragungsleitungen

3.1.1 Konzept von Merchant Lines

Zu den wesentlichen Prinzipien des europäischen Strombinnenmarkts gehört die Einordnung der Netzinfrastruktur als natürliches Monopol. Da eine effiziente Nutzung dieser Infrastruktur somit alleine aufgrund wettbewerblicher Prozesse nicht zu erwarten ist, ist eine staatliche Regulierung notwendig. Zu den wesentlichen Aufgaben der Regulierung gehören die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für alle potenziellen Netznutzer sowie einer angemessenen und gerechten Bepreisung der Netznutzung. Einen wesentlichen Bestandteil der etablierten Netznutzungsregeln stellt dabei das sogenannte Unbundling dar, das heißt die rechtliche und organisatorische Trennung des von sogenannten Netzbetreibern übernommenen Netzbetriebs (inkl. Planung und Instandhaltung) von den im Wettbewerb stehenden Teilen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Dieses Unbundling soll insbesondere gewährleisten, dass Netzbetreiber sich gegenüber ihren Kunden tatsächlich nicht-diskriminierend verhalten und insbesondere jedes Verhalten, das die Geschäfte verbundener, im Wettbewerb stehender Unternehmen begünstigen würde, unterlassen. Im hier relevanten Bereich der Stromübertragung ist das Unbundling besonders streng, weil die europäische Strombinnenmarkttrichtlinie (aktuelle Fassung 2019/944/EU) nicht nur eine rechtliche und organisatorische Trennung, sondern tat-

sächlich eine Entflechtung auf Ebene der Unternehmensanteile fordert (sog. Ownership Unbundling). Als Alternative kommen allenfalls Durchführungsvarianten wie der sogenannte Independent Transmission Operator in Frage, bei denen durch spezielle Regelungen z. B. zum Leitungspersonal eine hohe Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetriebs sichergestellt ist.

Übertragungsnetzleitungen sollen also im Grundsatz allen potenziellen Netznutzern zur Verfügung stehen. Übertragungsnetzbetreiber erhalten eine regulatorisch festgesetzte Rendite auf das eingesetzte Kapital, erzielen Gewinne aber nicht aus der nur mit Hilfe der Übertragungsnetzinfrastruktur möglichen Ausnutzung von Preisunterschieden zwischen Märkten (sogenannte Engpassrente). Wäre letzteres der Fall, bestünde für Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig ein Anreiz, das Angebot von Übertragungskapazität auf ein Maß zu begrenzen, das unterhalb des gesellschaftlich erwünschten Wertes läge, um eine Monopolrendite zu erzielen.

Diese allgemeinen Prinzipien widersprechen der von DESERTEC Foundation ins Auge gefassten exklusiven Nutzung einer Verbindungsleitung zwischen Nordafrika und Deutschland. Allerdings sah und sieht das europäische Recht für einzelne grenzüberschreitende Verbindungsleitungen immer wieder Ausnahmen vom allgemeinen Grundsatz vor. Leitungen, für die solche Ausnahmen gelten, werden im Fach-Sprachgebrauch gemeinhin als Merchant Lines bezeichnet, weil sie von einem Akteur nicht primär mit dem Ziel der Bereitstellung regulierter Netzinfrastruktur, sondern zur Erschließung neuer Märkte geplant, errichtet und mit Gewinnerzielungsabsicht betrieben werden. Charakteristisch für Merchant Lines ist die Möglichkeit, die Nutzung einer mit Gewinnerzielungsabsicht errichteten einzelnen Übertragungsleitung auf bestimmte Zwecke begrenzen und aus den erzielten Erlösen einen Gewinn vereinnahmen zu können.

Solch eine Abweichung vom allgemeinen Prinzip des diskriminierungsfreien Netzzugangs kann unter bestimmten Bedingungen zu rechtfertigen sein. Insbesondere bestand in den Anfangszeiten der Strommarktliberalisierung in Europa mit noch wenig detaillierten und nicht vollständig umgesetzten Unbundlingregeln eine erhebliche Gefahr monopolistischen Verhaltens der vielfach mit im Wettbewerb stehenden Akteuren verbundenen Netzbetreiber. Zusätzliche Übertragungsleitungen konnten in diesem Zusammenhang als Vehikel für die Marktöffnung dienen und eine Art von Wettbewerbsdruck auf bestehende Netzbetreiber aufbauen. Dieser Zweck rechtfertigte ggf. Ausnahmeregelungen und höhere Gewinnchancen als ansonsten im regulierten Netzbetrieb üblich. Einzelne Merchant Line Projekte, typischerweise kurze Verbindungen von Ländern mit niedrigen Strompreisen in benachbarte Märkte mit höheren Preisniveaus wurden dementsprechend auch realisiert (z. B. an der Nordgrenze Italiens). Mit Verschärfung und zunehmender Durchsetzung der Unbundlinganforderungen und gleichzeitig verfeinerten, am Bedarf orientierten Planungsprozessen wie z. B. dem in zweijährlichen Turnus vom europäischen Übertragungsnetzbetreiberverband erstellten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan TYNDP, ist jedoch gerade im Übertragungsnetzbereich die Notwendigkeit zur Errichtung von Verbindungsleitungen außerhalb des regulierten Bereichs stark zurückgegangen.

Es besteht jedoch weiterhin die Möglichkeit, für sogenannte neue Verbindungsleitungen eine Ausnahme von bestimmten Regulierungsanforderungen genehmigt zu bekommen. Details dazu sind in Artikel 63 der Strombinnenmarktverordnung 2019/943/EU geregelt. Hintergrund ist in diesem Zusammenhang aber nicht mehr die Wettbewerbsförderung, sondern die Frage der Risikoallokation für bestimmte Interkonnektorprojekte. Da Übertragungsnetzbetreiber im Regelfall nur eine regulatorisch begrenzte Rendite für ihre Projekte erhalten, ist ihr unternehmerischer Anreiz, Risiken zu übernehmen, um Gewinne zu erzielen, begrenzt. Bei den meisten Übertragungsnetzprojekten wird das unternehmerische Risiko einer Investition deshalb nicht oder nur zu geringen Teilen vom Übertragungsnetzbetreiber selbst getragen und stattdessen von der

Regulierungsbehörde bzw. dem durch diese vertretenen Kollektiv der Netznutzer übernommen. Dabei prüfen die Regulierungsbehörden regelmäßig die Vorteilhaftigkeit von Investitionsprojekten und zeichnen diese frei. Gerade im Bereich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen in Gleichstromtechnik, wie sie für Seekabelverbindungen oder für die Überwindung sehr langer Übertragungsentfernungen notwendig sind, stößt dieser Ansatz jedoch an Grenzen. Denn die Kosten derartiger Projekte sind häufig so hoch, dass – selbst bei im Erwartungswert vorhandener Wirtschaftlichkeit – Regulierungsbehörden vielfach nicht bereit sind, die entsprechenden Risiken zu übernehmen. Zudem ist die Errichtung entsprechender Verbindungsleitungen häufig solchermaßen kapitalintensiv, dass die bestehenden Übertragungsnetzbetreiber nicht in der Lage sind, die Finanzierung ohne Weiteres zu gewährleisten. Die Hereinnahme zusätzlichen Eigenkapitals wird aber wiederum durch die Regulierung und die möglichen Renditen begrenzt.

Vor diesem Hintergrund können Flexibilisierungen der Regularien für neue Verbindungsleitungen auch heute noch Sinn machen, insbesondere wenn sie auf Finanzierungsseite eine notwendige Voraussetzung darstellen, um Verbindungsleitungen zu realisieren, die im rein regulierten Modell nicht darstellbar wären. Das wesentliche Element dabei besteht regelmäßig darin, Investoren in solchen neuen Verbindungsleitungen zuzugestehen, Gewinne nicht aus einer regulatorisch festgelegten Verzinsung des eingesetzten Kapitals, sondern aus den mit dem Betrieb der Verbindungsleitung eingenommenen Erlöse (Engpassrenten) zu beziehen. Investoren werden dann Verbindungsleitungen insbesondere dort errichten, wo zwischen den zu verknüpfenden Märkten erhebliche Preisunterschiede erwartet werden.

Für dieses Geschäftsmodell der Errichtung und des Vertriebs von Verbindungsleitungen ist es jedoch nicht notwendig, Netznutzer von der Nutzung ausschließen zu können. Im Gegenteil beruht das Geschäftsmodell auf der Zurverfügungstellung der Übertragungskapazität an dafür zahlende Netznutzer.

Für die weiteren Überlegungen ist es entscheidend, den Unterschied zwischen diesem Geschäftsmodell des gewinnorientierten Betriebs von Infrastrukturen, die Teil des öffentlichen Stromversorgungssystems sind, und dem von DESERTEC Foundation geplanten Szenario einer exklusiven Nutzung einer Verbindungsleitung durch den Investor nachzuvollziehen.

3.1.2 Entwicklung der Regulierung von „Merchant Lines“

Die europäischen Vorgaben zum Strombinnenmarkt wurden über mehrere Gesetzgebungspakete hinweg weiterentwickelt. Dabei enthielt das sogenannte „Erste Binnenmarktpaket“ aus dem Jahr 1996 zwar die grundsätzliche Ausrichtung hin zu einem möglichst liberalisierten Strommarkt, der auf einer diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellenden Übertragungsnetzinfrastruktur basiert. Die Netzzugangsregeln waren aber noch wenig detailliert und enthielten z. B. noch keine Vorgabe, dass der Netzzugang durch Regulierungsbehörden zu beaufsichtigen sei. Derartige Vorgaben wurden erst mit dem „Zweiten Binnenmarktpaket“ aus dem Jahr 2003 eingeführt, das die Grundlage für viele auch heute noch gültige Regularien zur Organisation des europäischen Strommarkts gelegt hat. Unter anderem hat die Strombinnenmarktverordnung in der Fassung des zweiten Pakets (2003/1228/EU) erstmals Regelungen zu neuen Verbindungsleitungen beinhaltet, die sich in weiten Teilen auch heute noch in der aktuell gültigen Fassung 2019/943/EU wiederfinden.

Kernelemente dieser Regelung sind nachfolgend dargestellt:

- Für neue Verbindungsleitungen in Gleichstromtechnik wird die Möglichkeit eingeräumt, diese von einzelnen der allgemeinen Anforderungen an Übertragungsleitungen im Gebiet

der EU freizustellen. Die Regelungen, zu denen eine Ausnahme gewährt werden kann, betreffen insbesondere die Verwendungsbestimmungen Engpasserlöse, die Gewährleistung des Zugangs Dritter sowie die regulatorische Festsetzung von Regeln für den Netzzugang und Tarifen für die Netznutzung.

- In Ausnahmefällen können die Ausnahmen auch für Drehstromleitungen angewendet werden.
- Ausnahmen können nur unter enggefassten, im Grundsatz kumulativen Voraussetzungen gewährt werden. Diese beinhalten
 - eine Verbesserung des Wettbewerbs in der Stromversorgung,
 - Risiken, die ohne Ausnahme eine Investition ausschließen,
 - von bestehenden Netzbetreibern zumindest der Rechtsform nach getrenntem Eigentum,
 - eine Zahlung von Entgelten durch Netznutzer,
 - keine Querfinanzierung über Netzentgelte und
 - keine nachteiligen Effekte auf Wettbewerb oder effektives Funktionieren des Binnenmarkts oder der Anschlussnetze.

Im dritten Binnenmarktpaket (2009) wurden die Regelungen in der Verordnung 2009/714/EU weitgehend übernommen. Es erfolgte aber an verschiedenen Stellen eine Verschärfung der Anforderungen:

- Artikel 17 Abs. 4 der Verordnung fordert nun sowohl eine Einzelfallprüfung zur zeitlichen Begrenzung der Ausnahme als auch zur Auferlegung von Regelungen für die Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs. Damit spiegelt sich die Tendenz wider, Ausnahmen als Finanzierungsinstrument für Interkonnektoren zu sehen, die aber dennoch einen Teil der den Netznutzern zur Verfügung stehenden Infrastruktur darstellen.
- Das bestätigt auch die Anforderung, ungenutzte Kapazitäten am Markt anzubieten und Netznutzern einen Sekundärhandel von Kapazitäten zu ermöglichen. Damit wird der Zugang zu der Übertragungskapazität ein handelbares Gut und kann nicht auf einzelne Akteure beschränkt werden.
- Zudem verschieben sich die Entscheidungskompetenzen bzgl. Ausnahmen von Mitgliedsstaaten zu Institutionen der Europäischen Union. Bei Nichteinigkeit der Regulierungsbehörden der beteiligten Mitgliedsstaaten wird die Entscheidungskompetenz an die mit dem dritten Paket neu geschaffener Agentur ACER übertragen. Außerdem wird der Europäische Kommission das Recht zugestanden, von den Entscheidern Änderungen oder Widerrufe von Genehmigungen zu verlangen. Sie bekommt damit ein faktisches Vetorecht bzgl. der Ausnahmegenehmigungen. Sie kann zudem Ausführungsbestimmungen zur Anwendung der Kriterien für die Gewährung von Ausnahmen erlassen.

Mit dem dritten Binnenmarktpaket werden damit alle notwendigen Voraussetzungen geschaffen, um Ausnahmegenehmigungen nur noch dann zu erteilen, wenn sie klar den Zielen des Binnenmarktes wie einer Intensivierung des Wettbewerbs und der Erhöhung der Interkonnektivität zwischen den Mitgliedsstaaten dienen.

Im Clean Energy Package, das man als viertes Binnenmarktpaket bezeichnen kann, werden die Regelungen zu neuen Verbindungsleitungen weitgehend unverändert übernommen. Parallel

dazu zeigt sich aber eine Diskussion über die Frage, wie Leitungen aus Drittländern – um eine solche würde es sich beim Projekt der DESERTEC Foundation dann handeln, wenn es ab der Grenze der EU keine Stromentnahmestelle/Stromeinspeisestelle bis zum Endpunkt der Leitung aus Deutschland gäbe – mit Blick auf die Anwendbarkeit des Rechts der Europäischen Union zu behandeln sind. Sofern solche Leitungen als Verbindungsleitungen einzustufen sind, ist das EU-Recht anwendbar. In der Vergangenheit waren Verbindungsleitungen jedoch lediglich als Leitungsverbindungen zwischen Mitgliedsstaaten definiert.

Diese Frage wird mit größerer Heftigkeit im Gasmarkt diskutiert, insbesondere aufgrund des politisch brisanten Projekts Nordstream 2. Nach einer jüngsten Präzisierung der einschlägigen Gasmarkt-Richtlinie ist dort eindeutig geregelt, dass ab der Grenze der Europäischen Union auch Leitungen aus Drittländern, unabhängig davon, ob die Anbindung land- oder seeseitig erfolgt, den Status einer Verbindungsleitung haben und damit EU-Recht unterliegen:

„Verbindungsleitung“ eine Fernleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten quert oder überspannt und dem Zweck dient, die nationalen Fernleitungsnetze dieser Mitgliedstaaten zu verbinden, oder eine Fernleitung zwischen einem Mitgliedstaat und einem Drittland bis zum Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten oder dem Küstenmeer dieses Mitgliedstaats;

Im Strombereich ist die Lage weniger eindeutig. Der ursprüngliche Kommissionsvorschlag zum Clean Energy Package enthielt eine wirkungsgleiche Formulierung. Die letztendlich beschlossene Fassung der Strombinnenmarktrichtlinie 2019/944/EU enthält aber wieder eine weichere Formulierung:

„Verbindungsleitung“ bezeichnet eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet;

Diese Definition schließt zumindest nicht aus, eine Leitung von Nordafrika nach Deutschland, die keinen Ein- oder Ausspeisepunkt in einem anderen Mitgliedsstaat hat, nicht als Verbindungsleitung und damit als eine nicht unter das EU-Recht fallende Leitung einzustufen. Es wäre allerdings eine – im Rahmen dieser Studie nicht zu leistende – juristische Prüfung notwendig, ob die Tatsache, dass eine solche Leitung zwangsläufig das Gebiet der Mitgliedsstaaten überspannt alleine für eine Einstufung als Verbindungsleitung ausreicht.

3.1.3 Konsequenzen für das Projekt der DESERTEC Foundation

Auf Basis der bisherigen Überlegungen lässt sich festhalten, dass die beabsichtigte Nutzung der Verbindungsleitung durch DESERTEC Foundation mit den normalen Regularien für die Nutzung von Übertragungsleitungen auf dem Gebiet der EU nicht vereinbar ist. Das beabsichtigte Nutzungskonzept wäre deshalb nur dann durchführbar, wenn EU-Recht hier nicht anwendbar wäre, weil die Leitung als eine nicht dem EU-Recht unterliegende Drittlandsleitung eingestuft würde oder weil eine entsprechende Ausnahme gewährt würde.

Die Anwendbarkeit der Drittlandsregel ist für eine Leitungskonfiguration ohne Berührungspunkte mit den Übertragungsnetzen anderer EU-Staaten außer Deutschland zumindest nicht auszuschließen. Das zeigt auch die Existenz von Merchant Lines (z. T. auf niedrigerer Spannungsebene zwischen der Schweiz und Norditalien, deren Regulierungen nicht auf Basis der EU-Vorgaben sondern aufgrund von zwischenstaatlichen Vereinbarungen erfolgt). Angesichts der Entwicklungen in der jüngeren Zeit halten wir die Durchsetzbarkeit einer solchen Drittlandsregel jedoch in der Praxis für höchst fraglich. Die Diskussion um Nordstream 2 hat gezeigt, dass die EU offensichtlich erhebliches Interesse daran hat, die Regularien des Energiebinnenmarktes auch

auf Drittlandsleitungen auszudehnen und dies für zukünftige Fälle im Gasbereich auch bereits erreicht hat. Nach Einschätzung der Autoren musste Deutschland zur Erreichung für den Investor Gasprom akzeptabler Rahmenbedingungen für das Nordstream 2 Projekt in erheblichem Maße politisches Kapital aufwenden. Eine ähnlich gelagerte Positionierung im Falle einer Stromübertragungsleitung wäre vermutlich nicht haltbar. Dies gilt insbesondere, da mit erheblichem Widerstand weiterer Mitgliedsstaaten zu rechnen ist. In beiden im Kapitel 2 untersuchten Trassenvarianten müssten Teile des Staatsgebietes und/oder der Außerordentlichen Wirtschaftszone anderer Mitgliedsstaaten für die Leitung in Anspruch genommen werden. Hier zeigt sich aber ein Dilemma:

- Soll die Leitung bis nach Deutschland als Drittlandsleitung geführt werden, muss es sich um eine ununterbrochene Leitungsverbindung aus dem Drittland handeln. Wird der Leitungszug z. B. für eine Zwischenein- oder -ausspeisung unterbrochen, handelt es sich spätestens ab diesem Punkt um eine alle Anforderungen der Definition aus der Strommarkttrichtlinie erfüllende Verbindungsleitung, die unter EU-Recht fällt.
- Auf der anderen Seite ist damit zu rechnen, dass Mitgliedsstaaten auf einer Ein- und Ausspeisung in ihrem Land bestehen werden, weil sie nur so unmittelbar an den Benefits eines solchen Projektes partizipieren würden (siehe auch nachfolgende Überlegungen zur Planung und Genehmigung in Abschnitt 3.2)

Wenn aber eine Einstufung als Drittleitung zumindest fraglich ist, könnte das Ziel der DESERTEC Foundation nur über eine Ausnahmegenehmigung erreicht werden. Hierfür sehen wir jedoch erhebliche Hürden.

- Wie oben erläutert, sind Ausnahmegenehmigungen zwar nicht unmöglich, werden aber vor allem als Finanzierungsinstrument gesehen. Das wird auch dadurch belegt, dass die Empfänger der letzten Ausnahmegenehmigungen in Mitteleuropa entweder oft selbst TSOs waren (BritNed 2007) oder zumindest Infrastrukturinvestoren ohne eigenes Geschäft im Bereich der Stromerzeugung oder des Stromhandels (PiemontaSavoia2016, ElecLink 2014).
- Die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist explizit vorgesehen und u. a. auch Teil der Ausnahmegenehmigungen für o. g. Projekte.
- Ausnahmegenehmigungen können faktisch nicht gegen den Willen der EU erteilt werden. Dabei sind die Kriterien, die für die Erteilung einer Ausnahme erfüllt sein müssen, nicht eindeutig interpretierbar und bieten erhebliche Ermessensspielräume.
- Eine allgemeine Präferenz der Regulierungsbehörden innerhalb der Europäischen Union, privat betriebene Interkonnektoren möglichst analog zu sonstigen Übertragungsleitungen in den Strombinnenmarkt einzubinden, lässt sich zwar nicht belegen. Allerdings ist aus Projekt Baltic Cable sehr wohl ableitbar, dass im Falle von Deutschland und Schweden eine solche Präferenz bestand. Baltic Cable ist eine 600 MW Übertragungsleitung zwischen Deutschland und Schweden, die in privatem Besitz steht und nicht einem der regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zuzuordnen ist und in der Vergangenheit wie eine Merchant Line betrieben wurde. Im Laufe der vergangenen Jahre haben aber sowohl Deutschland als auch Schweden Baltic Cable als eine zu regulierende Übertragungsleitung eingestuft und insbesondere die Einhaltung aller Anforderungen an eine solche Leitung wie die Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs eingefordert. Auch wenn die Situationen wegen des hier klar anwendbaren Verbindungsleitungsstatus nicht direkt vergleichbar ist, so zeigt das Beispiel doch, dass der Status als Merchant Line im engeren Sinne für Übertragungsleitungen kritisch gesehen wird.

In Summe würden wir es zwar nicht für ausgeschlossen halten, dass ein Interkonnektorprojekt zwischen Nordafrika und Europa eine Ausnahmegenehmigung erhält. Ein solches Projekt müsste sich jedoch nach unserer Ansicht substantiell von den Plänen der DESERTEC Foundation unterscheiden.

- Die Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs würde höchstwahrscheinlich gefordert.
- Es würde sich die Frage stellen, warum für ein solches Projekt eine Verbindungsleitung bis Deutschland gebaut werden müsste. Aus europäischer Perspektive dürfte eine Verbindungsleitung zu einem der südlichen Mitgliedsstaaten die Kosten und Risiken deutlich verringern und das strategische Ziel der Nutzung nordafrikanischen Solarstroms zur Erreichung europäischer Ziele bei erneuerbaren Energien in gleicher Weise erfüllen. Angesichts der in Südeuropa teilweise deutlich höheren Großhandelsstrompreise wäre darüber hinaus der unmittelbare Benefit in Form der Verdrängung deutlich teurerer Erzeugung ggf. sogar höher als bei einem Transport bis Deutschland.
- Eine solche europäische Perspektive könnte insbesondere auch dadurch untermauert werden, dass neben dem Projekt der DESERTEC Foundation durchaus weitere Projekte zur engeren elektrischen Anbindung von Nordafrika an Europa bestehen, die keine so umfassenden Ausnahmen anstreben. So gibt es z. B. die von der Mittelmeerunion unterstützte Industrieinitiative Medgrid (siehe Abbildung 17). Ähnlich wie beim DESERTEC Foundation Projekt ist der nach außen erkennbare Projektfortschritt in den letzten Jahren gering. Die auf der Webseite des Projekts verfügbaren Informationen lassen aber vermuten, dass es vorrangig um einen „offenen und innovativen“ Ansatz zum Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur gehen soll und exklusive Nutzungsrechte für einzelne Akteure wohl nicht geplant sind.



Abbildung 17 Überblick über geplante Verbindungen in der Medgrid Initiative (Quelle: www.medgrid-psm.com)

3.2 Netzplanung und Genehmigung

Neben der insbesondere Netzzugang sowie Finanzierung und Erlösregulierung betreffenden Fragen des Status der von DESERTEC Foundation geplanten Leitungsverbindung sind für die Frage der politisch-regulatorischen Machbarkeit auch die Einbeziehung in die Netzplanung sowie die Genehmigung relevant.

Diese Fragen können potentiell eng zusammenhängen. Denn im Rahmen der Genehmigung von Netzausbauprojekten ist aufgrund des potenziell erheblichen Eingriffs in Schutzgüter den Genehmigungsbehörden regelmäßig die energiewirtschaftliche Vorteilhaftigkeit und Notwendigkeit der Leitung nachzuweisen.

Es ist nicht Bestandteil dieser Studie, die genauen Genehmigungsvoraussetzungen für Übertragungsleitungen in allen von dem Leitungsprojekt ggf. berührten Ländern zu untersuchen. Wir halten es aber für offensichtlich, dass der Status der Leitung die Zugangsregeln und die Wirkungen auf den Strombinnenmarkt ggf. die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit eines Leitungsprojektes durch die Genehmigungsbehörden erheblich beeinflussen können.

Nachfolgend diskutieren wir deshalb die möglichen Konsequenzen für den Planungs- und Genehmigungsprozess. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Planung und Genehmigung von Übertragungsleitungen in Europa zunehmend koordiniert stattfindet.

3.2.1 Europäische Koordination des Übertragungsnetzausbaus

Übertragungsnetze sind über Ländergrenzen hinweg verbunden. Deshalb beeinflussen sich Ausbauprojekte im Übertragungsnetz auch wesentlich. Seit dem dritten Energiebinnenmarktpaket ist der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E deshalb verpflichtet, im zweijährlichen Rhythmus einen sogenannten zehnjährigen Netzentwicklungsplan (TYNDP) zu erstellen. Faktisch beinhalten die Pläne nicht nur eine Voraussicht über die nächsten zehn Jahre, sondern auch über darüber hinausgehende, aber schon in der Planungs- oder Erwägungsphase befindliche Netzausbauprojekte mit grenzüberschreitender Bedeutung.

Kennzeichnend für den TYNDP sind die Verbindung von einem dezentralen Bottom-Up-Ansatz zur Projektsammlung und einer zentralen Top-Down-Bewertung dieser Projekte, wobei Stakeholder-Konsultationen auf unterschiedlichen Ebenen erfolgen. Zu Beginn jedes TYNDP-Zyklus definieren die Übertragungsnetzbetreiber basierend auf einer dezentralen Datensammlung und auf Studien mit unterschiedlichem regionalen Fokus Entwicklungsszenarien für das europäische Elektrizitätsversorgungssystem. Diese Entwicklungsszenarien definieren die Anforderungen an das Übertragungsnetz und bilden die Grundlage der Bewertung von Projekten.

Die Mehrzahl der zu bewertenden Projekte wird von den in ENTSO-E zusammengeschlossenen Übertragungsnetzbetreibern eingebracht, die auch wesentlich die Szenariendefinition und die Methoden der Bewertung mitbestimmen. Die Bewerbung steht deshalb insbesondere solchen Unternehmen offen, die im Besitz einer Übertragungsnetzbetreiberlizenz sind. Allerdings können sich auch Projekte für eine Berücksichtigung im TYNDP bewerben³, die eine Ausnahme-genehmigung nach Artikel 63 der Verordnung 2019/943/EU anstreben oder erhalten haben. Allerdings sind Projekte, die noch in der Konzeptphase sind, von der Bewerbung ausgeschlossen. Der Bewerber muss vielmehr ein vollständiges technisches Konzept für die Realisierung des geplanten Projektes vorlegen und die finanzielle und technische Kapazität zur Durchführung nachweisen. So erfordert der Nachweis der finanziellen Kapazität Vermögensgegenstände beim Antragsteller im Wert von wenigstens einer Million Euro. Beim Nachweis der technischen Kapazität sind z. B. Referenzen zu ähnlichen Projekten vorzulegen. Darüber hinaus muss er eines von mehreren Kriterien zum Nachweis der Eignung des Projektes erfüllen. Dafür geeignet sind z. B. er-

³ Siehe Guidance for Transmission and Storage Projects for applying to the TYNDP 2020. https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2020/190918_ENTSO-E%20Guidance%20for%20transmission%20and%20storage%20projects%20for%20applying%20to%20the%20TYNDP%202020_FINAL.pdf

folgte, nicht zurückgewiesene Bewerbungen um eine Ausnahme von der Regulierung, die Aufnahme in einen nationalen Netzentwicklungsplan oder ein Unterstützungsschreiben aller Regierungen von betroffenen Mitgliedsstaaten. Die geringste Schwelle aller möglichen Kriterien dürfte die Vorlage einer von den Übertragungsnetzbetreibern akzeptierten Feasibility Study oder Pre-Feasibility Study bzw. die Beauftragung der Übertragungsnetzbetreiber mit der Durchführung einer solchen Studie inkl. der Bereitstellung aller dafür notwendigen Daten sein.

Alle grundsätzlich berücksichtigten Projekte werden dann im Verlauf der Erstellung des TYNDP einer Kosten-Nutzen-Analyse (CBA), die von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt wird, unterzogen. Die Methode für die Durchführung der CBA wird von der Europäischen Kommission genehmigt. Sie ist im Grundsatz multikriteriell angelegt. Besondere Bedeutung hat aber die Bewertung der Wirkungen eines Projektes auf die sozio-ökonomische Wohlfahrt, insbesondere weil derartige Wirkungen mit Hilfe von Energiesystemmodellen gut quantifizierbar sind.

Die Ergebnisse der CBA sind Teil des offiziellen TYNDP Berichts. Sie sind auch Grundlage für die Bewerbung und Bewertung um eine mögliche Aufnahme in die gemäß Verordnung 2013/347/EU (TEN-E Regulation) periodisch alle zwei Jahre zu erstellende Liste der Projects of Common Interest (PCI) dar. PCI müssen neben einer positiven CBA in besonderem Maße zur Marktintegration im Binnenmarkt, zur Nachhaltigkeit der Stromversorgung oder zur Versorgungssicherheit beitragen. Mit dem PCI-Status gehen einerseits Möglichkeiten für die Bewerbung um finanzielle Unterstützung aus der Connecting Europe Facility einher. Andererseits sind für PCI-Projekte aufgrund europarechtlicher Vorgaben beschleunigte Genehmigungsverfahren etc. vorzusehen. So wird bei einem PCI-Projekt die energiewirtschaftliche Notwendigkeit nicht mehr separat nachzuweisen sein.

3.2.2 Nationale Planung und Genehmigung

Ebenfalls auf Basis europäischer Vorgaben sind die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union verpflichtet, nationale Netzentwicklungspläne aufzustellen. Mit der Umsetzung sind in der Regel die nationalen Übertragungsnetzbetreiber betraut. Allerdings sind die Regeln für die Aufnahme von nicht von den Übertragungsnetzbetreibern betriebenen Leitungsprojekten in die nationalen Netzentwicklungspläne nicht klar kodifiziert und nicht völlig transparent.

Die Erstellung erfolgt jedoch größtenteils in einem ähnlichen, an den TYNDP-Prozess angelehnten Verfahren, bei dem zunächst ein Szenariorahmen aufgestellt wird und Projekte anschließend anhand dieser Szenarien bewertet werden.

Speziell am Beispiel Deutschland lässt sich zeigen, dass im Vergleich zum TYNDP die Aufstellung des nationalen Netzentwicklungsplans⁴ eine deutlich detailliertere Interaktion mit Aufsichtsbehörden erfordert und die Aufnahme von Projekten in den Plan auf deutlich größere Hürden stößt. So wird der bei der Bewertung zugrunde zu legende Szenariorahmen explizit von der Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur genehmigt, und auch der Netzentwicklungsplan selbst wird von der Bundesnetzagentur geprüft und genehmigt. Im Zuge der Genehmigung werden regelmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Projekte aus dem Netzentwicklungsplan gestrichen. Generell ist bei der Genehmigung der Ansatz zu erkennen, Netzausbaumaßnahmen primär dann zu genehmigen, wenn sie für den sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems jedenfalls notwendig sind, gleichzeitig aber den Ausbau auf das absolut notwendige Maß zu beschränken.

⁴ Detaillierte Informationen zum Prozess sind unter www.netzentwicklungsplan.de verfügbar

Auf Basis des genehmigten Netzentwicklungsplans wird in Deutschland dann gesetzlich ein Bundesbedarfsplan für den Ausbau des Übertragungsnetzes beschlossen. Die Aufnahme in diesen Bundesbedarfsplan bedeutet – ähnlich wie die Verleihung des PCI-Status – bestimmte genehmigungsrechtliche Vorteile (z. B. die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als relevante Planungs- und Genehmigungsbehörde) und ist als Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit einer Leitung geeignet.

Für eine Leitung, die nicht in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird, kann dennoch eine Genehmigung beantragt werden, wobei die relevanten Genehmigungsbehörden dann i. d. R. die Bundesländer sind. Allerdings ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Leitung dann separat nachzuweisen. Bisher fehlen Erfahrungen dazu, ob der Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit für eine nicht im Bundesbedarfsplan aufgenommene Übertragungsleitung gelingen kann. Wir hielten einen solchen Nachweis jedoch zumindest für schwierig, da der nationale Netzentwicklungsplan den Anspruch hat, den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz umfassend und vollständig abzubilden.

3.2.3 Notwendige Genehmigungen für DESERTEC Foundation Projekt außerhalb Deutschlands

Für das Projekt der DESERTEC Foundation werden sowohl eine überwiegend landgestützte Verbindung als auch eine Seeverbindung in Frage kommen. Bei Landverbindungen ist offenkundig, dass jeweils Genehmigungen der von der Leitung überspannten Länder vorliegen müssten. Dabei ist davon auszugehen, dass die Genehmigungsverfahren im Grundsatz ähnlich zu denen in Deutschland organisiert sind bzw. zumindest ein Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit vorgelegt werden muss. In einzelnen Fällen (z. B. UK) ist auch bekannt, dass Interkonnektorprojekte für eine Genehmigung eine CBA auf nationalem Level durchlaufen müssen. Hier muss also ein Nachweis erfolgen, dass für nationale Akteure/nationale Verbraucher die Realisierung vorteilhaft wäre.

Bei Seekabelverbindungen sind solche Genehmigungen jedenfalls dann erforderlich, wenn die Verbindung durch das Küstenmeer oder das Gebiet der Außerordentlichen Wirtschaftszonen eines Landes geführt wird.

Die nachfolgend dargestellte Abbildung 18 zeigt die Lage der Außerordentlichen Wirtschaftszonen im Bereich der Nordsee, wo die von DESERTEC Foundation erwogene Seekabelverbindung an Land geführt werden würde.

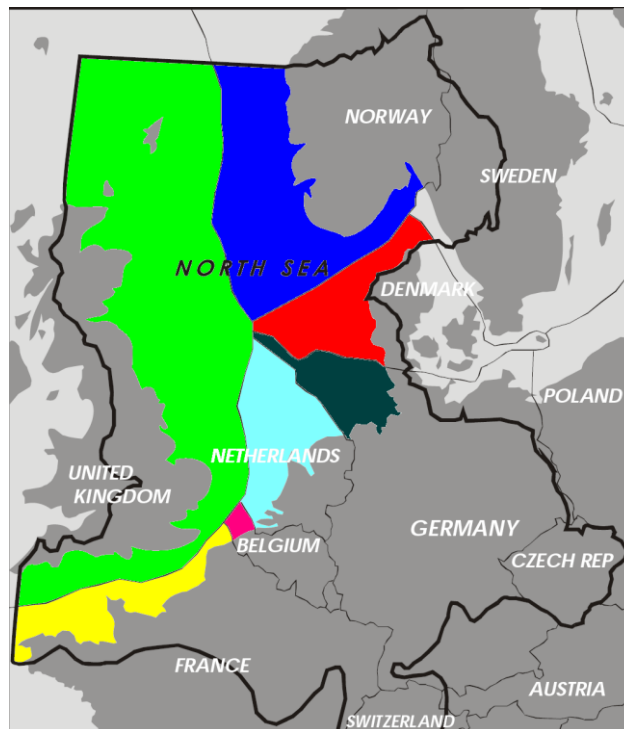


Abbildung 18 Lage der Außerordentlichen Wirtschaftszonen im Bereich der Nordsee (Quelle: Wikipedia)

Aus dem Bild wird erkennbar, dass durch die geplante Seekabelverbindung alleine im Bereich der Nordsee die Außerordentlichen Wirtschaftszonen von mindestens zwei weiteren Staaten neben Deutschland berühren würden und entsprechend Genehmigungen durch die Behörden dieser Länder erforderlich wären.

Für diese Genehmigungen sind ggf. andere Behörden zuständig als für Leitungsverbindungen an Land. In Deutschland ist dies z. B. das Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie (BSH), das bei der Festlegung der Trassenführung u. a. die Abwägung mit Belangen der Schifffahrt und des Naturschutzes durchführt. Auch bei Seeverbindungen ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit nachzuweisen, wobei sich das BSH dabei z. B. bei der Genehmigung für das Projekt Nordlink, das das norwegische und deutsche Netz miteinander verbinden soll, auf die Aufnahme des Projekts in den Bundesbedarfsplan berufen hat.

Dass die Genehmigung der Querung der Außerordentlichen Wirtschaftszone von Drittländern problematisch sein kann, zeigt wiederum das Beispiel des Projekts Nordstream 2, das eine mehrmonatige Verzögerung wegen Genehmigungsproblemen in Dänemark zu erleiden hatte.⁵

3.2.4 Konsequenzen der Anforderungen an Planung und Genehmigung für DESERTEC Foundation

Die obigen Überlegungen zeigen, dass es zumindest extrem herausfordernd sein könnte, die für das Projekt der DESERTEC Foundation notwendigen Planungen und Genehmigungen zu erlangen, zumindest, wenn das Projekt mit Blick auf Finanzierungskonzepte als Drittlandsverbindung ohne Zwischenein- und -ausspeisung in berührten Ländern geplant wird.

⁵ Vgl. <https://www.zeit.de/politik/ausland/2019-10/nord-stream-2-daenemark-ostsee-gaspipeline-bau-genehmigung>

Denn in einem solchen Fall ist nicht damit zu rechnen, dass ein solches Projekt von der EU-Kommission und von Entscheidungsträgern in den betroffenen Ländern besonders positiv bewertet wird. Im Falle einer sehr strikten Bewertung z. B. durch eine national ausgerichtete CBA wäre sogar eine explizit negative Bewertung wahrscheinlich, da mit dem Projekt zumindest Belastungen für die nationalen Akteure einhergehen und Benefits allenfalls indirekt zu erwarten sind. Ob in solchen Fällen eine Genehmigung zu erwarten ist, halten wir zumindest für zweifelhaft.

Eine Genehmigung wäre sicherlich wahrscheinlicher, wenn das Projekt mit einer positiven Bewertung in den TYNDP aufgenommen würde oder sogar den PCI-Status erhielte. Da die Bewertung i. W. von den bei ENTSO-E zusammengeschlossenen und häufig mit den Regierungen ihrer Heimatländer kooperierenden Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt würde, besteht zumindest ein Risiko, dass Projekte, die von mehreren Mitgliedsländern abgelehnt werden, auch schlecht bewertet würden.

Zur Verbesserung der Akzeptanz des Projektes wäre grundsätzlich denkbar, Zwischenein- und -ausspeisungen in den berührten Ländern vorzusehen. Wenn dabei aber gleichzeitig der Status einer Drittlandsleitung nicht gefährdet werden soll, wären hierfür zusätzliche Systeme, die von Nordafrika bis in das entsprechende Land geführt würden, notwendig. Denkbar wäre z. B. eine dreisystemige Ausführung, wobei alle Systeme in Marokko starten und jeweils ein System in Spanien, Frankreich und Deutschland endet. Eine solche Konfiguration würde aber die Komplexität des Projekts und die Kosten der Durchführung signifikant erhöhen. Zudem stellte sich aus europäischer Perspektive die Frage, ob nicht eine Leitungsführung z. B. bis Spanien für das gesamte Projekt ausreichend wäre, wenn sie für ein Teilsystem als geeignet erachtet wird.

3.3 Zusammenfassende Beurteilung der politisch-regulatorischen Machbarkeit

Mit Blick auf das von DESERTEC Foundation erwogene Projekt einer als Merchant Line mit exklusiven Nutzungsrechten zu errichtenden Leitungsverbindung zwischen Marokko und Deutschland sehen wir bezüglich der politisch-regulatorischen Machbarkeit erhebliche Herausforderungen und halten die Umsetzbarkeit des bisherigen Konzepts zumindest für sehr fraglich.

Das wesentliche Dilemma besteht dabei darin, dass die Genehmigung einer Ausnahme für eine Merchant Line mit exklusiven Nutzungsrechten wegen ihrer für das Funktionieren des Strombinnenmarktes nicht uneingeschränkt positiven Wirkung höchst fraglich erscheint. Eine exklusive Nutzung scheint dann allenfalls erreichbar, wenn die Leitung den Status einer Drittlandsleitung hat, auf die die Regeln des europäischen Strombinnenmarkts möglicherweise nicht anwendbar sind. Dieser Status ist jedoch – außer höchst eventuell mit sehr aufwendigen Mehrgliederausführungen – nur erreichbar, wenn die Leitungsverbindung keine Verbindung zu den Übertragungsnetzen anderer gequerrter Mitgliedsstaaten hat. Eine solche Leitung würde aus Sicht der zu querenden Mitgliedsstaaten jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit negativ beurteilt, weil damit einhergehenden Einschränkungen kein entsprechender Nutzen gegenüberstände. Die planungsrechtliche Genehmigungsfähigkeit des Leitungsprojektes würde damit in Frage gestellt.

Ein solches Projekt erschiene uns vor diesem Hintergrund nur dann durchsetzbar, wenn – analog zum Fall Nordstream 2 – die deutsche Bundesregierung ihr politisches Gewicht geltend machte und auf Ebene der betroffenen Mitgliedsstaaten und der Europäischen Kommission mit erheblichem Aufwand und mit der Bereitschaft zu politischen Kompromissen in anderen Themenfeldern für das Projekt werben würde. Auch in diesem Fall würden wir die Realisierbarkeit einer

Seekabelverbindung für deutlich größer erachten als einer Landverbindung, weil die Betroffenheit der Bevölkerung in den berührten Mitgliedsstaaten in diesem Fall deutlich geringer wäre.

Aus unserer Sicht könnten verschiedene Änderungen gegenüber dem bisherigen Konzept der DESERTEC Foundation die Beurteilung der politisch-regulatorischen Machbarkeit deutlich verbessern. Wir skizzieren nachfolgend zwei mögliche Szenarien:

- **Verbindungsleitung nur bis Spanien:** Wenn die Leitungsverbindung statt bis nach Deutschland lediglich bis nach Spanien geführt würde und der Strom dort vermarktet würde, ergäben sich relevante Vereinfachungen. Insbesondere würde die Zahl der direkt involvierten Mitgliedsstaaten signifikant verringert. Die Wahrscheinlichkeit einer planungsrechtlichen Genehmigung würde damit deutlich zunehmen. Auf der anderen Seite wäre in einem solchen Szenario, bei dem der Solarstrom aus Nordafrika über eine Merchant Line nach Europa importiert, aber innerhalb Europas entsprechend der Standard-Regularien des Binnenmarkts verteilt würde, deutlich kompatibler mit den bekannten Vorstellungen z. B. der EU-Kommission zur Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes. Wir halten in diesem Fall die Akzeptanz eines Status als Drittlandsleitung mit exklusiven Nutzungsrechten für den Projektentwickler für wesentlich wahrscheinlicher, als wenn die Leitung durch wesentliche Teile Europas bis nach Deutschland geführt würde. Der unmittelbare energiewirtschaftliche Effekt in Deutschland wäre natürlich geringer. Mittelbare Effekte über den immer enger verknüpften Strombinnenmarkt sind natürlich auch am deutschen Strommarkt zu erwarten. Ggf. könnte aber – z. B. bei einer deutschen Beteiligung an der Finanzierung – über die in der Richtlinie für erneuerbare Energien 2018/2001/EU vorgesehenen Kooperationsmechanismen (insb. relevant ist Artikel 11 zur Kooperation mit Drittländern, dort behandelt Abs. (3) neue Verbindungsleitungen) dennoch ein Nutzen für Deutschland entstehen. Dieser könnte z. B. im statistischen Transfer von von Deutschland finanzierten Erzeugungsmengen nach Deutschland bestehen. Diese Mengen könnten dann auf deutsche Erneuerbaren-Ausbauziele angerechnet werden.
- **Verzicht auf exklusive Nutzung:** Bei einem Verzicht auf eine exklusive Nutzung und einem diskriminierungsfreien Zugang zur Kapazität für alle Marktteilnehmer wäre eine Ausnahme nach Artikel 63 der Strombinnenmarktverordnung 2019/943/EU aus unserer Sicht deutlich wahrscheinlicher erreichbar. Denn in diesem Fall würden die negativen Konsequenzen für den Binnenmarkt begrenzt. Das besondere wirtschaftliche Risiko eines solchen Projektes wäre ohnehin schwer bestreitbar. Wenn eine Ausnahme erreichbar erscheint, ist jedoch auch der Status als Drittlandsleitung nicht mehr erheblich und die Leitung könnte zu einer normalen Verbindungsleitung im europäischen Stromverbund werden. Somit könnten Zwischenein- und -ausspeisungen realisiert werden, die vermutlich erheblich zur Unterstützung durch die von dem Leitungsprojekt berührten Länder beitragen könnten. Grundsätzlich ist in diesem Fall eine Entkopplung in mehrere Projekte denkbar, die auch nicht notwendigerweise von einem Vorhabenträger entwickelt werden müssten, z. B. Erzeugung, Transportleitung bis Spanien und Transportleitungen zwischen Spanien und Deutschland. Bei einer deutschen Beteiligung an der Finanzierung des Projekts könnte auch hier ein Transfer von Benefits entsprechend den Kooperationsmechanismen der Richtlinie 2018/2001/EU erwogen werden.

4 Zusammenfassung

Die Desertec Foundation ist eine nicht-kommerzielle zivilgesellschaftliche Initiative, die aus dem DESERTEC Projekt hervorgegangen ist. Grundidee des DESERTEC Projekts war es, einen ökologisch relevanten und wirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels und der Umstellung der Energieerzeugung in Mitteleuropa auf erneuerbare Energien zu leisten. Dazu sollten die hohen und wirtschaftlich interessanten Potenziale für die Erzeugung von elektrischem Strom aus Sonnenenergie in den Wüstenregionen Nordafrikas erschlossen und der produzierte Strom mit großen Gleichstromverbindungen nach Zentraleuropa transportiert werden.

Die Desertec Foundation hält an der Idee einer kostengünstigen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in Nordafrika, insbesondere Marokko, mit anschließendem Stromtransport nach Europa, speziell Deutschland, weiterhin fest und unterstützt diese Idee u. a. durch Informationsvermittlung und die nähere Untersuchung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Stromtransport, da derartige Projekte bisher nicht realisiert worden sind und sich somit eine Vielzahl technischer und ökonomischer Fragen stellen.

DESERTEC Foundation hat deshalb Consentec und das EES der FAU Erlangen-Nürnberg mit der vorliegenden Machbarkeitsstudie beauftragt, die einerseits die technisch-wirtschaftlichen Implikationen der geplanten Leitungsverbindung untersucht und andererseits analysiert, inwieweit das von DESERTEC Foundation angestrebte Konzept einer exklusiv nutzbaren Merchant Line im gegebenen politischen und regulatorischen Rahmen realisierbar ist.

Das EES vergleicht in seinen technisch-wirtschaftlichen Betrachtungen unterschiedliche Technologien zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung, Ausführungen als Kabel oder Freileitung und Trassenvarianten als landgestützte Leitung oder Seekabel hinsichtlich technischer Eignung, netzplanerischer Konsequenzen, resultierender Kosten und Übertragungsverluste. Dabei zeigt sich, dass die grob abgeschätzten Kosten für eine solche Übertragungsleitung bezogen auf die transportierte Strommenge abhängig von Ausführung, Trassenvariante und Nutzungsdauer erheblich schwanken und zwischen ca. 0,5 ct/kWh bis über 6 ct/kWh liegen können. Bei Kabelvarianten sind selbst bei sehr hohen Ausnutzungen Kosten von mindestens 2 ct/kWh zu erwarten. Insbesondere bei den Seekabelvarianten ist zudem zu berücksichtigen, dass empirisch abgesicherte Informationen zu erzielbaren Verfügbarkeiten nicht vorliegen, im Falle von auftretenden Fehlern aber mit erheblichen Reparaturdauern zu rechnen ist.

Die von Consentec durchgeführten Analysen zur politisch-regulatorischen Machbarkeit haben gezeigt, dass das von DESERTEC Foundation angestrebte Nutzungskonzept nur schwer realisierbar sein dürfte. Eine exklusive Nutzung von Übertragungsleitungen ist im europäischen Strombinnenmarkt grundsätzlich nicht vorgesehen. Erteilte Ausnahmegenehmigungen vom Regulierungsrahmen für Übertragungsleitungen beziehen sich zumeist auf die Verwendung der mit einer Leitung erzielten Erlöse, nicht aber auf die Anforderung an die Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs. Die theoretisch denkbare Alternative einer nicht unter das europäische Recht fallenden Drittlandsleitung birgt zumindest erhebliche Risiken. Denn einerseits arbeitet die Europäische Union intensiv daran, bestehende Regularien auch auf Drittlandsleitungen auszuweiten. Andererseits müsste eine Drittlandsleitung unterbrechungsfrei vom Drittland nach Deutschland geführt werden, was auf entschiedenen Widerstand und planungsrechtliche Hemmnisse bei den zu überquerenden Mitgliedsstaaten führen dürfte. Vor diesem Hintergrund sind ggf. leichter durchführbare und günstigere Alternativen wie eine Leitungsverbindung, die lediglich von Nordafrika nach Spanien geführt wird, zumindest erwägenswert.

Literatur

- [1] Christoph Hahn, „Modellierung und Regelung selbstgeführter, höherstufiger Multiterminal-HGÜ-Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis“.
- [2] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012.
- [3] ABB, „VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters“.
- [4] M. M. C. Merlin *et al.*, „The Alternate Arm Converter: A New Hybrid Multilevel Converter With DC-Fault Blocking Capability“, *IEEE Trans. Power Delivery*, Jg. 29, Nr. 1, S. 310–317, 2014.
- [5] Christoph Hahn, „Modellierung und Regelung selbstgeführter, höherstufiger Multiterminal-HGÜ-Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis“.
- [6] ABB, „HVDC Classic Thyristor valve projects“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [7] ABB, „HVDC Light® - The original VSC technology“, <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0027&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [8] Dragan Jovcic and Khaled Ahmed, „High-Voltage Direct-Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids“.
- [9] Christoph Hahn, „Vorlesung Leistungselektronik in Drehstromnetzen: HGÜ & FACTS: HGÜ – Teil I“.
- [10] Christoph Hahn, „Vorlesung: Leistungselektronik in Drehstromnetzen: HGÜ & FACTS: HGÜ – Teil II“.
- [11] J. Arrillaga und Y.H. Liu and N.R. Watson, „Flexible Power Transmission The HVDC Options“.
- [12] „Grid-West-HVDC-Technology-Review-Report-PSC“.
- [13] ALSTOM, „Introduction to HVDC - LCC vs VSC“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [14] R. Bodega, *Space charge accumulation in polymeric high voltage DC cable systems*. [S.l.]: [s.n.], 2006.
- [15] D. Fabiani *et al.*, „Polymeric HVDC Cable Design and Space Charge Accumulation. Part 1: Insulation/Semicon Interface“, *IEEE Electr. Insul. Mag.*, Jg. 23, Nr. 6, S. 11–19, 2007.
- [16] ABB, „Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung Grundlagen und Integration in die Stromversorgung der Zukunft“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [17] Christoph Hahn, „Leistungselektronik in Drehstromnetzen: HGÜ & FACTS - LCC“, Jg. 2019.
- [18] R. R. Cichowski und M. Kliesch, *Kabelhandbuch*, 8. Aufl. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse, 2012.
- [19] M. Ardelean und P. Minnebo, „HVDC Submarine Power Cables in the World“, *JRC Science Hub*, 2015.
- [20] NKT, „NKT VICTORIA: Next generation cable-laying vessel“, 2017.
- [21] Prysmian, „Leonardo da Vinci: Datasheet“, 2019. Zugriff am: 7. Januar 2020.
- [22] Bundesnetzagentur, „Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030“.

- [23] „ENTSO_TYNDP_2018_NSI_WEST“.
- [24] ÜNBs - Deutschland, *Kostenschätzungen: NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030 (VERSION 2019)*.
- [25] H. CIGRE, *Voltage source converter (VSC) HDVC for power transmission - economic aspects and comparison with other AC and DC technologies*. Paris: CIGRÉ, 2012.
- [26] scheunemann, „dena-Netzstudie I: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“.
- [27] D. F. Trieb, *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power: WP 1: Solar Electricity Transfer from MENA to Europe*.
- [28] ABB, „The ABCs of HVDC Transmission Technology web“.
- [29] TenneT TSO GmbH, *Netzverluste - TenneT*. [Online] Verfügbar unter: <https://www.tenneT.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/netzverluste/>. Zugriff am: 7. November 2019.
- [30] CIGRE WG B1.10, *UPDATE OF SERVICE EXPERIENCE OF HV UNDERGROUND AND SUBMARINE CABLE SYSTEMS*.
- [31] VDE Verband für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Perspektiven der elektrischen Energieübertragung in Deutschland*. Frankfurt am Main, 2019.
- [32] Prysmian Group, *Extruded Cables for HVDC Power Transmission*. Zugriff am: 15. Januar 2020.
- [33] A. Gustafsson *et al.*, „The new 525 kV extruded HVDC cable system“, *ABB Grid Systems, Technical Paper*, 2014.
- [34] A. Gustafsson *et al.*, „Qualification of an extruded HVDC cable system at 525 kV“ in *JiCable*, 2015.
- [35] State Grid Cooperation, *Exhibition - UHV*. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [36] SIEMENS AG, *Testing methods for 1100kV UHVDC transformer*. [Online] Verfügbar unter: <http://www.gei-journal.com/en/contents/105/313.html>.
- [37] ABB, *Jinping - Sunan*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/jinping---sunan>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [38] ABB, *North-East Agra*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/north-east-agra>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [39] ABB, *Raigarh – Pugalur UHVDC Link*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/raigarh-pugalur-uhvdc-link>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [40] ABB, *Three Gorges - Shanghai*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/three-gorges---shanghai>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [41] ABB, *Three Gorges - Changzhou*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/three-gorges---changzhou>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [42] ABB, *Three Gorges - Guangdong*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/three-gorges---guangdong>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [43] Mircea Ardelean and Philip Minnebo, „HVDC Submarine Power Cables in the World“.

- [44] ABB, *SwePol Link*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/swepol-link>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [45] ABB et al., „THE ITALY-GREECE HVDC LINK“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [46] ABB, *New Zealand*. [Online] Verfügbar unter: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/new-zealand>. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [47] MIRCEA EREMIA und CHEN-CHING LIU and ABDEL-ATY EDRIS, „ADVANCED SOLUTIONS IN POWER SYSTEMS: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence“.
- [48] Siemens, „Western Link HVDC“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [49] Siemens, „CASE: Estlink2“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [50] Amprion, *ULTRANET*.
- [51] SIEMENS AG, „HVDC PLUS – Der entscheidende Schritt in die Zukunft“. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [52] SIEMENS AG, *Siemens connects electricity grids of UK and Belgium with HVDC link*. Zugriff am: 16. Januar 2020.
- [53] Siemens, „Nemo link“. Zugriff am: 16. Januar 2020.

A Projekte und Daten

Tabelle 4 Berechnung der DC-Widerstände für die Verbindungsvarianten und verschiedene Kabeldaten

Max. Strom in kA	Nennspannung in kV	Nennleistung in MW	Anzahl paralleler Leiter pro Pol	T _{max} in °C	R _{DC} (T _{max}) pro Leiter in Ω/m	Leitungstyp	Quelle
2,9	525	3000	1	90	7,17E-06	Kabel	[31]
1,2	525	1250	3	90	2,3E-05	Kabel	[32]
1,5	525	1600	2	90	1,43E-05	Kabel	[32]
1,4	525	1500	2	90	1,72E-05	Kabel	[33]
2,15	525	2258	2	75	1,34E-05	Freileitung (Freileitungsseil- typ Bittern)	[31-33]
2,18	525	2284	2	75	1,34E-05	Freileitung (Freileitungsseil- typ Pheasant)	[31-33]

Tabelle 5 Abgeschätzte Verlustleistungen und Wirkungsgrade bei Vollastbetrieb, aufgeschlüsselt nach Verbindungsvarianten und Umrichtertechnologie

Variante	Kabellänge in km	Freileitungslänge in km	Leistungsverluste in MW	Umrichterverluste in MW		Gesamtverlustleistung in MW		Wirkungsgrad in %	
				LCC	VSC (MMC...PWM)	LCC	VSC (MMC...PWM)	LCC	VSC (MMC...PWM)
Seeverbindung	3481	0	633,3	42	54 - 105	675,3	687,3 - 738,3	77,5	77,1 - 75,4
Landverbindung mit Freileitung	25	3456	322,2	42	54 - 105	364,2	376,2 - 427,2	87,9	87,5 - 85,8
Landverbindung mit Erdkabel	3481	0	435,2	42	54 - 105	477,2	489,2 - 540,2	84,1	83,7 - 82,0

Tabelle 6 Abgeschätzte Verlustenergien und -kosten für verschiedene Jahresvolllaststunden aufgeschlüsselt nach Verbindungsvarianten und Umrichtertechnologien

Variante	Jahresvolllaststunden in h	Gesamtverluste in GWh/a		Verlustkosten in Mio. €/a	
		LCC	VSC (MMC...PWM)	LCC	VSC (MMC...PWM)
Seeverbindung	4500	3039	3093 - 3322	92,1	93,7 - 100,7
	7500	5064	5154 - 5537	153,5	156,2 - 167,8
Landverbindung mit Freileitung	4500	1639	1693 - 1922	49,7	51,3 - 58,2
	7500	2731	2821 - 3204	82,8	85,5 - 97,1
Landverbindung mit Erdkabel	4500	2147	2201 - 2431	65,1	66,7 - 73,7
	7500	3579	3669 - 4052	108,4	111,2 - 122,8

Tabelle 7: Auswahl von LCC-HGÜ-Projekten aus den vergangenen 20 Jahre

Name	Inbetrieb- nahmejahr	P_{DC} in MW	U_{DC} in kV	Strecke in km	Kabel Arrangement	Umrichter Topologie	Quelle
Changi-Guquan	2019 [34]	12000	± 1100	3000 (OHL)	N/A	N/A	[6, 35]
Jinbei-Nanjing	2017	8000	± 800	1118 (OHL)	N/A	N/A	[6]
Jiuquan-Huan	2017	8000	± 800	2390 (OHL)	N/A	N/A	[6]
Jinping-Sunan	2013	7200	± 800	2090 (OHL)	N/A	Bipol	[6],[36]
North East Agra	2017	6000	± 800	1728 (OHL)	N/A	Bipol	[6],[37]
Raigarah-Pugalur	2017/19	6000	± 800	1830 (OHL)	N/A	Bipol	[6],[38]
Three Gorges-Shanghai	2006	3000	± 500	1059 (OHL)	N/A	Bipol	[6],[39]
Hulunbeir-Liaoning	2010	3000	± 500	920 (OHL)	N/A	N/A	[6]
Three Gorges-Changzhou	2003	3000	± 500	890 (OHL)	N/A	Bipol	[6],[40]
Three Gorges- Guangdong	2004	3000	± 500	940 (OHL)	N/A	Bipol	[6],[41]
SAPEI	2011	1000	± 500	420 (Seekabel) + 15 (Erdkabel)	2 Kabel	Bipol	[6],[42]
Norned	2008	700	± 450	560 (Seekabel)	2 Kabel	Bipol	[6],[42]
SwePol	2000	600	450	230 (Seekabel)	1 Kabel + 2 für Rückleiter	Monopol mit metal. RL	[6],[43]
Italy-Greece	2000	500	400	110 (OHL) + 40 km (Erdkabel) + 110 km (Seekabel)	1 Land + 1 Seeka- bel	Monopol mit metal. RL	[6],[44]
Haywards-Benmore	1965/2013	2 x 700	± 350	609 (OHL) + 40 (Seekabel)	N/A	Bipol	[6],[45]
SACOI	1968	300	200	420	Multiterminal	Monopol	[42]
Western Link	2015	2200	± 600	420 (Seekabel)	N/A	Bipol	[46],[47]
Estlink 2	2014	650	450	145 (Seekabel)	N/A	Monopol mit metal. RL	[42],[48]

Tabelle 8: Auswahl von VSC-HGÜ-Projekten

Name	Inbetrieb- nahmejahr	P_{DC} in MW	U_{DC} in kV	Strecke in km	Topologie	Quelle
ULTRANET	2021	2000	± 380	340 (OHL)	Bipol	[49]
INELFE	2015	2 x 1000	± 320	65 (Landkabel)	Symm. Monopol	[50]
NemoLink	2019	1000	± 400	140 (Seekabel)	Symm. Monopol	[51], [52]
IFA2 HVDC transmission link	2020	1000	± 320	228	Symm. Monopol	[7]
DolWin2	2017	900	± 320	2 x 90 + 2 x 45 = 135	Symm. Monopol	[7]
DolWin5	2024	900	320	~ 135	Symm. Monopol	[7]
SylWin1	2015	864	± 320	~ 70	Symm. Monopol	[50]
DolWin1	2015	800	± 320	2 x 90 + 2 x 75 = 165	Symm. Monopol	[7]
Norbalt	2015	700	± 300	400 (Seekabel) + 50 (Erdkabel)	Symm. Monopol	[7]
Skagerrak 4	2014	700	500	104+140 = 244	Bipol	[7]
BorWin1	2012	400	± 150	2 x 75 (Erdkabel) + 2 x 125 (Seekabel) = 200	Symm. Monopol	[7]
Tran Bay Cable	2010	400	± 200	86 (Seekabel)	Symm. Monopol	[50]
EstLink (1)	2006	350	± 150	2 x 31 (Erdkabel) + 2 x 74 (Seekabel) = 105	Symm. Monopol	[7]
Nordlink	2020	2 x 700	± 500	53 + 2 x 154 = 571 (sic)	Bipol	[7]

Anmerkung: In Quelle [6] und [7] werden genaue Angaben zu den verwendeten Kabeln gemacht. „2 x 75“ bedeutet, dass zwei Kabel für 75 km parallel verlegt wurden. Die Zahl nach dem Gleichheitszeichen entspricht der Gesamtlänge.