

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



4 Technologie und Innovationen

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Im Rahmen der Konsultation zum ersten Entwurf wünschen sich einige Konsultationsteilnehmende eine stärkere Berücksichtigung von zusätzlichen innovativen Technologien. Im Weiteren wurde die Angabe eines zu niedrigen Reifegrades für die Lastflusssteuerung mittels Modular Static Synchronous Series Compensator (mSSSC) angemerkt. Als Standardanwendung wird diese Technologie noch nicht bewertet, der TRL (Technology Readiness Level) wurde im Vergleich zum ersten Entwurf aufgrund eines Pilotprojektes erhöht.

Dieses Kapitel soll aufzeigen, welche Lösungsansätze es für die zentralen Fragestellungen rund um den Einsatz neuer Technologien, die die Assets der ÜNB betreffen, gibt. Im Rahmen des NEP-Prozesses werden im Wesentlichen Leistungsübertragungsbedarfe ermittelt, ohne eine konkrete Technologie zur Realisierung der Freileitung oder Kabel oder Lastflusssteuerung festzulegen. Diese Entscheidung obliegt dem ÜNB, der erst nach Entwicklung des genauen Trassenverlaufs die weiteren Aspekte wie örtliche Gegebenheiten, Genehmigungsfähigkeit, wirtschaftliche Abwägung, Realisierungszeiten und Netzverfügbarkeitsanforderungen unter Beteiligung der Genehmigungsbehörden und Öffentlichkeit betrachtet.

Zusammenfassung

- Die Anforderungen an das Übertragungsnetz werden zunehmend komplexer. Das Übertragungsnetz muss zukünftig einer höheren Volatilität der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie weiträumiger Transportwege gerecht werden. Damit die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem gelingt, setzen die vier ÜNB auf eine Bandbreite an innovativen Lösungen und Technologien bei gleichzeitiger Gewährleistung der technischen Sicherheit nach § 49 EnWG.
- Die ÜNB untersuchen technische Lösungen sowie Betriebskonzepte, die eine Erhöhung der Transportkapazität der bestehenden Netzinfrastruktur unter Wahrung der Systemstabilität ermöglichen. Im Kontext der Netzoptimierung werden der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sowie die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile auch in diesem NEP berücksichtigt.
- Zudem haben die ÜNB auch dieses Mal mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien der kurativen Systemführung, die in Pilotprojekten erprobt werden, implizit unterstellt. Erste Netzbooster werden voraussichtlich im Jahr 2027 in Betrieb gehen können. Weitere kurative Maßnahmen für eine Pilotierung sind in der Prüfung und Vorbereitung.
- Für den Umbau des Energiesystems und den damit einhergehenden veränderten Anforderungen an das Übertragungsnetz ermöglicht die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (HGÜ-Technologie) eine verlustarme Übertragung hoher Leistung über weite Distanzen. Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bislang im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen weitere HGÜ-Verbindungen in Deutschland umgesetzt werden. Die Weiterentwicklung zu vernetzten Direct Current-Strukturen ermöglicht es, weitere Netzflexibilitätspotenziale zu heben, während die begleitende technologische Standardisierung Chancen bietet, die zugehörigen Investitionskosten zu senken. Zudem haben vernetzte DC-Strukturen das Potenzial, die Zuverlässigkeit der Energieübertragung zu erhöhen. Sie können so ausgelegt werden, dass redundante Übertragungssysteme entstehen. Zur Realisierung eines solchen Ansatzes sind noch technologische, betriebliche und regulatorische Hemmnisse sowie weitere Risiken, beispielsweise im Hinblick auf Haftungsfragen, abzubauen. Vor diesem Hintergrund verfolgen die ÜNB die Strategie, zukünftige vernetzte Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen.

- Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt keine ausreichenden Anreize für kosteneffiziente und technologie-neutrale Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen. Daher ist ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz erforderlich, der Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.

Das Kapitel Technologie und Innovationen umfasst die folgenden Themen: 4.1 „Auswahl eines kombinierten AC/DC-Netzes als Technologiekonzept“, 4.2 „Technologiereifegrade im Netzentwicklungsplan“, 4.3 „AC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz“, darunter Informationen zum Leistungsmonitoring Höherauslastung von Betriebsmitteln, Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und Lastflusssteuerung. Einen Überblick zu allgemeinen DC-Technologien, Multiterminal-Systemen sowie der Vernetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen bietet das darauffolgende Kapitel 4.4 „DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz“. Zum Schluss wird im Kapitel 4.5 „Regulatorischer Rahmen für Innovationen“ die Regulatorik dargestellt.

4.1 Auswahl eines kombinierten AC/DC-Netzes als Technologiekonzept

Die vier ÜNB haben sich im Laufe des im Jahr 2011 neu aufgesetzten Prozesses zum NEP für eine Kombination aus Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes im Bereich Wechselstrom (Engl. Alternating Current (AC)) in Verbindung mit der Einführung der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) (vgl. dazu erstmalig [NEP 2022, Kap. 5](#)) als Technologiekonzept im Sinne anderweitiger Planungsmöglichkeiten gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 5 sowie Abs. 4 EnWG entschieden. Die etablierte AC-Technologie ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport. Viele Abspannpunkte im AC-Netz dienen einerseits der Versorgung von Regionen und Städten und andererseits der Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die 380-kV-AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen **und ist deutlich weniger steuerbar und damit inflexibler** und geht mit deutlich erhöhten Verlusten einher.

Zu diesem Zweck wird die Übertragung mit Gleichstrom (Engl. Direct Current (DC)) eingesetzt. Ihr Vorteil liegt in der verlustarmen, bedarfsgerechten Übertragung von elektrischer Energie. Während erste DC-Anwendungen an Land bereits vor rund 25 Jahren realisiert wurden – wie etwa die DC-Kurzkupplung „Mittelrhein-Strombrücke“ in den 2000er Jahren zur Verbindung zwischen Deutschland und Belgien – werden DC-Systeme im deutschen Übertragungsnetz erst seit Beginn der 2020er Jahre großflächig an Land eingesetzt. Die innerdeutschen DC-Großprojekte A-Nord, Ultranet, SuedLink und SuedOstLink befinden sich derzeit im Bau.

Für den Anschluss der DC-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind insbesondere südlichere Netzbereiche, in denen früher Kernkraftwerke angeschlossen waren und derzeit noch Kohlekraftwerke angeschlossen sind, da sich dort in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz befinden. Neben dem vorrangigen Nord-Süd-Transport von Leistung aus On- und Offshore-Windenergie können die DC-Verbindungen auch dazu genutzt werden, bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die durch die Einspeisung günstiger Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten entstehen. Für den Transport großer Strommengen über lange Distanzen sind DC-Verbindungen sowohl kosten- als auch flächeneffizient. **Dies gilt insbesondere für die Übertragungsstrecke.**

Die DC-Verbindungen haben eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Sie stabilisieren das AC-Netz und können – anders als dieses – gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Leistungsflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung hat diese Steuer- und Regelbarkeit einen hohen Wert für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die DC-Leitungen, anders als bei AC-Stromleitungen, kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen Übertragungsstrecken. Bei weiterer Integration von leistungselektronischen Anlagen wie HGÜ-Konvertern und Static Synchronous Compensators (STATCOM)-Anlagen ist darauf zu achten, dass die Regler dieser Anlagen sich nicht negativ gegenseitig beeinflussen. Dieser Herausforderung widmen sich die vier ÜNB intensiv. **Außerdem ist darauf zu achten, dass der Beitrag zum Kurzschlussstrom bei neu zu errichtenden leistungselektronischen Anlagen begrenzt bleibt.**

Neben dem Ausbau des DC-Netzes wird weiterhin eine Verstärkung und ein Ausbau des AC-Netzes benötigt. Nachfolgend sind die hierfür wesentlichen Gründe aufgeführt:

Die flächendeckende Versorgungsaufgabe baut auf einer bestehenden AC-Netztopologie der Übertragungs- und Verteilnetze auf. Diese muss auch weiterhin erfüllt werden, wenn die Systemleistung durch Verstärkungsmaßnahmen der bestehenden Netztopologie erhöht wird. Dies gilt sowohl bei Flexibilisierungsmaßnahmen zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit als auch für die Wahl einer höheren Spannungsebene (Umstellung von 220 kV auf 380 kV). In beiden Fällen müssen AC-Einspeisepunkte in die unterlagerten 110-kV-Spannungsebenen unter Wahrung der (n-1)-Sicherheit erhalten bleiben.

Das bestehende AC-Netz besitzt erhebliche Potenziale für weiträumige Energieübertragungen. Diese sind jedoch wegen lokaler und regionaler Engpässe nicht immer nutzbar und stehen erst nach gezielten Verstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung. Die Optimierung der bestehenden AC-Netztopologie im Hinblick auf Fernübertragungsaufgaben erfordert daher gezielten Zubau an AC-Technik (u. a. Lückenschlüsse).

Die Standorte neuer konventioneller Erzeugungseinheiten werden weitgehend unabhängig von den netztechnischen Gegebenheiten festgelegt. Darüber hinaus findet ein weiterer starker Zubau an regenerativer Energieerzeugung dezentral an Land mit Netzanschlüssen in den Verteilnetzebenen statt (Wind, Photovoltaik, Biomasse). Die Einbindung dieser Erzeugung und Übernahme von Leistungsüberschüssen aus den Verteilnetzen durch das Übertragungsnetz erfordert Netzausbau in AC-Technik.

Daher ist trotz vorteilhafter Eigenschaften der DC-Technologie im Sinne einer gesamthaften Optimierung der Übertragungskapazitäten ein weiterer Zubau des vorhandenen AC-Netzes erforderlich.

Generell erfolgt die Optimierung bzw. der Zubau des Netzes gemäß NOVA-Prinzip. Das NOVA-Prinzip steht für Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau. Es ist ein Leitbild im Stromnetzausbau, das darauf abzielt, die bestehende Infrastruktur effizienter zu nutzen sowie Landschaftseingriffe und Kosten zu minimieren. Dies beinhaltet die Optimierung der vorhandenen Netze durch technologische Verbesserungen, bevor in eine physische Verstärkung oder Erweiterung des Netzes investiert wird. Es wird angestrebt, kosteneffiziente Lösungen zu finden und die Auswirkungen auf die Umwelt und die Bevölkerung zu minimieren, indem auf den Ausbau bestehender Anlagen und Technologien gesetzt wird, anstatt sofort Neue zu bauen. Weitere Informationen dazu im Kapitel 6.1.2.

4.2 Technologiereifegrade im Netzentwicklungsplan

Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind als maßgeblicher Technikstandard – vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften – die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., eingehalten worden sind. Die „anerkannten Regeln der Technik“ setzen voraus, dass die Technik 1. in den maßgeblichen Fachkreisen anerkannt ist und 2. in der Praxis bereits erprobt wurde und sich bewährt. Bereits bei der Netzplanung ist nach § 12b Abs. 2 S. 2 EnWG dem Erfordernis eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs in besonderer Weise Rechnung zu tragen.

Im NEP-Prozess können Technologien bei der Alternativenprüfung berücksichtigt werden, die bereits einen hohen Technologiereifegrad (TRG) haben (dazu sogleich). Ein hoher TRG der Technologie führt nicht unmittelbar zu deren Einsatz im Netzausbau. Hierfür ist zu bewerten, ob ihr Einsatz technisch, wirtschaftlich und genehmigungsfachlich sinnvoll ist. Dementsprechend halten die vier ÜNB es bei diesen Technologien für realistisch, dass die Anforderungen der „anerkannten Regeln der Technik“ bis zum Einsatz der Technik erfüllt werden.

Der TRG ist insofern ein hilfreicher Indikator, der eine Übersicht darüber gibt, ob die Technologie bereits verwendet und zur Verfügung steht oder sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet. Weitere Informationen zu den Rahmenbedingungen für die Netzausbauplanung enthalten die Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes der vier ÜNB.

Um die Auswahl an Technologien in diesem Kapitel einzuschränken, werden hier lediglich Technologien beschrieben, die einen TRG von 6-7 aufweisen. Dies entspricht einem Stadium, in dem Technologien nach den betreffenden Regelwerken qualifiziert wurden und die Abnahme in Anwesenheit eines Endanwenders erfolgt ist (s. Tabelle 16).

Tabelle 16: Technologiereifegrad in Analogie zum Technology Readiness Level

Technologiereifegrad (TRG) für Netzentwicklungsplan	Erläuterungstext	NASA Technology Readiness Level (TRL)
TRG 1: Beobachtung der Grundansätze	Langfristige Prognosen, Entwicklung des politischen Umfeldes und Globalziele, Vorhersagen	TRL 1: basic principles observed
TRG 2: Formulierung des Technologiekonzepts	Sichtung der bisherigen Konzepte und Erfahrungen, Abschluss der theoretischen Machbarkeitsstudie/-n	TRL 2: technology concept formulated
TRG 3: Validierung des Konzepts	Untersuchungen der Teilkomponenten im Labor, Nachbildung in digitaler Umgebung, Nachweise der grundsätzlichen Funktionsfähigkeit der einzelnen Teile	TRL 3: experimental proof of concept
TRG 4: Herstellung eines Prototyps	Möglichkeit der Zusammensetzung zu einem Prototyp des Geräts/Technologie, Detailnachbildung in digitaler Umgebung	TRL 4: technology validated in lab
TRG 5: Validierung des Prototyps im Labor	Prüfungen des Prototyps im Labor bzw. Validierung der Funktionsfähigkeit in z.B.: „hardware in the loop“, Wiederholte Zyklen der Tests und Nachbesserungen/Weiterentwicklungen	TRL 5: technology validated in a relevant environment [...]
TRG 6: Typtests und Nachweise	Abnahmen der Produkte/Technologie in Anwesenheit des Endanwenders ggf. Durchführung weiteren Qualifizierungsmaßnahmen entsprechend der „Allgemein anerkannten Regeln der Technik“ (z. B. IEEE/IEC Standards, BDEW/FNN Anwendungsregel, EnWG)	TRL 6: technology demonstrated in a relevant environment [...]
TRG 7: Pilotprojekt im Übertragungsnetz	Erstmaliger Einsatz des Produktes/Technologie im Übertragungsnetz	TRL 7: system prototype demonstration in an operational environment
TRG 8: Garantie/Nachbesserungsphase	Messung der Performance, Feedback an Hersteller und ggf. Nachbesserungen	TRL 8: system complete and qualified
TRG 9: Technologie/Produkt wird regelmäßig eingesetzt	Produkt/Technologie wird als Standardanwendung angesehen	TRL 9: actual system proven in an operational environment [...]

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neben den Technologien mit einem fortgeschrittenen Reifegrad (TRG ≥ 6) fördern die ÜNB in Deutschland auch innovative Technologien, die sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden (TRG 3 bis einschließlich TRG 5). Es werden innovative Technologien vorangetrieben, die vielversprechend im Hinblick auf die Einsatzmöglichkeiten im künftigen Übertragungsnetz sind. Dazu zählen z. B.:

- Supraleitende Strombegrenzer (Begrenzung von Kurzschlussströmen)
- Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln
- Einführung SF₆-freier Schaltgeräte und Anlagen zur Minderung des Global-Warming-Potentials
- Diverse Monitoringsysteme zur Verlängerung der Nutzungsdauer der Betriebsmittel und zur Instandhaltungsoptimierung
- Fehler-Ortungssysteme für sehr lange HVDC-Kabel zur Reduktion der Ausfallzeiten
- Einsatz neuer Freileitungs-Masttypen und -provisorien
- Entwicklung von 380-kV-Kabeln zum wiederholten, temporären Einsatz (sogenannte Baueinsatzkabel)
- Höherauslastung von Offshore-Netzanbindungssystem-Kabeln
- Einführung von Grid-Forming-Funktionalität in STATCOM und HGÜ-Konvertern
- DC-Leistungsschalter für HGÜ-Multiterminal-Systeme
- *Supraleitende Kabel für AC- und DC-Höchstspannungsanwendungen*

Wie lange es konkret dauert, bis Technologien, die sich noch in einem frühen Reifestadium befinden, einsatzbereit sind, ist fallabhängig. Die Entwicklung entsprechender Technologien wird durch die ÜNB beobachtet und gefördert. In Pilotprojekten werden sie erprobt und bewertet.

In diesem Zusammenhang vernetzt der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ÜNB miteinander: Die wesentlichen Entwicklungsbedarfe der Technologien, die in Übertragungsnetzen zum Einsatz kommen, werden durch Forschungs-, Entwicklungs- und Innovations-Komitees der ENTSO-E in drei Unterlagen (Research, Development and Innovation (RDI) Roadmap, RDI Implementation Plan, RDI Monitoring Report) fortlaufend aktualisiert. Weitere Informationen dazu können dem [RDI Monitoring Report 2022 der ENTSO-E](#) entnommen werden.

Innerhalb der vergangenen 10 Jahre wurde eine Reihe von neuen Technologien in die Übertragungsnetze eingeführt. Darunter zählen u. a. HGÜ-Leitungen und -Kabel, STATCOM-Anlagen, witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, Phasenschiebertransformator (PST) und Hochtemperaturleiterseile. Weitere Informationen dazu sind in den folgenden Kapiteln zu finden.

4.3 AC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz

Als Dreiphasenwechselstrom, auch „Drehstrom“ genannt, bezeichnet man drei einzelne Wechselströme bei gleicher Frequenz, die zueinander um 120° phasenverschoben sind. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird zum größten Teil in der Dreh- bzw. Wechselstrom-Technik betrieben. Die erste Stromübertragungsleitung in Deutschland wurde 1891 gebaut. Sie verlief über eine Strecke von ca. 176 km zwischen Lauffen am Neckar und Frankfurt am Main und demonstrierte die Möglichkeiten der Fernübertragung von elektrischem Strom mittels Wechselstroms. Dementsprechend haben die vier ÜNB langjährige Erfahrung mit dem Bau, Betrieb und der Systemführung von AC-Leitungen. Die Technik der Wechselstromübertragung wurde fortwährend überprüft und optimiert.

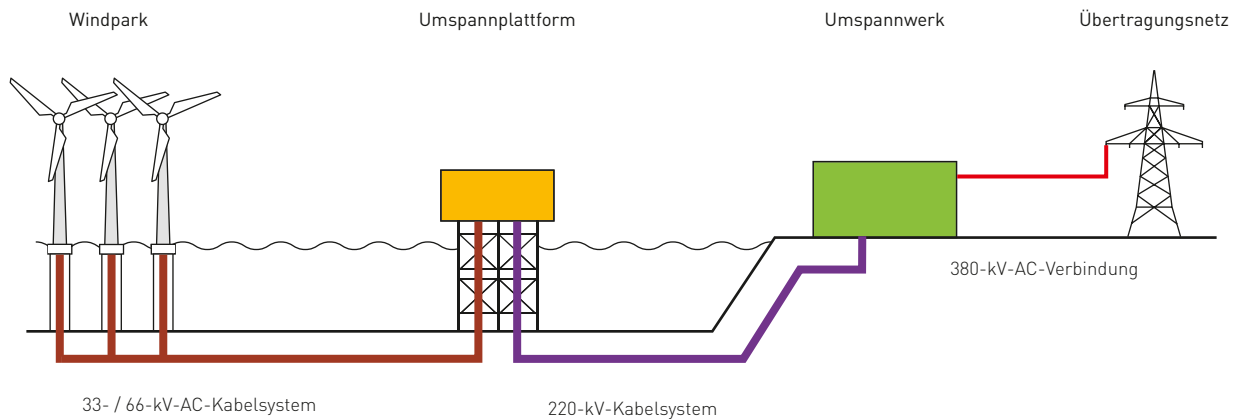
Im AC-Übertragungsnetz gibt es verschiedene technische Komponenten, die für die Funktion und Effizienz des Netzes entscheidend sind:

- **AC-Freileitungen** bestehen im Wesentlichen aus einem leitenden Kern, der häufig aus Aluminium oder einer Aluminium-Stahl-Kombination gefertigt ist, um das Gewicht niedrig zu halten und die Festigkeit zu erhöhen. Der Leiter wird von Isolatoren gehalten, die ihn physisch von den Masten und anderen Erdungsverbindungen trennen. Diese Isolatoren bestehen oft aus Porzellan, Glas oder speziellen Kunststoffen. Die Tragmasten für Freileitungen sind typischerweise aus Stahl oder Beton gefertigt, um Stabilität und Widerstandsfähigkeit gegen Witterungseinflüsse zu gewährleisten.
- **AC-Kabel** sind speziell für die Übertragung von Wechselstrom in elektrischen Netzwerken entwickelt und bestehen aus Leitern, meist aus Kupfer oder Aluminium, *die von der Außenwelt durch die Isolierstoffe aus Materialien wie Polypropylen oder imprägniertem Papier abgeschirmt werden*. Einige Kabel sind zusätzlich mit einer Schirmung aus Metallgeflecht versehen, *um die Spannung im Isolierstoff gleich zu verteilen*. Der Außenmantel schützt die Kabel vor mechanischen Schäden und Umwelteinflüssen. AC-Kabel sind entscheidend für die Stromversorgung in Haushalten, Bürogebäuden sowie industriellen Anlagen und Kommunikationsnetzen. Sie ermöglichen effiziente Energieübertragung von Umspannwerken zu Verbrauchern und sind weltweit in der elektrischen Infrastruktur für kurz- und mitteldistanzige Stromübertragungen verbreitet.
- **Umspannwerke** ermöglichen die Umwandlung und Verteilung von elektrischer Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen. Zentral in einem Umspannwerk sind Transformatoren, *die die Energieübertragung zwischen den unterschiedlichen Spannungsebenen ermöglichen. Durch die Ein- und Ausschaltung der Freileitungen bzw. Kabel und die Veränderung der Zusammenschaltung der Freileitungen bzw. Kabel über die Sammelschienen in Schaltanlagen wird der Energiefluss geregelt*. Steuer- und Überwachungssysteme sorgen für sicheren Betrieb und optimierte Leistung, oft unterstützt durch Automatisierungstechnologien. Schutzeinrichtungen wie Relais und Sicherungen schützen vor Überlastungen *und schalten selektiv Kurzschlüsse und Fehler ab*.

- > **Kondensatoren und Drosseln** sind essenzielle Komponenten in der Stromübertragung, die zur Spannungsregelung und Leistungsfaktor-Optimierung dienen. Kondensatoren bestehen aus parallelen Metallplatten, getrennt durch ein Dielektrikum, wie Keramik oder Kunststoff, und verfügen über elektrische Anschlüsse. Je nach Anwendung existieren verschiedene Bauformen wie Keramik Kondensatoren und Elektrolytkondensatoren. *Die Drosseln bestehen aus einer Kupferwicklung und einem Kern, der in zwei Varianten die Technologie maßgeblich prägt, a) mit dem Luftkern und b) mit dem Eisenkern, der Ölisolation und dem Metallgehäuse.* Diese Komponenten sind entscheidend für die Blindleistungskompensation.
- > Ein **STATCOM** (Dt.: Leistungselektronische Blindleistungskompensation) besteht aus verschiedenen Komponenten, die gemeinsam für Blindleistungskompensation im Stromnetz sorgen. Der Voltage Source Converter (VSC) (Dt.: Spannungs-Quellen-Umrichter) ist das Herzstück und steuert Energiefluss zwischen dem Energiespeicher und dem Netz, indem Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBTs) gesteuert zu- oder abgeschaltet werden. Ein DC-Kondensator dient als Energiespeicher. Das Steuerungssystem überwacht das Netz und passt die Umrichterleistung an, um bei Bedarf Blindleistung zu erzeugen oder zu absorbieren. Ein Koppeltransformator verbindet den Umrichter mit dem Netz. Schutzeinrichtungen sichern die Komponenten vor Überlastungen und Kurzschlüssen. Mess- und Kommunikationssysteme erfassen Echtzeitdaten und unterstützen schnelle Anpassungen durch das Steuerungssystem.
- > Ein **rotierender Phasenschieber mit Schwungrad** ist eine elektromechanische Vorrichtung zur Blindleistung- und Inertia-Bereitstellung für das Übertragungsnetz. Hauptkomponenten sind *ein Generator, der durch die Regelung der Erregerspannung* die Phasenlage zwischen Strom und Spannung modifiziert, sowie das Schwungrad, das kinetische Energie speichert und diese bei Netzschwankungen bereitstellt. Das Regelungssystem überwacht die Netzspannung und passt die Erregerspannung des Generators *an, um die Blindleistung im Übertragungsnetz zu absorbieren oder bereitzustellen.* Das Schwungrad *trägt durch seine große Trägheit signifikant zur Deckung der Momentanreserve-Bedarfe bei und unterstützt somit maßgeblich die Systemstabilität.*
- > Ein **PST** (Dt.: *Querregeltransformator, wobei sich die englische Abkürzung PST für "phase shifting transformer" auch im deutschen Sprachraum etabliert hat*) wird zur Lastflusssteuerung eingesetzt, um *Freileitungen optimal auszulasten und somit den Engpassmanagement-Bedarf zu senken.* Er besteht aus einem magnetischen Kern und mehreren Wicklungen, die eine Phasenverschiebung zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung ermöglichen. Regelbare Wicklungen, die mechanisch oder elektronisch gesteuert werden können, erlauben eine präzise Anpassung der Phasenlage. Schutzeinrichtungen schützen den PST vor Überlastungen. In der Stromübertragung optimieren PSTs den Lastfluss und vergleichmäßigen die Auslastung des Netzes.
- > **AC-Offshore-Netzanbindungssysteme (AC-ONAS)** übertragen Leistung von Windpark zum Verbraucher an Land über kürzere Entfernungen und kommen daher überwiegend in der Ostsee sowie in küstennahen Gebieten in der Nordsee zum Einsatz. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen, wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume, stellt die AC-Technologie in der Ostsee in der Regel ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Dimensionierungen der Übertragungsleistung bietet die AC-Technologie zudem die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelnen Flächen anzupassen sowie die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bedarfsgerecht zu skalieren. AC-ONAS werden derzeit in der Regel mit einer Systemspannung von 220 kV und einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für die Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit einer Erzeugungsleistung ab 1 GW wird hingegen auch in der Ostsee die DC-Technologie mit einer Systemspannung von 525 kV gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2025 zum Einsatz kommen (s. Kapitel 5.1.2).

Die Integration der OWPs in die AC-ONAS erfolgt dabei nach den Technikgrundsätzen gemäß FEP:

- > In der Ostsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei AC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP (s. Abbildung 47).
- > Für AC-ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2026 in der Nord- und Ostsee sieht der FEP 2025 das sogenannte Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des ÜNB verbunden.

Abbildung 47: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

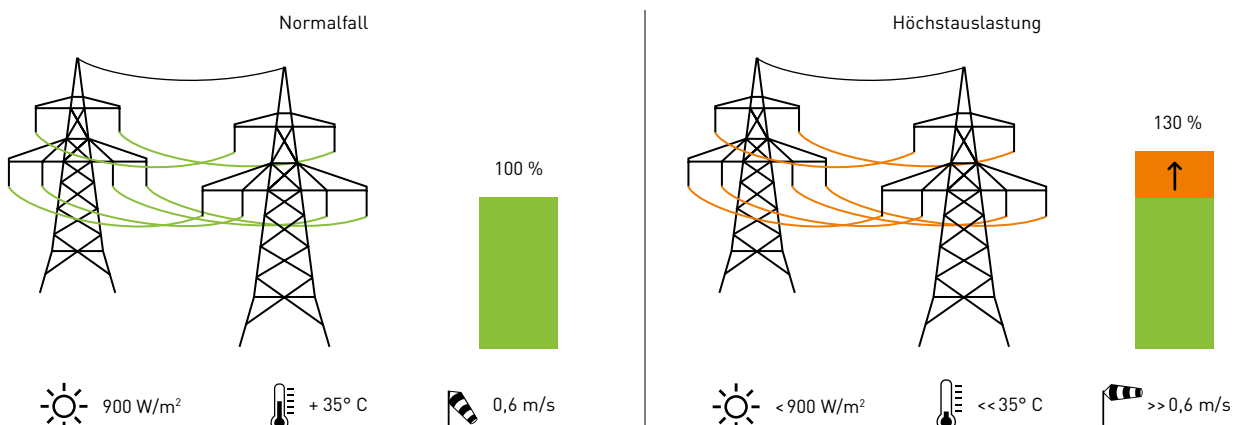
Im Folgenden werden Weiterentwicklungen von Betrieb und Technik im AC-Netz beschrieben.

4.3.1 Höherauslastung der Netzkomponenten

Die Strombelastbarkeit der Netzkomponenten wird entsprechend der Normen für selten vorkommende und kritische Witterungsbedingungen bestimmt. In diesem Rahmen können die Betriebsmittel zuverlässig und unter definierter Abnutzungsgeschwindigkeit betrieben werden. Die oben genannten Witterungsbedingungen treten selten auf, sodass ein Großteil des Jahres die Komponenten günstigere Witterungsbedingungen für die Stromübertragung erfahren. Durch die entsprechende Überwachung der Witterungsbedingungen in Kombination mit der Strombelastung und unter Berücksichtigung der thermischen und physikalischen Grenzen für Netzkomponenten ergeben sich Potenziale zur Höherauslastung der Netzkomponenten über den nach Normen bestimmten Bemessungsdauerstrom. Im Folgenden werden die Konzepte zur Höherauslastung der Freileitungen, Transformatoren und Schaltanlagen dargestellt.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)

Bei Durchleitung elektrischer Ströme in einer Freileitung führen elektrische Verluste zu einer Erwärmung des Leiters. Infolgedessen dehnt sich das Material aus, was bei einer Freileitung mit einem größeren Durchhang der Leitung verbunden ist. Um über die Seiltemperatur auf den zulässigen Nennstrom schließen zu können, bedarf es der örtlichen Auflösung der meteorologischen Zustände wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur (s. Abbildung 48). Die Zielsetzung des WAFB ist als innovative Maßnahme im Übertragungsnetz die Aktivierung bisher nicht nutzbarer Übertragungskapazitäten.

Abbildung 48: Funktionsweise witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die betriebliche Nutzung von zeit- und ortskonkreten Witterungsdaten erfordert dabei die Erfassung, Aufbereitung, Bereitstellung und Archivierung. Insbesondere muss der Sicherheit der Datenübertragungswege der Messwerte von den Messstationen in die Leitwarte Rechnung getragen werden. Es muss eine stromkreisscharfe Risikoanalyse durchgeführt werden, um aus dieser die Genauigkeitsanforderungen für die Messwerterfassung abzuleiten. Bedingt durch die unterschiedlichen Baureihen und die geographischen Situationen der Freileitungen ergeben sich spezifische Randbedingungen für jede einzelne Freileitung.

Aufgrund der für die Einführung des WAFB notwendigen stromkreisgenauen Überprüfungen der Assets, erfolgt die Umsetzung des WAFB in einem definierten, schrittweisen Prozess (VDE-Anwendungsregel „VDE-AR-N 4210-5: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“). Dieser beschreibt die organisatorischen und technischen Maßnahmen zur Umsetzung für Stromkreise mit Nennspannungen über 45 kV, die mit erhöhten Betriebsströmen abweichend von der DIN EN 50182 witterungsadaptiv unter Einhaltung der zulässigen Mindestabstände und Leiterseiltemperaturen betrieben werden sollen. Die Anwendungsregel des VDE muss somit bei jedem einzelnen Stromkreis angewandt werden, bis der WAFB sukzessiv implementiert ist. Neben komponentenspezifischen Bedingungen müssen dabei auch systemseitige Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes, der Stabilität und der Blindleistung erfüllt werden.

4.3.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

Eine Möglichkeit den Anforderungen an eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerecht zu werden, ist die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen. Konventionelle Leiterseile für Freileitungen sind Verbundleiter mit Aluminium im äußeren und Stahl im inneren Teil. Die maximale Betriebstemperatur derartiger Leiter beträgt 80 °C. Hochtemperaturleiterseile sind aufgrund einer speziellen Materialauswahl für höhere Temperaturen ausgelegt und erreichen somit gegenüber konventionellen Leiterseilen höhere Stromtragfähigkeiten. Grundsätzlich werden Hochtemperaturleiterseile in zwei Gruppen unterschieden:

- **HT-Leiterseile** (Hochtemperatur-Leiterseile)
- **HTLS-Leiterseile** (High-Temperature-Low-Sag-Leiterseile)

HT-Leiterseile bestehen in der Regel aus temperaturbeständigen Aluminiumdrähten in den Außenlagen und aluminiumummantelten Stahldrähten in den Innenlagen. Mit Betriebstemperaturen bis zu 150 °C sind bis zu 60 % höhere Stromtragfähigkeiten möglich. Das seilmechanische Verhalten der Leiterseile ist vergleichbar zu konventionellen Leiterseilen (z. B. die nahezu lineare Durchgangszunahme mit steigender Betriebstemperatur). Eine normative Grundlage existiert für die einzelnen Drähte. Der Leiteraufbau kann anhand der konventionellen Leiterseile spezifiziert werden.

Der Einsatz von HT-Leiterseilen richtet sich nach dem nachgewiesenen Bedarf in üblichen Planungsprozessen zur dauerhaften Höherauslastung von Stromkreisen. Im direkten Vergleich zu anderen technologischen Lösungen ist die Erhöhung der Übertragungskapazität mittels HT-Leiterseilen auch witterungsunabhängig möglich. Letzteres erfordert jedoch die ganzheitliche Betrachtung aller Netzkomponenten.

Während HT-Leiterseile bereits in der Vergangenheit eingesetzt wurden und über eine normative Grundlage verfügen, sind Leiterseile mit der HTLS-Technologie derzeit größtenteils noch in der Erprobung. Gleichwohl wurde für HTLS-Leiterseile bereits gezeigt, dass die Einhaltung der strengen Anforderungen der Übertragungsnetze eingehalten werden können. Dies ist auch anhand der zunehmenden Marktverfügbarkeit und der ständigen Weiterentwicklung einzelner HTLS-Technologien erkennbar. Die Neuerungen am eingesetzten Material bedürfen eines erweiterten Prüfumfangs für die Leiterseile selbst, aber auch anderer technischer Randbedingungen wie z. B. die Montage, die Berechnungen sowie die Trassierung und die Auswirkungen auf bestehende Masten. Für die Netzbetreiber sind diese umfangreichen Prüfungen unabdingbar.

Im Vergleich zu konventionellen Leiterseilen ergeben sich auch im Hinblick auf die Betriebsführung teilweise grundlegend neue Herausforderungen. Dazu ist das bisher noch nicht vollständig bekannte Langzeitverhalten während der gesamten Lebensdauer von etwa 50 Jahren beispielhaft zu nennen. Darüber hinaus resultieren aus dem Einsatz von HT-Leiterseilen weitere Aspekte für die Übertragungsnetze, die zwingend zu berücksichtigen sind. Durch den höheren Stromfluss bei nahezu gleichbleibender Konfiguration der Leiterseilgeometrie und -anordnung steigt der Blindleistungsbedarf der Netze. In der Folge sind zusätzliche Komponenten wie z. B. rotierende Phasenschieber, STATCOM-Anlagen, Drosseln etc. zur Kompensation notwendig. Darüber hinaus ist ggf. die Überprüfung von lastflussteuernden Maßnahmen erforderlich. Zudem müssen Schutzkonzepte geprüft und angepasst werden, was unter Umständen einen Engpass darstellen kann. Insgesamt sind die gleichen Systemanalysen wie beim WAFB erforderlich.

Gemäß dem NOVA-Prinzip ermöglichen HT-Leiterseile grundsätzlich eine Optimierung bestehender Leitungen ohne massive Eingriffe in bestehende Bauwerke. Entsprechend sind Umbeseilungen mit HT-Leiterseilen bereits in hohem Umfang im NEP-Prozess berücksichtigt. Gleichsam zeigen die Erfahrungen aus dem Systembetrieb und mittelfristigen Netzanalysen zusätzliche Einsatzpotenziale für Hochtemperaturseile. Bei entsprechender Planung und Materialauswahl sind jedoch weiterhin Anpassungen der Bestandsleitungen, z. B. vereinzelt Masterhöhungen oder Masttausche, notwendig, bevor die neuen Leiterseile montiert werden können. Der betriebswirtschaftliche Aspekt im Hinblick auf die Kosten der neuen Leiterseile, der Leiterseilmontage sowie die notwendigen Anpassungen an den Masten sollte stets den Zustand der Leitung und die perspektivische Bedeutung der Leitung berücksichtigen.

Für die vollständige Ausnutzung der zusätzlichen Übertragungskapazitäten im 380-kV-Bestandswechselstromnetz sind zusätzliche Maßnahmen z. B. zur Blindleistungskompensation erforderlich. Generell gilt für alle Höherauslastungsmaßnahmen innerhalb des bestehenden Systems, dass sie die Fehlertoleranz senken und einen höheren (wirtschaftlichen) Aufwand für einen sicheren Systembetrieb mit sich bringen. Aus diesem Grund können trotz des NOVA-Prinzips qualitative Neuerungen wie z. B. der Aufbau eines DC-Netzes gegenüber quantitativ wirkenden Optimierungen vorzugswürdig sein. Im Rahmen der Ad-hoc-Maßnahmen wurden in vorherigen Netzentwicklungsplänen HTL(S)-Maßnahmen bewertet und von den ÜNB vorgeschlagen (s. Anhang zum NEP 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf).

Höherauslastung der Betriebsmittel in den Hochspannungs(HS)-Schaltanlagen

Durch die Einführung des WAFB als auch von HT-Leiterseilen steigt die Stromstärke einer Leitung. Dies kann dazu führen, dass weitere Komponenten des Stromkreises, die sich in den Schaltanlagen befinden (z. B. Leistungsschalter oder Sammelschienen), einen Stromengpass darstellen können. Konventionelle oder HT-Leiterseile sind dann nicht mehr das einzige begrenzende Element. Aus diesem Grund müssen auch die zusätzliche Höherauslastungspotenziale in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen oder thermischen Reserven von Schaltanlagenkomponenten und Transformatoren betrachtet werden, um dem NOVA-Prinzip zu entsprechen.

In Schaltanlagen resultieren Netzengpässe aus der zulässigen Strombelastbarkeit der eingesetzten Komponenten (Sammelschienen, Feldverbindungen, Trennschalter, Leistungsschalter, Wandler, Transformatoren, Durchführungen und Kabelendverschlüsse). Abhängig von den Umgebungsbedingungen könnten diese prinzipiell auch höhere Betriebsströme führen und entsprechend ihrer thermischen Trägheit kurzzeitig höherbelastet werden, ohne dass die maximal zulässigen Grenztemperaturen für diese Betriebsmittel überschritten werden oder die Funktionsfähigkeit der Geräte eingeschränkt wird.

Die tatsächliche physikalische Belastbarkeit der Komponenten kann im Sinne einer Stromnetzoptimierung nutzbar gemacht werden, solange sichergestellt werden kann, dass die Zuverlässigkeit und Lebensdauer der entsprechenden Betriebsmittel dadurch nicht bzw. im akzeptablen Maß reduziert werden. Diese Reserven und die Bedingungen, unter denen sie genutzt werden können, unterscheiden sich zwischen den Betriebsmitteln zum Teil erheblich. Eine höhere Auslastung der Betriebsmittel entlang der Stromübertragungskette verlangt ein genaues Verständnis der physikalischen Gegebenheiten, von Erwärmung, der auftretenden Alterung, den Ausfall-Wahrscheinlichkeiten bis zu deren möglichen Folgen.

Mit Blick auf akzeptable technische Risiken und Haftungsrisiken ist zwischen einer zulässigen Höherauslastung innerhalb der Materialgrenzen der Betriebsmittel und einer unzulässigen Überlastung mit inakzeptablen Risiken für Mensch, Umwelt und die Technik zu unterscheiden. Informationen aus Monitoringsystemen, Datenanalysen und berechenbaren Indikatoren können gezielt für die Zustandsbewertung genutzt werden, um die in Zukunft häufiger auftretenden Situationen mit höherer Belastung und Szenarien für eine verlängerte Betriebsmittelnutzung zu modellieren und sicher einsetzen zu können.

4.3.3 Lastflusssteuerung

Damit bestehende Kapazitäten optimal genutzt werden, Engpässe vermieden und Überlastungen reduziert werden können, werden lastflusssteuernde Maßnahmen eingesetzt. Dabei werden verschiedene Methoden und Technologien eingesetzt, die es ermöglichen, Leistungsflüsse in Echtzeit zu überwachen und anzupassen. Im Folgenden werden Elemente zur aktiven Steuerung des Lastflusses dargestellt.

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist stark vermascht und mit jeder neuen Leitung verändert sich der Vermaschungsgrad. Strom sucht sich den Weg des geringsten Widerstands. In der Folge sind Freileitungsabschnitte unterschiedlich stark ausgelastet, sofern keine lastflusssteuernden Maßnahmen eingesetzt werden. Zur optimalen Nutzung des Gesamtnetzes werden daher lastflusssteuernde Betriebsmittel eingesetzt, die im Prinzip Leitungen elektrisch verlängern oder verkürzen, sodass jeweils die maximale Auslastung der parallelen Freileitungen erreicht werden kann und der Lastfluss somit ausgeglichen wird. Dauerhaft erforderliche lastflusssteuernde Betriebsmittel zeigen in den Szenarien des aktuellen NEP-Prozesses für die Zieljahre 2037 und 2045 einen hohen Nutzen und werden daher bereits regulär im NEP als erforderliche Maßnahmen ermittelt und ausgewiesen.

Im geplanten Zielnetz des NEP wird das entsprechende Potenzial einer Vielzahl geplanter lastflusssteuernder Betriebsmittel (vornehmlich PST und HGÜ) deshalb gemäß dem NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz ändern sich jedoch auch kurz- und mittelfristig ständig. Daher prüfen die ÜNB im Rahmen mittelfristiger interner Analysen (t+3, t+5 und t+7), ob sich lastflusssteuernde Elemente auch als temporäre Ad-hoc-Maßnahmen oder vorab möglichst bald ausführen lassen. Nachweise für zusätzliche Lastflusssteuerungseinheiten werden somit nicht nur im Rahmen des NEP-Prozesses, sondern auch aus mittelfristigen Planungsprozessen bereitgestellt. Grundsätzlich wird dabei auch geprüft, inwieweit weitere lastflusssteuernde Maßnahmen engpassmindernd wirken. Beispielsweise können PST gezielt den Lastfluss auf bestimmte Leitungen lenken, um so Engpässe zu vermeiden und die Effizienz des Netzes zu verbessern.

In diesem Sinne kann Engpassmanagement, also die gezielte Anpassung der Erzeugungsleistung von Kraftwerken, durch geeignete lastflusssteuernde Maßnahmen reduziert werden. Dies ist erstrebenswert, da Engpassmanagement mit erheblichen Kosten einhergeht. Es wird für jeden Fall analysiert, ob der Einsatz von lastflusssteuernden Maßnahmen wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die wesentlichen Systeme, die für verschiedene Anwendungen als Innovation zur Anwendung kommen, umfassen:

- Phasenschiebertransformator (PST) – TRG 9
- Switched Series Reactor (SSR) – TRG 9
- Overload Line Controller (OLC) oder auch Air-Core-Reactor (ACR) – TRG 9
- Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) – TRG 8
- Modular Static Synchronous Series Compensator (mSSSC) – TRG 8
- Unified Power Flow Controller (UPFC) – TRG 4

Die einzelnen Technologien müssen, sofern sie noch nicht Stand der Technik sind, grundsätzlich im Hinblick auf ihre Integration in das Höchstspannungsnetz und ihr Systemverhalten ausgeprägt sowie auch wirtschaftlich bewertet werden. Zudem sind Einsatz- und Betriebskonzepte zu erstellen. Hinzu kommen standortspezifische Interaktionsstudien, Schutzstudien, Dokumentation des Platzbedarfs, der Schall- und Funk-Emissionen, des elektromagnetischen Feldes, der Bauzeit und der Investitions- und Betriebskosten. Derzeit werden zumeist PST wegen ihrer Robustheit, Regelbarkeit mit großem Stellwinkel und langen Nutzungsdauern eingesetzt.

Bei sehr langen Stromleitungen und schwacher Netzvermaschung, werden manchmal thyristorgeregelte Kapazitäten eingesetzt. Thyristorgeregelte Kapazitäten sind Komponenten von Flexible-AC-Transmission-System (FACTS) (Dt.: flexiblen Wechselstromübertragungssystemen). Es handelt sich um spezielle Geräte, die den Stromfluss im Netz beeinflussen können. Sie verwenden Thyristoren, eine Art Schalter, um die Menge an Strom, die durch das System fließt, zu regulieren und somit die Spannung stabil zu halten.



Für temporäre Einsätze werden derzeit keine Lastflusssteuerungen eingeplant, da deren Integration ins Höchstspannungsnetz im Ressourcenwettbewerb mit bereits laufenden Projekten steht und der Nachweis des Nutzens von zusätzlichen Komponenten noch nicht erbracht ist. Wegen der Zeit, die für Genehmigung und Bau nötig ist, dauert es ungefähr fünf Jahre, bis ein mittelgroßes Projekt vollständig umgesetzt und in Betrieb genommen werden kann.

Im Rahmen des Planungsprozesses werden verschiedene technische Alternativen geprüft, welche die voraussichtliche neue Lastverteilung im Netz adressieren. In diesem Zusammenhang wurden auch die modularen Static Synchronous Series Compensators (mSSSC) intensiv betrachtet, um eine Einsatzmöglichkeit der Technologie unter Betrachtung der Umsetzungszeiten beurteilen zu können. Die Technologie unterscheidet sich dabei wesentlich von PST und TCSC. Aufgrund der Modularität und zusätzlicher Funktionen (z. B. Dynamic Line Rating (DLR), Power oscillation dumping (POD)) von mSSSC ergeben sich andere Anwendungsmöglichkeiten. Punktuelle oder verteilte Anlagen an Orten, an denen z. B. PST aufgrund ihres Gewichts nicht aufgestellt werden können, sind hier z. B. zu nennen. Darüber hinaus handelt es sich bei mSSSC – im Gegensatz zu PST – um leistungselektronische aktiv geregelte Betriebsmittel, die den Lastfluss rein aufgrund der digitalen Regelungsvorgaben beeinflussen. Derartige Algorithmen und Technologien müssen vor dem Einsatz intensiv geprüft werden, damit es zu keiner ungewünschten Interaktion mit weiteren Netzkomponenten wie z. B. Kraftwerken, HGÜ oder (E-)STATCOM-Anlagen kommt. Aufgrund der direkten transformatorlosen Einkopplung in die Leitung sind mSSSC gegenüber PST bezüglich der statischen Stabilität vorteilhaft.

4.3.4 Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve

Um der erheblichen Nachfrage nach Momentanreserve in der Zukunft gerecht zu werden, müssen alle verfügbaren Potenziale genutzt werden. Zudem sollen vorhandene Betriebsmittel möglichst viele Systemdienstleistungen erbringen. Daher streben die vier ÜNB an, dynamische Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve zu bauen. Folgende Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve stehen zur Verfügung:

- Rotierender Phasenschieber (inklusive Schwungmasse) – TRG 8
- STATCOM (Static Synchronous Compensator) – TRG 8
- E-STATCOM (Energy Static Synchronous Compensator) – TRG 6–7

Bei dem rotierenden Phasenschieber handelt es sich um eine rotierende Synchron-Maschine, welche die Blindleistung und die Momentanreserve in Form von ihrer mechanischen Trägheit zur Verfügung stellt. Ein zusätzliches Schwungrad kann die Trägheit erhöhen.

Bei einer E-STATCOM handelt es sich im Vergleich zu einer konventionellen STATCOM-Anlage um eine Stromrichteranlage, die zusätzlich über einen elektrischen Leistungsspeicher, in Form von Doppelschichtkondensatoren (EDLC)/SuperCaps verfügt. Dies ermöglicht neben der Bereitstellung von Blindleistung zusätzlich den Austausch von Wirkleistung im Sekundenbereich.

Bei Änderungen im Netz stützen diese dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen die Netzspannung und kurzfristig mit Momentanreserve die Netzfrequenz. Der resultierende Trägheitsbeitrag wird entweder inhärent von rotierenden Phasenschiebern oder kontrolliert von E-STATCOMs erbracht.

Durch die steigende Integration von erneuerbaren Energien ist es notwendig, das neue Regelungsparadigma der netzbildenden Regelung flächendeckend auch für Erzeugungsanlagen einzusetzen, damit die Systemstabilität zukünftig gewährleistet werden kann. Nur so können die hohen Momentanreservebedarfe zukünftig gedeckt und die weiteren Systemeigenschaften von konventionellen Kraftwerken (z. B. Phasensprungleistung) vollends durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Weitere Ausführungen sind im [Systemstabilitätsbericht 2025](#) der vier ÜNB zu finden.

Das Hauptziel dabei ist es, im Vergleich zu netzfolgenden Regelungsarchitekturen trägere Spannungen am Ausgang der Stromrichter bereitzustellen. Mit dieser Eigenschaft wird das Netz im Normalbetrieb und während Störungen in Frequenz und Spannung gestützt. Darüber hinaus sind netzbildende Regelungen für erneuerbare Erzeugungsanlagen und Batterien aus Sicht der Systemresilienz relevant, da sie die Spannung und Frequenz des AC-Systems bei schweren Ereignissen wie Netztrennungen deutlich besser aufrechterhalten können, selbst wenn keine konventionellen Kraftwerke basierend auf Synchrongeneratoren am Netz sind. Der Endbericht des EU-Projekts HVDC-wise stellt diesen Zusammenhang dar. Dies wird sichergestellt, indem die netzbildenden Anlagen mindestens die folgenden Eigenschaften erfüllen (4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter 2022):

1. Spannungsbildung analog zur Polradspannung von Synchrongeneratoren
2. Instantaner Kurzschlussstrombeitrag
3. Bereitstellung von elektrischer Trägheit
4. Verhinderung unerwünschter Reglerinteraktionen
5. Teilnetzbetriebsfähigkeit

Aktuelle Herausforderungen bei der Implementierung fokussieren vor allem den Einfluss von Strom-, Leistungs- und Energiebegrenzung von unterschiedlichen Anlagentypen auf diese Eigenschaften sowie den Einfluss der netzbildenden Eigenschaften auf das Anlagendesign. Bereits heute werden ÜNB-eigene Anlagen (HGÜ, (E-)STATCOM) grundsätzlich mit netzbildenden Regelungen errichtet. Notwendige Entwicklungsarbeiten bei Herstellern von Erzeugungsanlagen und Batterien werden zukünftig durch einen Momentanreservemarkt angereizt und die Etablierung in den Netzanschlussregeln auf europäischer als auch nationaler Basis ist bereits weit fortgeschritten. Trotz der bestehenden Herausforderungen sehen die ÜNB den flächendeckenden Einsatz von netzbildenden Regelungen als zwingend erforderlich für den sicheren und stabilen Systembetrieb an.

4.3.5 Kurative Systemführung und Einsatz von Großbatteriespeichern

Der aktuelle NEP stellt mit den genannten Vorüberlegungen, Berechnungen und Projekten sicher, dass das zu entwickelnde Zielnetz für das Betrachtungsjahr 2037 die Höherauslastungspotenziale kurativer Systemführung erfasst. Dabei erfolgt neben der Berücksichtigung der HGÜ-Technologie ein flächendeckender Einsatz weiterer kurativer Maßnahmen, wie etwa Netzboostern, PST, Pump- und Großbatteriespeichern sowie Offshore-Wind. In der Netzentwicklung wird somit bereits eine (teil-)automatisierte Betriebsführung gemäß der dritten Entwicklungsphase aus dem InnoSys2030 Projekt unterstellt. Aufgrund der zunehmenden Integration lastflusststeuernder Betriebsmittel in das Übertragungsnetz sowie des Ausbaus von Netzboostern und der kurativen Ertüchtigung von Bestandskraftwerken sind zukünftig viele kurative Freiheitsgrade möglich. Die Höhe der temporär (in Ausfallsituationen) zulässigen Stromgrenzwerte wird perspektivisch die wesentliche Limitierung für den Nutzen kurativer Systemführung darstellen.

Für den kurativen Netzbetrieb sollte für den hoch ausgelasteten Grundfall ausreichend Blindleistung und gesicherte dynamische Blindleistung (aus Generatoren, STATCOMs oder rotierenden Phasenschiebern) zur Verfügung stehen. Andernfalls herrscht a priori bereits ein niedriges Spannungsniveau und es kann zu einer unzureichenden Spannungserholung nach Fehlerklärung kommen. Außerdem ist die Verfügbarkeit einer redundanten Maßnahme zwingend erforderlich, falls die primäre kurative Maßnahme nicht oder nur verzögert funktioniert.

Im Jahr 2025 hat die Pilotierung eines kurativen Engpassmanagements in Form eines Pumpspeicherkraftwerks als Quelle und eines Offshore-Windparks als Senke begonnen. Das Projekt „KuPilot“ zwischen Amprion und TenneT befindet sich daher im TRG 7 (Pilotprojekt im Übertragungsnetz). Mit dem Beginn des Probetriebs beginnt darüber hinaus die Erprobungs- und Kalibrierungsphase, in der die neu eingeführten Systemführungsprozesse erprobt werden. Darauf folgen die Inbetriebnahmen der Netzbooster-Anlagen von Amprion, TenneT und TransnetBW ab dem Jahr 2026. Darüber hinaus werden von den ÜNB neue kurative Anwendungsfälle mit weiteren Betriebsmitteln (z. B. PST, HGÜ) untersucht, welche nach den Pilotprojekten in Betrieb gehen können. Damit die obengenannten Anlagen ihren Betrieb aufnehmen können, sind seitens der Systemführung eine Vielzahl von Maßnahmen notwendig.

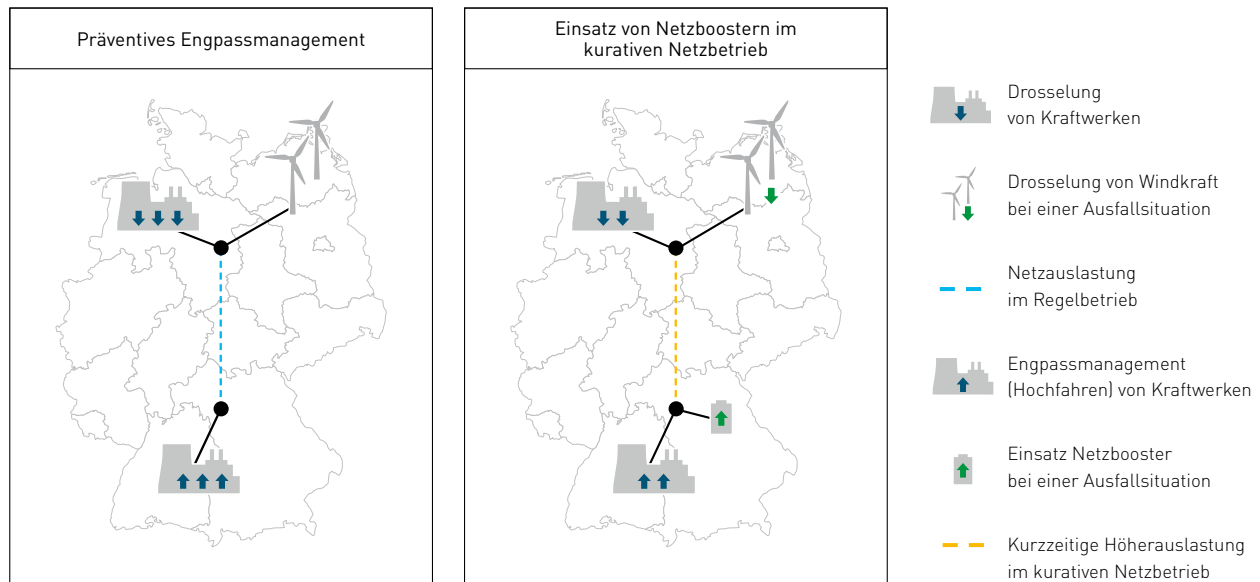
Die geplante Umsetzung der Maßnahmen orientiert sich an den sogenannten Evolutionsstufen der InnoSys-Roadmap (1. Pilotierung & Erprobung, 2. Hebung kurativer Potenziale, 3. Standardisierter Einsatz) und sieht in einem ersten Schritt die Erreichung der ersten Evolutionsstufe bis 2028 vor. Die InnoSys-Roadmap wurde unter Einbezug des InnoSys-Fachbeirats erarbeitet. Der Fokus der Aktivitäten liegt auf den Systemführungsprozessen der Betriebsplanung und des Echtzeitbetriebs. Unter anderem gehören zu den Aktivitäten folgende Anpassungen:

- Abbildung kurativer Maßnahmen in der Netzsicherheitsrechnung des Leitsystems
- Abbildung kurativer Maßnahmen in den Betriebsplanungsprozessen zur Engpassmanagement-Dimensionierung (z. B. Day-Ahead Congestion Forecast (DACF), Intra-Day Congestion Forecast (IDCF))
- Berücksichtigung von TATL (Temporary Admissible Transmission Loading) – Grenzwerten in der Systemführung zur Bewertung temporärer Höherauslastung
- Automatisierte Steuerung kurativer Maßnahmen
- Prozessanpassungen zur Koordination von kurativen Maßnahmen

Das Konzept des Netzboosters für den kurativen Netzbetrieb ist in Abbildung 49 im Vergleich zum präventiven Engpassmanagement dargestellt.

Grundsätzlich ist in Bezug auf die beschriebenen Aktivitäten hervorzuheben, dass die Umsetzung der kurativen bzw. reaktiven Systemführung nicht nur von den ÜNB abhängt: Unter anderem ist eine Zuarbeit von Herstellern der Primär- und Sekundärtechnik, Softwarezulieferern für Leitsysteme und Tools in den Planungsprozessen der ÜNB, Verteilnetzbetreiber und Kraftwerksbetreibern erforderlich. Auch hier zeigt sich, dass Innovationen erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen binden.

Abbildung 49: Schematische Darstellung des Einsatzes von Netzboostern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vor dem Hintergrund von Weiterentwicklungen des dezentralen Netzbooster-Konzepts weist dieser NEP, anders als der NEP 2037/2045 (2023), das Projekt AMP-P609 nicht mehr als umzusetzende Ad-hoc-Maßnahme aus. Die erfolgreiche Auktion im Rahmen des AMP-P510 (Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben) zeigt, dass eine Realisierung von Multi-Use-Speichern (im Besitz von Marktteilnehmern, aber genutzt zu Markt- und Netzzwecken) möglich ist. Aus Kosten- und Effizienzgründen sind für die Beschaffung weiterer Kapazitäten für kurativen Redispatch keine speziellen dezentralen Netzbooster mehr erforderlich, die dem Übertragungsnetzbetreiber für einen längerfristigen Zeitraum exklusiv zur Verfügung stehen. Stattdessen wäre eine Dienstleistungsausschreibung denkbar, durch die bezuschlagte marktliche Speicher in einer bestimmten Region für kürzere Zeiträume für den kurativen Redispatch zur Verfügung stehen. Die Ausgestaltung eines solchen Konzepts findet sich im Gutachten des Fachberatungsunternehmens Consentec, welches parallel zur Erarbeitung dieses NEP fertiggestellt und Ende März 2026 veröffentlicht wird.

Mit der zeitnah bevorstehenden Inbetriebnahme der ersten kurativen Pilotprojekte, darunter „KuPilot“ und Netzbooster-Anlagen, und dem damit verbundenen Erreichen der ersten Evolutionsstufe der InnoSys-Roadmap planen die ÜNB, in weiteren Studien vertiefte Analysen zur zweiten und dritten Evolutionsstufe durchzuführen. Ziel ist die Hebung von Höherauslastungspotenzialen durch kuratives Engpassmanagement sowie die Etablierung eines standardisierten Einsatzes kurativer Maßnahmen. Damit einhergehend liegt der Fokus der ÜNB derzeit auf der detaillierten Konzepterstellung und Vorbereitung der entsprechenden Systemführungsprozesse sowie den damit verbundenen Analysen im Vorfeld erster Pilotanwendungen kurativer Maßnahmen, die in den kommenden Jahren in Betrieb genommen werden sollen. Aufgrund dieser in Bearbeitung befindlichen ausführlicheren Detaillierung enthält der NEP 2037/2045 (2025) keine kurativen Engpassmanagementanalysen wie in vorangegangenen Netzentwicklungsplänen.

Aktuell stehen die Identifikation von Netzsituationen mit Höherauslastungspotenzial sowie die Entwicklung geeigneter kurativer Maßnahmen im Vordergrund. Das Ziel besteht darin, auf dieser Grundlage methodische Ansätze zu entwickeln, die eine objektive Bewertung kurativer Maßnahmen im Netzentwicklungsprozess ermöglichen. Weiterführende Erkenntnisse aus den Studien zu den Evolutionsstufen der InnoSys-Roadmap werden im Rahmen des nächsten NEP, der voraussichtlich im Jahr 2027 veröffentlicht wird, eingebracht.

4.4 DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz

Bereits im ersten NEP 2022 wurden die Vorteile der HGÜ-Technologie für die weiträumige, flexible und vor allem gezielte Wirkleistungsübertragung beschrieben. Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bis heute im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (z. B. länderübergreifende Interkonnectoren, Anbindung von Offshore-Windparks). Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen zahlreiche weitere HGÜ-Verbindungen umgesetzt werden. Diese neuen Strukturen bergen verschiedene technische Innovationspotenziale:

- Weiterentwicklung der Punkt-zu-Punkt-Systeme zu Multiterminal-Systemen (MT-Systeme) und vernetzten Strukturen einschließlich der hierfür benötigten Betriebsmittel (z. B. DC-Leistungsschalter) sowie der Regelungs- und Schutzkonzepte. Die Festlegung geeigneter Netzstrukturen muss unter Beachtung systemtechnischer, technologischer und wirtschaftlicher Aspekte erfolgen.
- Weiterentwicklung der Einsatz- und Betriebskonzepte sowie deren Integration in die Netzbetriebsführung
- Weiterentwicklung der Anforderungen an HGÜ-Konverter zur Wahrung der Systemstabilität (z. B. Grid Forming Control)
- Weiterentwicklung von Methoden und Analysewerkzeugen, um die Wechselwirkung zwischen HGÜ-Systemen und weiteren Betriebsmitteln bewerten zu können
- Weiterentwicklung der Standardisierung von Systemen zur Sicherstellung der Interoperabilität im Hinblick auf die Multi-Vendor-Fähigkeit
- Weiterentwicklung von Betriebsplanungsprozessen zur optimalen Berücksichtigung der HGÜ-Kapazitäten

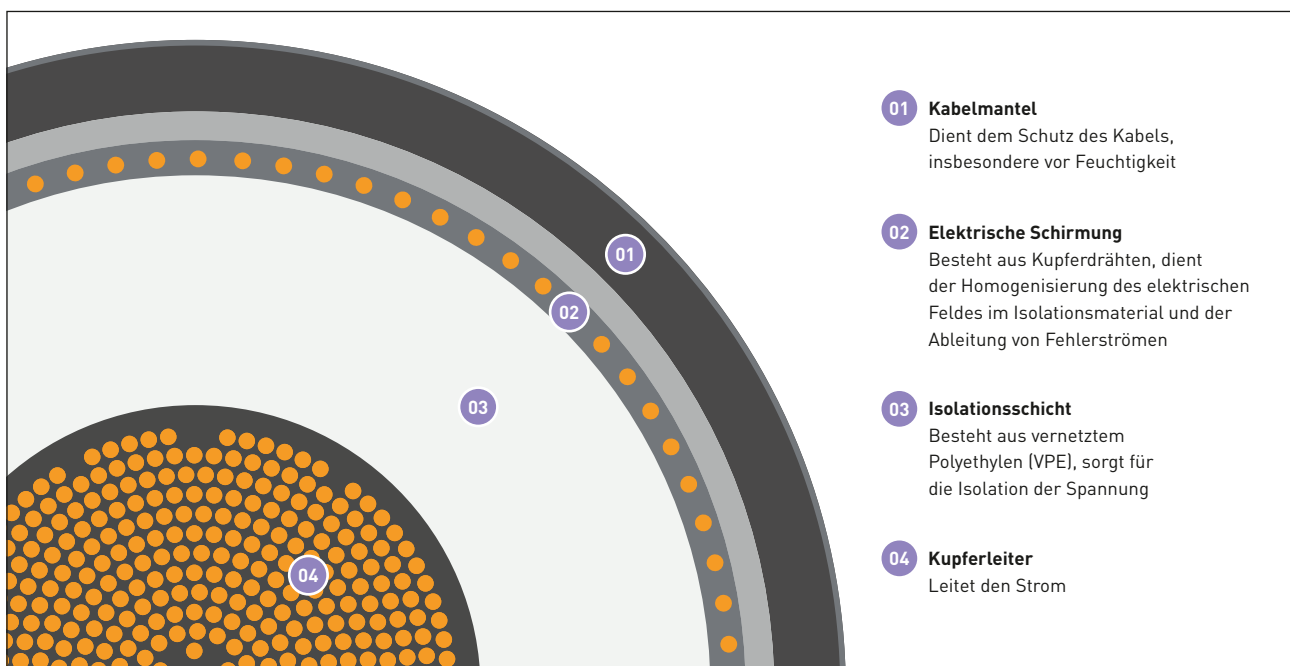
Heutige MT-Systeme können nach dem aktuellen Stand der Technik nur als geschlossene Systeme desselben Herstellers geplant werden, als sogenannte Single-Vendor-Projekte. Jedoch ist eine herstellerübergreifende Vernetzung in Vorbereitung (sogenannte Multi-Vendor-Fähigkeit) und wird bereits aktiv, z. B. im EU-Projekt „InterOPERA“, entwickelt. Ziel ist es, die Kompatibilität und Interoperabilität unterschiedlicher DC-Systemkomponenten von verschiedenen Herstellern zu ermöglichen. Die aktuellen Herausforderungen sind die Definition des technischen und regulatorischen Rahmens sowie die Erarbeitung von standardisierten Schnittstellen (u. a. primärtechnisch, softwareseitig) zwischen verschiedenen DC-Systemkomponenten. Diese Aspekte müssen in enger Abstimmung aller beteiligten Akteure (vor allem zwischen ÜNB und Hersteller) erarbeitet werden (s. Kapitel 4.4.2).

4.4.1 Wesentliche primärtechnische DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz

Zu den wesentlichen primärtechnischen DC-Technologien im Übertragungsnetz gehören High-Voltage Direct Current (HVDC)-Erdkabel (525-kV) sowie perspektivisch HVDC-Freileitungen (*bis zu 525-kV*). Der überwiegende Teil des derzeitigen deutschen Stromnetzes besteht aus Wechselstromfreileitungen. Somit gibt es nur einen kleinen Teil des Netzes, der über Gleichstromtrassen errichtet wird. **Dieser Teil überträgt allerdings Wirkleistung über wesentlich größere Distanzen mit hoher Flexibilität.**

- **HGÜ-Erdkabel** bestehen aus einem Leiter, der üblicherweise aus Kupfer oder Aluminium besteht. Die Leiter sind von einer starken Isolationsschicht umgeben, meist aus extrudiertem Polyethylen oder einem anderen Polymermaterial. Diese Isolierung verhindert elektrische Verluste und schützt vor Erdung und Überschlägen. Eine metallische Schicht, häufig aus Aluminium oder Kupfer, dient zur Abschirmung und als Rückleitung, um elektromagnetische Interferenz zu minimieren. Außenherum wird der sogenannte Kabelmantel mitgeführt, der für die Anordnung die Erdung darstellt (Koaxialkabel). Ein äußerer Schutzmantel bietet Schutz gegen Abrieb und Umwelteinflüsse. *Gemäß § 3 Abs. 5 S. 2 BBPlG erfüllen kunststoffisolierte Erdkabel mit einer Nennspannung von mehr als 320-kV bis zu 525-kV die Anforderungen an die technische Sicherheit im Sinne des § 49 EnWG.*

Abbildung 50: Erdkabel im Querschnitt



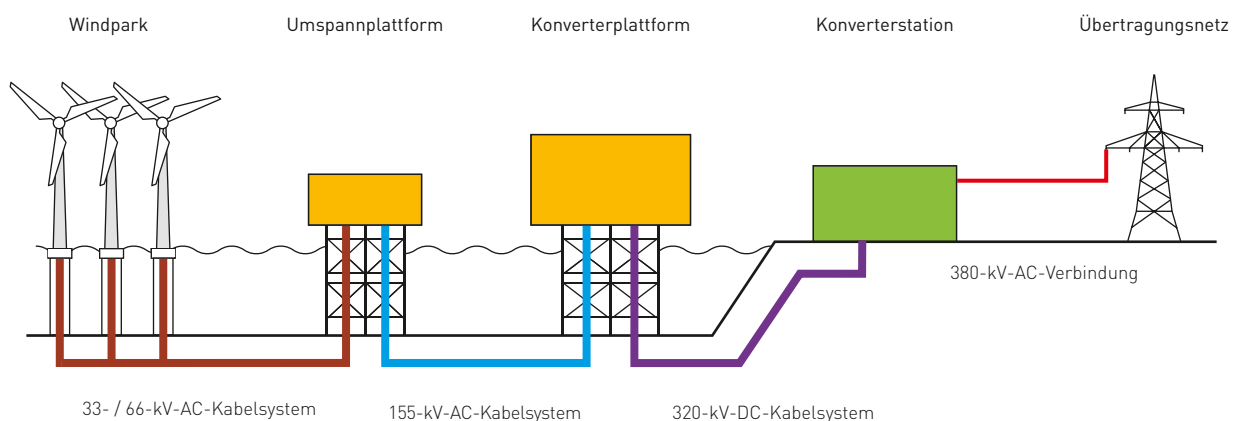
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- **HGÜ-Freileitungen** bestehen aus Aluminiumleitern mit einem Stahlkern, der die mechanische Festigkeit erhöht, und isolierenden Materialien aus Keramik oder Polymer, die Energieverluste und Kurzschlüsse verhindern. Stahlmasten stützen die Leitungen und sorgen für dauerhafte Stabilität unter unterschiedlichen Wetterbedingungen, während Blitzschutzvorrichtungen integriert sind, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Die wesentlichen Unterschiede im Vergleich zu seit ca. 100 Jahren eingesetzten HVAC-Leitungen sind die anderen Emissionen, die besondere Anforderungen an Mindestabstände und Leiterseil- und Bündeldesign mit sich führen. Die Freileitungskomponenten als solche können beschafft und errichtet werden (ähnlich zu HVAC-Freileitung). Die Anforderungen an DC-Emissionen wurden im Rahmen des 380-kV-HVDC-Projekts „ULTRANET“ und des 525-kV-HVDC-Projekts „SuedOstLink“ formal und genehmigungstechnisch aufgestellt und *sind auch weiter adaptierbar*. Die betrieblichen Erfahrungen mit der HGÜ-Leitungstechnologie in Deutschland beschränken sich bislang im Wesentlichen auf 320-kV-Kabelverbindungen.

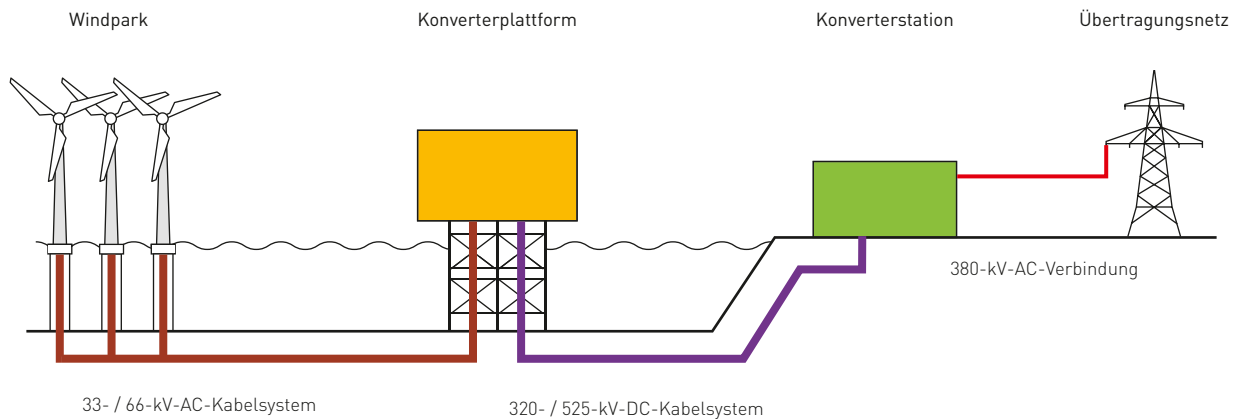
Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen weitere HGÜ-Verbindungen in Deutschland in 525-kV-Kabeltechnologie umgesetzt werden. Um neben der Kabeltechnik perspektivisch auch noch andere technologische Möglichkeiten bei der Realisierung der HGÜ-Verbindungen zu haben, *kann es sinnvoll sein, die bis 380 kV verfügbare HVDC-Freileitungstechnologie für höhere Spannungsebenen weiterzuentwickeln. Bei der Auswahl der Spannungsebene ist zu beachten, dass eine Vernetzung unterschiedlicher Spannungsebenen an technische Grenzen stößt.*

- **Konverter** dienen in der Elektrotechnik zur Umwandlung von Wechselstrom zu Gleichstrom und umgekehrt. Ein Konverter besteht aus Leistungselektronik, typischerweise IGBTs oder Thyristoren, welche die Umwandlung zwischen Wechsel- und Gleichstrom steuern. Transformatoren sind integriert, um Spannungsebenen anzupassen, sodass der Strom für die Übertragung (oder Verteilung) geeignet ist. Filter sind enthalten, um Oberwellen zu reduzieren und den Strom zu glätten, was die Qualität bei der Umwandlung verbessert. Steuerungssysteme überwachen den Konverterbetrieb, passen ihn den Netzbedingungen an und sorgen für eine stabile Umwandlungsleistung. Um die Elektronik vor Überhitzung zu schützen, sind Kühlsysteme eingebaut.
- **DC-Offshore-Netzanbindungssysteme** kommen gemäß FEP 2025 überwiegend in der Nordsee sowie vereinzelt in der Ostsee für die Netzanbindung von OWP zum Einsatz. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und insbesondere die größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich effizienten Netzverknüpfungspunkt an Land zurückzuführen. Die bisherigen DC-ONAS in den Zonen 1 und 2 der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee werden in Übereinstimmung mit dem FEP und den Festlegungen des Bundesfachplan Offshore in der Regel mit einer Systemspannung von 320 kV und einer Übertragungsleistung von bis zu 980 MW ausgeführt. In den Zonen 3, 4 und 5 der AWZ in der Nordsee werden DC-ONAS gemäß FEP 2025 mit einer Systemspannung von 525 kV als Bipol mit metallischem Rückleiter und einer Übertragungsleistung von 2 GW ausgeführt. Hierdurch wird neben der signifikant höheren Übertragungsleistung eine höhere Verfügbarkeit durch Redundanz im Systemdesign und eine bessere Regelbarkeit der ONAS erreicht. Die Integration der OWP in die DC-ONAS erfolgt dabei nach den Technikgrundsätzen gemäß FEP:
 - In der Nordsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei DC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP und eine 155-kV-AC-Verbindung zwischen dieser Offshore-Umspannplattform und der seeseitigen Konverterplattform des ÜNB (s. Abbildung 51).
 - Für DC-ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2027 sieht der FEP 2023 in der Nord- und Ostsee das sogenannte 66-kV-Direktanbindungskonzept als Standard vor. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Konverterplattform des ÜNB verbunden (s. Abbildung 52).
 - Für DC-ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2033 sieht der FEP 2025 in der Nord- und Ostsee das 132-kV-Direktanbindungskonzept als Standard vor. Hierbei wird die technische und räumliche Komplexität reduziert und volkswirtschaftliche Kostenvorteile erzielt.

Abbildung 51: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 52: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4.2 DC-Multiterminal-Systeme

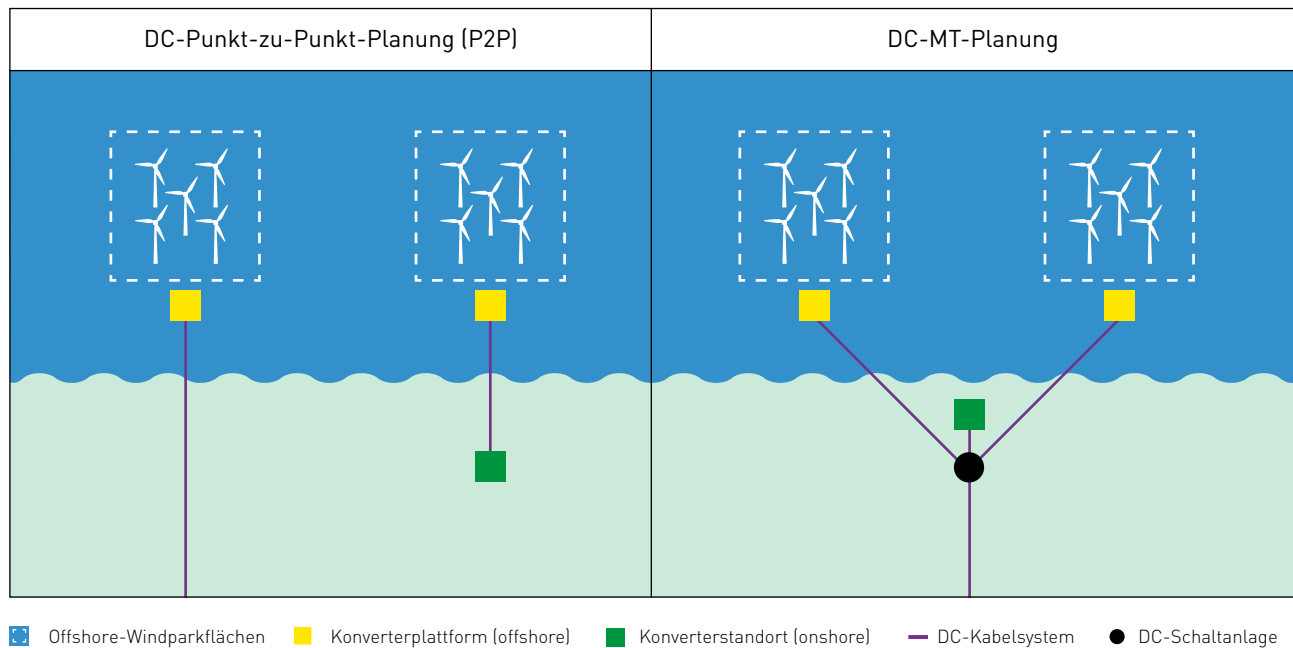
Um die Gesamteffizienz der DC-Projekte, die Verfügbarkeit und die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern, insbesondere dort, wo Offshore-Systeme integriert werden müssen, kann eine DC-seitige Verknüpfung mehrerer DC-Verbindungen zu MT-Systemen eine sinnvolle Erweiterung zu den heutigen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im DC-Bereich sein.

Ein erstes MT-System entsteht bereits in Deutschland mit den beiden DC-Verbindungen onshore DC1 und DC2, bei denen drei Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage direkt DC-seitig miteinander verbunden werden – und so am Standort Osterath eine Konverterstation eingespart wird.

Die direkte DC-seitige Verknüpfung von HGÜ-Systemen bietet Potenzial, um den Zuwachs an Offshore-Einspeiseleistung zukünftig effizienter in das bestehende AC-Netz integrieren zu können. Als Beispiel hierfür können Standorte dienen, an denen mehrere ONAS und DC-Verbindungen onshore ihre Start- bzw. Endpunkte haben, an denen sogenannte DC-Hubs entstehen (z. B. NOR 11-1, NOR-12-2 und DC31 im Suchraum Heide für den HeideHub, bzw. NOR-13-1, NOR-20-1 und DC34 / DC35 in Großenmeer für den NordWestHub und NOR 12-3, NOR-12-4 und DC32 im Suchraum Pöschendorf für den NordHub).

An diesen Standorten muss nicht mit jedem DC-Offshore-Netzanschlussystem eine Einbindung in das AC-Netz erfolgen, sondern es kann eine direkte Integration von Offshore-Energie in das DC-System ermöglicht werden. Dies verringert darüber hinaus zusätzliche Umwandlungsverluste von DC in AC und ggf. wieder zurück in DC, wie es z. B. am Standort Wilster der Fall ist. Dort ist die Verknüpfung der DC-Systeme von NordLink (TTG-P68; s. [NEP 2030 \(2019\)](#)) und SuedLink (DC4) über die AC-Schaltanlage geplant.

In Abbildung 53 ist der schematische Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung und DC-Planung mit MT-Strukturen abgebildet.

Abbildung 53: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P, links) mit DC-MT-Planung (rechts)


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch den DC-MT-Planungsansatz werden mehrere DC-Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage miteinander verbunden. So kann die Verfügbarkeit des Gesamtsystems gesteigert und bedarfsorientierte Lastflüsse ermöglicht werden. Für DC-MT-Systeme sind DC-Schaltanlagen mit DC-Leistungsschaltern erforderlich, um die notwendige Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten und die deutschen Planungsgrundsätze sowie die europäische System Operation Guideline (SOGI) einzuhalten.

Zukünftig sollte bei Kreuzungen von DC-Verbindungen onshore, z. B. Nord-Süd und Ost-West Verbindungen oder benachbarten DC-Hub-Systemen, geprüft werden, in welchem Umfang durch die weitere Onshore-Vernetzung Flexibilisierungspotenziale gehoben und resilientere und robustere DC-Netzstrukturen geschaffen werden können. Hierzu sind entsprechende Analysen und Netzberechnungen anzufertigen, um den gesamtwirtschaftlichen als auch den technologisch-ökonomischen Mehrwert von DC-seitigen Verknüpfungen im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im regulatorischen Prozess quantifizieren zu können (vgl. Anhang zum NEP 2037/2045 (2023), zweiter Entwurf, in den Projektsteckbriefen der Vorhaben DC40, DC41 und DC42, in welchen auf das Potenzial einer Vernetzung der Systeme an den jeweiligen Kreuzungspunkten hingewiesen wurde).

Voraussetzung für die weitere Vernetzung von DC-Systemen ist der klare Nachweis der technischen Machbarkeit und die Erfüllung von systemischen Anforderungen. Hiernach könnte eine internationale Harmonisierung der relevanten technischen Anforderungen erfolgen. Im Ergebnis lässt dies eine weitere Vernetzung der Onshore-, wie auch der Offshore-Systeme denkbar erscheinen, um z. B. internationale DC-Verbindungen aufzubauen. Ein zusätzlicher Nutzen wird damit durch die Bereitstellung von Handelskapazitäten generiert.

Die erfolgreiche Umsetzung der o. g. Innovationen sowie die Notwendigkeit zur beschleunigten Umsetzung der geplanten Projekte stellen sowohl technische als auch regulatorische und organisatorische Herausforderungen dar. Um größere und ausgedehnte DC-MT-Systeme bzw. die Entwicklung überlagerter DC-Netzstrukturen – einem sogenannten DC-Verbandssystem – zukünftig realisieren zu können, ist eine „Multi-Vendor“-Interoperabilität notwendig. So können in einem DC-MT-System die Konverter und DC-Schaltanlagen verschiedener Hersteller eingebunden werden. Dies setzt voraus, dass die Kompatibilität und Interoperabilität von Equipment und Regelung – und somit die Funktionalität von verschiedenen DC-Komponenten und Teilsystemen von verschiedenen Herstellern in einem System – gewährleistet werden können. Hierzu laufen bereits auf europäischer Ebene Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Herstellern, um Prozesse zur Harmonisierung und Risikoreduzierung zu definieren (siehe z. B. EU-Projekt „InterOPERA“).

Gleichzeitig müssen die ÜNB die Neuentwicklungen im Einklang mit realen, operativen Bedarfen und Prozessen steuern (z. B. Entwicklung einheitlicher Schnittstellen, Entwicklung neuer Einsatz- und Betriebskonzepte und deren Integration in die Netzbetriebsführung, Betriebsplanungsprozesse zur optimalen Berücksichtigung der HGÜ-Kapazitäten, einheitliche Anforderungen an HGÜ-Konverter zur Wahrung der Systemstabilität, wie z. B. Grid Forming Control).

Dazu bringen sich die ÜNB sukzessive in die Lage, geeignete Methoden und Analysewerkzeuge zu etablieren, um die Wechselwirkung zwischen HGÜ-Systemen und weiteren Betriebsmitteln bereits in der Planungsphase bis hin zur Konformitätsprüfung bewerten zu können. Hierzu ist ebenfalls eine enge Kooperation mit den HGÜ-Herstellern wichtig, um die resultierenden neuen Bedarfe einheitlich anfordern zu können.

Mit dem heutigen Wissen und den verfügbaren Technologien können eingeschränkt erweiterbare MT-Systeme geplant werden. Je größer die MT-Systeme geplant werden, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass dabei Systeme unterschiedlicher Hersteller und verschiedener ÜNB vernetzt werden. Damit steigt auch die Herausforderung dieser MT-Systeme in der Planung, Realisierung und im Betrieb. Mit dem Zusammenschluss von HGÜ-Systemen verschiedener Hersteller ändert sich außerdem zusehends die Rolle der ÜNB vom Angebotsnehmer und Betreiber einer schlüsselfertig gelieferten Anlage hin zum verantwortlichen (DC-)Systemintegrator und Betreiber, der das MT-HGÜ-System als Multi-Vendor detailliert spezifizieren, ganzheitlich integrieren und schlussendlich betreiben muss.

Deshalb verfolgen die ÜNB die Strategie, zukünftige MT-Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen. Konkret sollen MT-Systeme so geplant werden, dass

- größere, komplexe MT-Systeme in kleinere MT-Systeme aufgeteilt werden können und
- die Grundfunktion klassischer Punkt-zu-Punkt-Systeme sichergestellt werden kann.

Dieses modulare Vorgehen ist robust, da durch die Punkt-zu-Punkt-Verbindung netztechnisch stets eine sichere Rückfallebene besteht. Dadurch wird gewährleistet, dass ein HGÜ-Korridor oder ONAS seine planerische Hauptfunktion (Bereitstellung neuer Übertragungskapazität) trotz vorhandener Entwicklungspfade in jedem Fall erfüllt.

Im Kontext der gemeinsamen Entwicklung und Weiterentwicklung von MT-Systemen haben sich die vier ÜNB auf die Formulierung und Abgrenzung von drei Entwicklungsstufen von MT-Systemen geeinigt, um planerische, technische und betriebliche Risiken einordnen, bewerten und handhaben zu können. Diese sind sowohl für den Onshore- oder Offshore-Einsatz gültig:

Stufe 1: Single-Vendor MT-Systeme ohne DC-Leistungsschalter

- Herstellerspezifisches MT-HGÜ-System
- Verknüpfung von bis zu zwei Punkt-zu-Punkt-Systemen (≤ 4 Terminals) über eine DC-Sammelschiene und weiteres DC-Schaltequipment (nicht-selektiv)
- Begrenzung des maximalen Erzeugungsleistungsausfalls auf 3 GW, beispielsweise durch Einspeisebegrenzung, oder lastflussabhängiges, präventives Öffnen der DC-Kopplung durch geeignetes DC-Schaltequipment

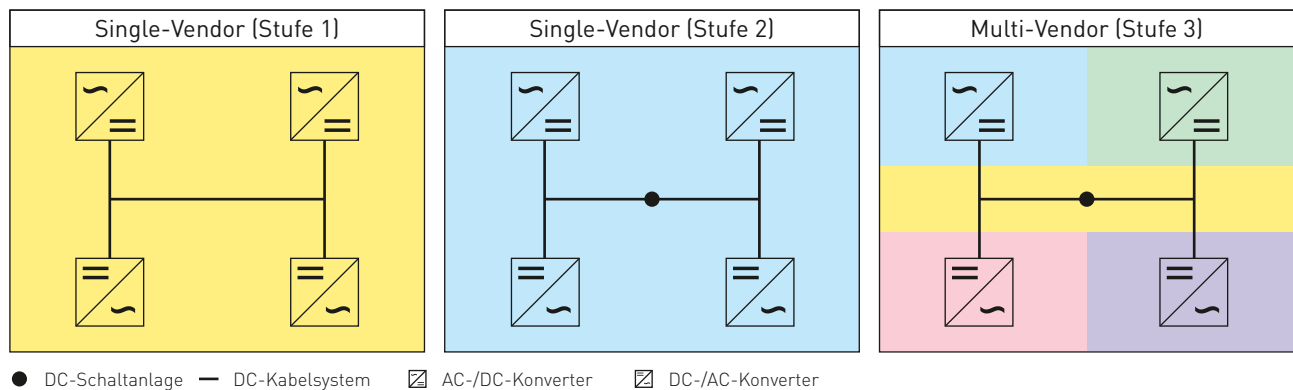
Stufe 2: Single-Vendor MT-Systeme mit DC-Leistungsschalter

- Herstellerspezifisches MT-HGÜ-System
- Verknüpfung von Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage mit DC-Sammelschiene, DC-Leistungsschalter und weiteres DC-Schaltequipment (teil-selektiv)
- Entwicklung der DC-Schaltanlage und des DC-Leistungsschalters für den europäischen Einsatz im Rahmen der Innovationspartnerschaft für die Pilotprojekte HeideHub, NordWestHub und NordHub

Stufe 3: Multi-Vendor MT-Systeme mit/ohne DC-Leistungsschalter

- Verknüpfung von Konverterstationen unterschiedlicher HGÜ-Systemlieferanten über DC-Schaltanlagen (teil-selektiv/ggf. voll-selektiv)
- Voraussetzung für ein deutsch/europäisches DC-Verbundsystem („DC-Overlay-Netz“)
- Harmonisierung herstellersistpezifischer Technologiekonzepte (Umrichter + DC-Schaltanlage) im Rahmen des EU-Projekts „InterOPERA“. Weitere erste Schritte im Rahmen der Innovationspartnerschaft
- Entwicklung eines regulatorischen Rahmens sowie einer Einkaufs- und Kommunikationsstrategie

Abbildung 54: Schematische Darstellung der definierten Multiterminal-Entwicklungsstufen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vernetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen

MT-Systeme können auch seeseitig entstehen oder ausgedehnt werden, indem ONAS seeseitig miteinander verknüpft werden. Allgemein wird bei der Offshore-Vernetzung zwischen einer nationalen und internationalen Offshore-Vernetzung unterschieden. Bei der nationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ untereinander verbunden, mit dem Ziel landseitige Netzengpässe zu reduzieren und eine höhere Redundanz bei der Netzanbindung von OWP zu erzielen. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) wurde die nationale Offshore-Vernetzung erstmalig als Maßnahme zur Engpassvermeidung berücksichtigt.

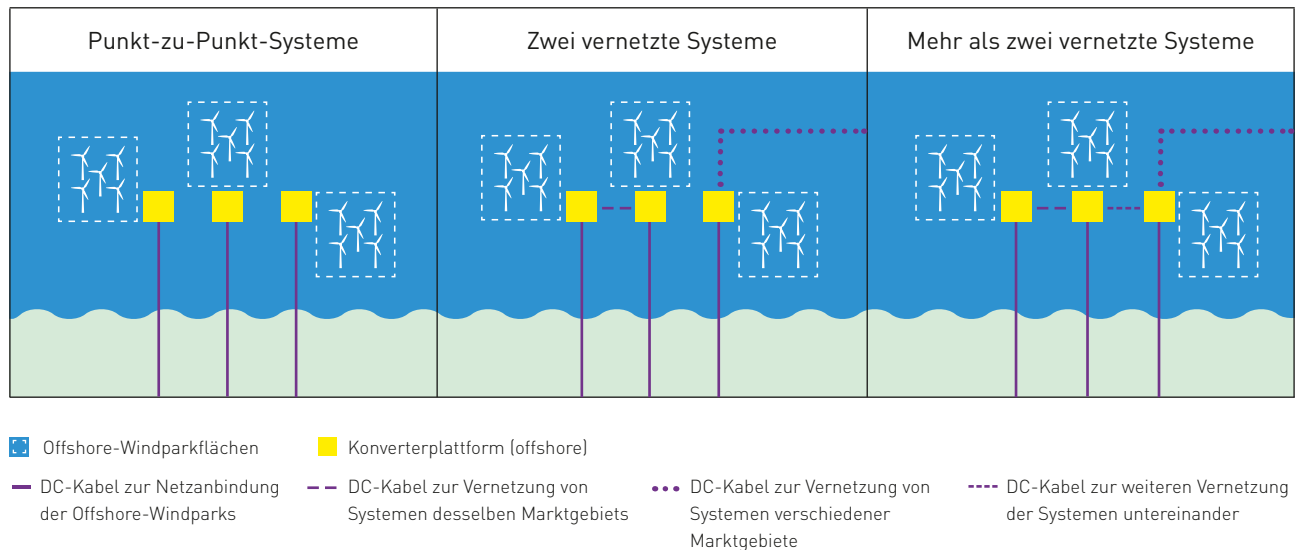
Bei der internationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ mit ONAS in der AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten verbunden, um zusätzliche Handelskapazitäten zu erschließen und damit die deutsche und europäische sozio-ökonomische Wohlfahrt zu erhöhen.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee überwiegend eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier in der Regel die Drehstromtechnik ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung bietet die Drehstromtechnik die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Diese werden derzeit durch einzelne AC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 220 kV und einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt.

Bei der Vernetzung der Offshore-Plattformen deutscher ONAS kann so beispielsweise bei einer mittleren Offshore-Einspeisung die Erzeugung der vernetzten ONAS gebündelt und zu dem Netzverknüpfungspunkt mit dem aktuell höchsten Bedarf geleitet werden. Bei einer geringen Offshore-Einspeisung können zudem zusätzliche Lastflüsse aus dem landseitigen AC-Netz über das MT-System umgeleitet werden. Diese Flexibilität ist planerisch umso wertvoller, je weiträumiger die Netzverknüpfungspunkte der vernetzten ONAS netzseitig voneinander entfernt sind, da in diesen Fällen die Korrelation der Lastflusssituationen an den Netzverknüpfungspunkten umso geringer ist. Dadurch können z. B. die Engpässe entlang der Nord-Süd-Achse reduziert und somit letztlich Engpassmanagement vermieden werden.

Darüber hinaus können durch die seeseitige Vernetzung mit ausländischen ONAS auch zusätzliche Handelskapazitäten erschlossen werden. Auf See sind die Distanzen zu ONAS der Nationen wie Dänemark, Großbritannien, Norwegen und Niederlande, welche ein großes Flächenpotenzial für die Offshore-Windenergie aufweisen, vergleichsweise gering. Gleichzeitig sind die ONAS gut in das deutsche Übertragungsnetz integriert, denn für die zukünftigen ONAS sind Netzverknüpfungspunkte vorgesehen, die bereits für die Aufnahme großer Erzeugungsleistung geeignet sind oder durch neue Netzmaßnahmen, wie z. B. HGÜ-Korridore, darauf ausgelegt werden. Damit wird auch gewährleistet, dass die neuen zusätzlichen Handelsflüsse potenziell besser in das elektrische Netz integriert werden können. In Abbildung 55 ist das Konzept der Offshore-Vernetzung im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen schematisch dargestellt.

Abbildung 55: Schematische Darstellung der Offshore-Netzanbindung und -Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch nationale Offshore-Vernetzung kann bei Störungen, also z. B. bei dem Ausfall eines Kabels, eine höhere Verfügbarkeit der Anschlussleistung ermöglicht werden. Durch diese Redundanz wird auch die potenzielle Verfügbarkeit der Offshore-Winderzeugung im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Systemen erhöht. Durch das schrittweise Vorgehen (1. Netzintegration via DC-Anschlüsse und 2. seeseitige Vernetzung) wird das planerische Risiko reduziert, da die Integration der Offshore-Windenergie in das Energiesystem bereits mit dem ersten Planungsschritt berücksichtigt wird. Die Verfügbarkeit steigt mit dem Vernetzungsgrad, wodurch DC-seitige Schaltfunktionalität erforderlich wird, um im Fehlerfall die Abregelung von Offshore-Windenergie zu senken. Allerdings bergen die möglichen Innovationen im Bereich der HGÜ-Technologie auch technische Unsicherheiten wie sie im Folgenden beschrieben werden.

Sofern eine Option zur späteren Vernetzung in ein MT-System bereits in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-ONAS berücksichtigt wird, könnten die genannten Vorteile auch nachträglich gehoben werden. Dabei ist bei einer seeseitigen Vernetzung keine weitere landseitige Rauminanspruchnahme erforderlich. Allerdings steigen die Projektrisiken und -kosten stark an, wenn DC-Schaltanlagen auf der Offshore-Seite erforderlich werden (s. Abbildung 55, rechte Darstellung mit mehr als zwei vernetzten Systemen).

Fehlerbehandlung in DC-Netzen

Eine Herausforderung bei MT-Systemen ist die Fehlerselektivität, um die Auswirkungen von Fehlerfällen auf das AC-Verbundsystem zu begrenzen und damit die Systemstabilität zu sichern. Eine bereits bewährte Strategie ist, die integrierte Erzeugungsleistung in das MT-System entsprechend zu begrenzen. Generell gilt im europäischen Verbundnetz, dass für einen Referenzstörfall mit einer Leistungsänderung von ± 3 GW Primärregelreserve vorzuhalten ist (Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission 2017 (System Operation Guideline (SOGI)), Artikel 153 2b,i). Sollten sich im Fehlerfall beispielsweise mehr als 3 GW Erzeugung vom Netz trennen, ist nicht sichergestellt, dass dieser Fehler durch das europäische Verbundnetz aufgefangen werden kann. Bei MT-Systemen, die eine höhere Erzeugungsleistung bündeln und anbinden, sind daher primärtechnische Entscheidungen und Vorkehrungen zu treffen und mit einem geeigneten DC-Schutzkonzept zu kombinieren:

Um den Ausfallrahmen des HGÜ-Systems zu begrenzen, werden metallische Rückleiter mitgeführt. Zusätzlich ist innerhalb von DC-Schaltanlagen, sowie im DC-Leitungsbereich die bautechnische Separierung der Pole möglich, um die Auftretenswahrscheinlichkeit von Pol-zu-Pol-Fehler zu minimieren. Zudem wird der Einsatz von DC-Leistungsschaltern oder der Einsatz von neuen angepassten präventiven Betriebsstrategien (z. B. Entkopplung des MT-Systems bei Einspeiseleistung ≥ 3 GW) notwendig. Letztlich entscheidet ebenso die Auswahl der Konvertertechnik über das DC-seitige Fehlerverhalten.

Für die Fehlerbehandlung in DC-Systemen gibt es im Wesentlichen drei Schutzkonzepte, die mit den o. g. Vorkehrungen kombiniert betrachtet werden müssen, um ein robustes DC-Systemverhalten im Fehlerfall abzuleiten:

1. Vollständig selektives DC-Schutzkonzept:

- Im Falle eines Fehlers auf der Gleichstromseite wird nur der betroffene Schutzbereich abgeschaltet.
- Alle Betriebsmittel (insbesondere Leitungen) haben ihren eigenen Schutzbereich (maximale Begrenzung des Ausfallrahmens, vgl. zu Standardvorgehensweise in AC-Systemen).

2. Teil-selektives DC-Schutzkonzept:

- Im Falle eines Fehlers auf der Gleichstromseite wird das System in Teilsysteme aufgeteilt, um den Ausfallrahmen auf einen geeigneten Wert zu begrenzen (Teilsysteme, die „save to fail“ sind).
- Schutzkonzept, welches in den DC-Hub-Pilotprojekten zum Einsatz kommt

3. Nicht-selektives DC-Schutzkonzept:

- Ein Fehler auf der Gleichstromseite führt zur Abschaltung der betroffenen Schutzzone. Die Größe der Schutzzone (und somit der Ausfallrahmen), hängt von der HGÜ-Architektur ab:
 - Symmetrischer Monopol und starrer Bipol: vollständiger Verlust der DC-Übertragungskapazität
 - Bipol mit Digital Mobile Radio (DMR) (Dt.: Metallrückleitung): Verlust der halben DC-Übertragungskapazität
- Standardmäßige Vorgehensweise bei bisherigen HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Systemen (offshore wie onshore)

Das Schutzkonzept der Teilselektivität kommt in den DC-Hub-Pilotprojekten HeideHub, NordWestHub und NordHub zum Einsatz, welches bei einer Kosten-Nutzen-Abwägung für die ersten konkreten Projekte den größten volkswirtschaftlichen Vorteil generiert (minimaler Einsatz von DC-Leistungsschaltern schafft effiziente Begrenzung der Engpassmanagementkosten bei Ausfällen. Unter Berücksichtigung aktueller Kostenannahmen generiert ein vollständig selektives DC-Schutzkonzept in diesen ersten konkreten Anwendungsfällen keine weiteren wirtschaftlichen Vorteile).

Zur Umsetzung des Schutzkonzepts der Teilselektivität ist es geplant, dass DC-Leistungsschalter zur DC-Sammelschienen-Längstrennung und Separierung der Pole zum Einsatz kommen. Durch diese Technologieannahme kann der Ausfallrahmen bei Einfachfehlern bereits auf 1 GW begrenzt werden, wodurch neben den Vorgaben aus der europäischen SOGI auch die deutschen Planungsgrundsätze der ÜNB sicher eingehalten werden.

Auch bei größeren DC-Strukturen kann das Konzept der Teilselektivität angewandt werden, um Einfachausfälle effizient zu beherrschen. Wie auch nach der Identifikation von neuen AC-Maßnahmen müssen für DC-MT-Systeme projektspezifische Stabilitätsbetrachtungen in der Planungs- und Spezifikationsphase durchgeführt werden, um die Auswirkungen von Mehrfachfehlern auf das AC-Netz zu analysieren und so betriebliche Maßnahmen planen zu können. Als mittel- bis langfristiges Ziel sollten die ÜNB eine Erweiterung der deutschen Planungsgrundsätze für DC-MT-Systeme anstreben, da die Planungsgrundsätze im aktuellen Stand nicht vollständig auf DC-Maßnahmen übertragbar sind. Hierzu müssen aber die Erkenntnisse und Arbeiten aus den Pilotprojekten einfließen.

Die technologische Machbarkeit von MT-Systemen mit DC-Leistungsschaltern wurde bereits demonstriert (vgl. [PROMOTioN Projekt](#)) und Prototypen von DC-Leistungsschaltern für Spannungen bis 350 kV wurden erfolgreich getestet. Die technische Skalierung für einen Einsatz bei 525 kV wurde im weltweiten Kontext bereits in ersten Pilotprojekten erprobt und angewendet (siehe z. B. Zhangbei DC-Netz Installationen). Die deutschen ÜNB erwarten, dass diese technische Skalierung für einen kommerziellen Einsatz in Europa bei 525 kV Anfang der 2030er zur Verfügung steht. Im Rahmen der Innovationspartnerschaft der vier ÜNB werden verschiedene Technologien (weiter-)entwickelt. Dabei ist zu beachten, dass DC-Leistungsschalter in diesem Stadium maßgeschneiderte Systeme für das entsprechende MT-System sind und keine standardisierten Produkte wie Schalter in der Drehstromtechnik. Dementsprechend ist für jedes MT-System die Integration der DC-Leistungsschalter individuell vorzunehmen und auch deren Auswirkung bei der Auslegung des MT-Systems zu berücksichtigen.

4.5 Regulatorischer Rahmen für Innovationen

Ein zukunftsfähiger Regulierungsrahmen sollte die Basis für innovatives Handeln zur Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung sein und diesbezüglich Anreize für kosteneffiziente und technologie neutrale Innovationen sowie digitale und klimafreundliche Lösungen setzen. Der derzeitige regulatorische Rahmen bildet dies nicht adäquat ab. Somit ist eine Weiterentwicklung erforderlich. Dies gilt auch für das von der BNetzA angedachte Jährlichkeitsprinzip ab der fünften Regulierungsperiode (ab 2029). Das Jährlichkeitsprinzip („Cost-Plus-Regulierung“) ist ein Ansatz, bei dem Kostenveränderungen jährlich nachgefahren werden und über die Netzentgelte auf Plankostenbasis ohne Zeitverzug refinanziert werden können. Dies ersetzt die bisherige Systematik einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit Budgetprinzip und ist für eine zeitnahe Refinanzierung der angefallenen Betriebskosten z. B. für digitale und innovative Betriebsmittel vorteilhaft.

Im Kern lassen sich folgende Defizite und Herausforderungen ableiten:

1. Ein verlässlicher Regulierungsrahmen muss für eine auskömmliche Refinanzierung von betriebskostenintensiven und innovativen technologischen Lösungen sorgen sowie die Möglichkeiten und Chancen der Digitalisierung fördern. So sind betriebskostenlastige Innovationen in der bestehenden Anreizregulierung schon heute strukturell nicht ausreichend refinanziert. In der derzeitigen Regulierungssystematik kommt es ausschließlich im Basisjahr zu einer Anerkennung von Betriebsaufwand (Basisjahrprinzip). Bei steigenden OPEX (Operational Expenditures) nach dem Basisjahr entsteht daher ein Zeitverzug bei der Erlöswirksamkeit und eine systematische Kostenunterdeckung. Dies macht einen Einsatz innovativer Lösungen mit höherem OPEX-Anteil im Vergleich zu konventionellen Lösungen tendenziell unattraktiver, da bei CAPEX (Capitel Expenditures) ein jährlicher Kostenabgleich und eine Anpassung in der Erlösobergrenze erfolgt. Es ist absehbar, dass in Zukunft verstärkt innovative und digitale Lösungen umgesetzt werden müssen. Diese haben aber aufgrund der Leistungselektronik meist einen höheren Betriebskostenanteil als konventionelle Lösungen, weshalb das Risiko einer strukturellen Kostenunterdeckung besteht. Hinzu kommen weitere betriebskostenlastige Anforderungen zur Sicherstellung der Energieversorgung.
2. Zu den Notwendigkeiten zählt auch die beschleunigte Errichtung von Netzbetriebsmitteln für die Systemsicherheit. Zu diesen sogenannten FACTS (s. Kapitel 4.3.3) zählen z. B. lastflusssteuernde Betriebsmittel, aber auch innovative Technologien zur synergetischen Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve. Im Gegensatz zu klassischen Betriebsmitteln (Freileitungen, Transformatoren, Schaltfelder) weisen diese jedoch eine abweichende Kostenstruktur auf. Beispielsweise führt der hohe Anteil an Leistungselektronik oder rotierenden Massen (z. B. bei einem rotierenden Phasenschieber) schon während der ersten Jahre der Nutzungsdauer zu einem erhöhten Anteil an Instandhaltungskosten, im Gegensatz zu klassischen Betriebsmitteln. Die Refinanzierung der OPEX bei FACTS ist derzeit unzureichend. Aufgrund des Basisjahrprinzips kommt es zu einer Refinanzierungslücke. Bei tendenziell höherem OPEX-Anteil bei FACTS ist dies besonders gravierend, da die ÜNB aus ihrer Rolle heraus viele dieser Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung einsetzen.



3. Die Wirtschaftlichkeit von langlaufenden Innovationsprojekten wird durch die Regulierungsperiodensystematik stark eingeschränkt. Aufgrund dieser Systematik werden Erträge aus Innovationen eines Netzbetreibers in Dauer und Höhe begrenzt. Es ist daher ungewiss, ob sich Effizienzsteigerungen durch Innovationen amortisieren können, denn typischerweise stellen sich im Netzbetrieb Vorteile aus innovativen Lösungen erst mittel- oder langfristig ein. Somit gehen Amortisationsdauern, gerade bei gedeckelten Effizienzgewinnen, häufig über die Regulierungsperiode hinaus. Effizienzgewinne vor Erreichen der Amortisation werden damit anteilig dem Netzkunden gutgebracht, sodass sich solche Innovationsprojekte aus Sicht des Netzbetreibers nicht nur nicht rentieren, sondern finanziell sogar nachteilig sein können.⁴
4. Die bestehenden Regelungen zur Innovationsförderung in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sind komplex, gehen mit langen Genehmigungsprozessen einher und sind mit hohem Bürokratieaufwand verbunden. Als Beispiel kann § 25a ARegV angeführt werden. Bei diesem Instrument kommt es zu einem hohen Zeitverzug zwischen Antragstellung und Projektstart. Eine Anerkennung der Kosten erfolgt maximal mit deutlichem Zeitverzug in Höhe von 50 %. Eine weitere Herausforderung ist, dass nur Projekte mit Bundesförderung akzeptiert werden.

Die derzeitige Anreizregulierung setzt den Fokus stark auf Kosteneffizienz bereits bestehender Aufgaben. Die Transformation des Energiesystems bringt jedoch vielfältige neue Aufgaben für die ÜNB mit sich. Die Netzbetreiber kennen die Gegebenheiten vor Ort am besten und sollten eigenständig die Optionen zur Zielerreichung auswählen. Ein Fokus auf Output-Ziele reizt sie dazu an, den Weg zur Erreichung dieser Ziele möglichst effizient zu gestalten. Die resultierenden Innovationen können den zukünftig zusätzlich notwendigen Netzausbau reduzieren und durch mögliche Synergiepotenziale auch die Effizienz der ÜNB erhöhen. Es muss ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz geschaffen werden, welcher Technologieoffenheit auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität fördert. Zugleich besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen gezielt anzugehen und die Wirtschaftlichkeitslücke für neue Technologien zu schließen.

Auf der anderen Seite ist zu gewährleisten, dass der Netzausbau im volkswirtschaftlich vertretbaren Rahmen bleibt und der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln in einem adäquaten Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen muss. Dies ist sowohl aus Sicht der Volkswirtschaft (bezahlbare Netzentgelte), aber auch aus Sicht der ÜNB wichtig, um die Akzeptanz für den Netzausbau zu gewährleisten.

Weiterführende Dokumente und Links

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-12/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2024). Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/planung%20und%20betrieb%20des%20deutschen%20C3%BCbertragungsnetzes/u%CC%88nb-rahmendokument_planungundbetrieb_202203.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- International Standardisation Organisation (ISO) (2013). Space Systems – Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment. <https://www.iso.org/standard/56064.html> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- ENTSO-E (2022). RDI Monitoring Report 2022. Research, Development and Innovation Projects. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2023/entso-e_RDI_Monitoring_Report_2022.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- Verband der Elektrotechnik (VDE) (2021). Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (VDE-AR-N 4210-5). <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/innovation/freileitungen/witterungsabhaengiger-freileitungsbetrieb-vde-ar-n-4210-5> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)

⁴ Diese Problematik wurde bereits 2015 im Evaluierungsbericht der BNetzA identifiziert und mit dem Efficiency-Carry-Over eine Lösungsmöglichkeit aufgezeigt (jedoch nicht umgesetzt).

- > Deutsches Institut für Normung (DIN) (2001). Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten; Deutsche Fassung EN 50182:2001. <https://www.dinmedia.de/de/norm/din-en-50182/44710562> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2023). Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil2_1.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Bundesnetzagentur (2025). Systemstabilitätsbericht 2025. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > HVDC-WISE (2023). Deliverable 4.1 Identification of key technologies, potential benefits and restrictions. <https://zenodo.org/records/10380614> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2022). 4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/grundlegende-anforderungen-an-netzbildende-umrichter/220504_-_4-uenb-papier_zu_anforderungen_an_netzbildende_umrichter.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019). Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > EU (2017). Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsbetrieb. System Operation Guideline (SOG). <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/eng> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- > EU Projekt PROMOTioN. Progress on meshed HVDC Pffshore Transmission Networks. <https://www.promotion-offshore.net/> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)